

REGULAÇÃO ECONÔMICA DA GERAÇÃO TERMOELÉTRICA:

**FORMAS DE CONTRATAÇÃO E METODOLOGIA
DE CÁLCULO DO CUSTO DE OPERAÇÃO**



GESEL

Regulação Econômica da
Geração Termoelétrica:
Formas de contratação e metodologia de
cálculo do custo de operação

Copyright© 2018 GESEL

Título Original: Regulação Econômica da Geração Termoelétrica: Formas de contratação e metodologia de cálculo do custo de operação

Editor

André Figueiredo

Editoração Eletrônica

Luciana Lima de Albuquerque

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

<p>G892r</p>	<p>Grupo de Estudos do Setor Elétrico</p> <p>Regulação econômica da geração termoelétrica: formas de contratação e metodologia de cálculo do custo de operação/ Grupo de Estudos do Setor Elétrico [GESEL]. – Rio de Janeiro: Publit Soluções Editoriais, 2018.</p> <p>348 p.</p> <p>Inclui bibliografia</p> <p>ISBN 978- 85-525-0069-8</p> <p>1. Economia. 2. Economia da terra e energia. 3. Setor elétrico. 4. Setor elétrico no Brasil. I. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de Economia. Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL) II. Título.</p> <p style="text-align: right;">CDD 333</p>
--------------	--

Elaborada por Daniel Strauch Ribeiro CRB-7/7242



PUBLIT SOLUÇÕES EDITORIAIS

Rua Miguel Lemos, 41 salas 711 e 712

Copacabana - Rio de Janeiro - RJ - CEP: 22.071-000

Telefone: (21) 2525-3936

E-mail: editor@publit.com.br

Endereço Eletrônico: www.publit.com.br

Apresentação

Este livro foi desenvolvido no âmbito do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ANEEL “Regulação Econômica da Geração Termoeétrica: Formas de contratação e metodologia de cálculo do custo de operação”, com o registro PD-7123-0008/2016, com suporte financeiro das empresas Paranaíba III Geração de Energia S.A. e Itaipu Geração de Energia S.A., termelétricas da Eneva S.A. as principais linhas de pesquisa do projeto. O contexto em que se insere a pesquisa é o crescimento acentuado da capacidade instalada de usinas termoeétricas ocorrido no Brasil neste século e com ela a transformação do papel destas usinas sistema interligado nacional. As termoeétricas seguem sendo operadas em complementariedade às hidroelétricas, mas deixam de estar restritas à função de economizar água apenas em anos mais secos para se converterem, muitas vezes, em fonte regular de energia. Além disso, em algumas situações, as termoeétricas começam a ser chamadas a desempenhar uma função que, no Brasil, sempre foi exclusiva de hidroelétricas, qual seja, contribuir para o acompanhamento de carga, variando a geração ao longo do dia ou mesmo operando apenas no horário de ponta.

O uso mais regular das termoeétricas e a mudança de seu papel no parque gerador trazem desafios para a operação do sistema e para o planejamento da expansão da geração, mas também – e este é o tema deste livro – para a regulação econômica e para a contratação da geração. Os atuais contratos regulados para termoeétricas, bem como as regras comerciais a eles associadas, foram desenhados tendo em mente o papel tradicional destas usinas como energia de *backup* para as hidroelétricas, com uso apenas eventual. Porém, com o novo contexto operativo que está se configurando, eles merecem ser revisitados.

Durante a crise hidrológica recente, o parque térmico passou a ser usado de forma contínua por um longo período em que vigoravam preços de curto prazo extremamente elevados e, com isso, uma série de fragilidades do modelo de comercialização de energia no atacado ficaram evidentes. Em particular, os contratos regulados com termoeétricas mostraram-se mais arriscados para os empreendedores do que parecia à primeira vista. Por outro lado, com o aumento acentuado da geração eólica no Nordeste, justo em um momento de hidrologia crítica no Rio São Francisco, o ONS se viu obrigado a utilizar, recorrentemente, as termoeétricas instaladas na região em regime de acompanhamento de carga. Entretanto, isso ocorreu sem que houvesse um esquema de remuneração para estas usinas capaz de dar conta dos sobrecustos associados às frequentes variações do nível de geração.

O livro está organizado em sete capítulos. O Capítulo 1 traça um cenário para a expansão do parque gerador brasileiro nos próximos anos, em que se antevê uma redução da participação da geração hídrica na matriz, um aumento da geração de fontes renováveis intermitentes e um crescimento da geração térmica, seja

com perfil adequado para geração contínua, sobretudo no período seco, seja para geração de ponta. Este Capítulo também discute os critérios de seleção de projetos térmicos adotados nos leilões de energia nova, mostrando que eles apresentam um viés favorável a projetos com custos altos e imprevisíveis.

O Capítulo 2 trata especificamente das alternativas para a contratação de geração térmica com perfil técnico econômico para geração contínua. Na expansão recente da geração térmica, têm predominado projetos com custos variáveis elevados. Tais projetos são caros demais para serem utilizados como fonte regular de energia e também se mostram demasiado arriscados, do ponto de vista financeiro, para utilização intensa em anos mais secos. Por isso, é interessante investigar as alternativas para geração térmica com perfil de geração de base – destacando-se os projetos de gás *onshore* dedicados – e o que pode ser feito para incentivar sua maior difusão.

O Capítulo 3 apresenta um histórico da contratação de usinas termoelétricas no Sistema Interligado Nacional, permitindo entender o perfil dos contratos praticados e os principais problemas verificados. Já o Capítulo 4 traz uma análise comparativa de desenhos de mercados de energia, a fim buscar inspiração para eventuais melhorias no modelo brasileiro. A principal conclusão do estudo é que o mercado brasileiro respaldado em contratos de longo prazo é adequado para um sistema em expansão com forte presença de geração baseada em custos fixos (hídrica, nuclear, eólica, etc.), em que os preços de curto prazo da energia tendem a variar de forma acentuada. Isso indica que o recomendável é aperfeiçoar o modelo baseado em contratos e não substituí-lo.

O Capítulo 5 trata de um dos aspectos de que o modelo comercial brasileiro atual está mais carente, qual seja, a contratação de serviços ancilares, sobretudo aqueles que podem ser prestados por termoelétricas e que envolvem custos variáveis. Para subsidiar esta discussão, que será aprofundada no Capítulo final, é feita no Capítulo 5 uma comparação internacional sobre contratação de serviços ancilares.

O Capítulo 6 apresenta uma modelagem dos sobrecustos envolvidos na operação de termoelétricas em regime de acompanhamento de carga, isto é, com partidas diárias ou com operação em carga parcial. O objetivo é amparar, através de exemplos práticos, a necessidade de reformular a contratação de serviços ancilares no Brasil, de modo a remunerar adequadamente os geradores térmicos e estimulá-los a fornecerem ao sistema toda a flexibilidade operativa de que sejam capazes.

Finalmente, no Capítulo 7, há uma discussão regulatória sobre a remuneração da flexibilidade operativa das usinas térmicas, com o intuito de subsidiar a futura criação de serviços ancilares para termoelétricas operando em regime de acompanhamento de carga.

Sumário

1 – A Expansão do Parque Gerador Brasileiro e os Critérios de Seleção de Projetos nos Leilões	7
<i>Nivalde J. de Castro, Roberto Brandão, Guilherme de A. Dantas</i>	
2 – Alternativas para Contratação de Geração Térmica de Base	49
<i>Nivalde J. de Castro, Roberto Brandão, Guilherme de A. Dantas, Pedro Vardiero, Gabriel Hidd, Carlos Lopes, André Alves</i>	
3 – Histórico da Contratação de Usinas Termoelétricas no SIN	89
<i>Roberto Brandão, Victor José Ferreira Gomes</i>	
4 – Análise Comparativa Internacional de Desenhos de Mercados Atacadistas de Energia	127
<i>Nivalde J. de Castro, Roberto Brandão, Guilherme de A. Dantas, Pedro Vardiero, Paola Dorado</i>	
5 – Experiências Internacionais de Contratação de Serviços Ancilares	177
<i>Roberto Brandão, Paola Dorado, Pedro Vardiero, Gabriel Hidd, Carlos Lopes, André Alves</i>	
6 – Modelagem de Análise dos Custos do Acompanhamento de Carga	259
<i>Raphael Guimarães, Djalma M. Falcão, Roberto Brandão</i>	
7 – Remuneração da Flexibilidade Operativa das Usinas Termoelétricas.....	309
<i>Nivalde J. de Castro, Roberto Brandão, Raphael Guimarães, Pedro Vardiero, Gabriel Hidd, Carlos Lopes, André Alves</i>	

1

A Expansão do Parque Gerador Brasileiro e os Critérios de Seleção de Projetos nos Leilões

Nivalde J. de Castro, Roberto Brandão, Guilherme de A. Dantas

Embora a perspectiva da matriz elétrica brasileira seja de manutenção da predominância da geração hídrica por muitos anos, a participação das hidroelétricas tem tendência decrescente. Em linha com a alteração da composição da oferta brasileira de energia elétrica, deve ser enfatizado que o paradigma operativo será distinto daquele com o qual o sistema se expandiu e se consolidou ao longo do Século XX.

Para uma melhor compreensão desta dinâmica, ressalta-se que o potencial hídrico remanescente está localizado na Região Amazônica, onde a topografia predominante é de planície. Como consequência, não é provável a construção de usinas com reservatórios de acumulação de grande porte, pois, devido à queda pequena no trecho mais caudaloso dos rios amazônicos, a capacidade de os mesmos estocarem energia seria limitada. Concomitantemente, destaca-se o caráter mais rígido da legislação ambiental desde a promulgação da Constituição Federal de 1988, a qual comumente impossibilita a construção de novas hidroelétricas, sobretudo com reservatórios de acumulação. Desta forma, a expansão hídrica tem ocorrido baseada em usinas fio d'água e, por consequência, verifica-se uma redução da capacidade de regularização de sua oferta ao longo do ano. Logo, passa a existir a necessidade de diversificação da matriz elétrica brasileira.

Em anos recentes, houve a contratação de um expressivo montante de projetos de geração eólica. Assim como a bioeletricidade produzida nas usinas sucroenergéticas, a geração eólica no Nordeste brasileiro (a principal Região produtora) está concentrada no período seco do ano e, portanto, é intrinsecamente complementar à geração hidroelétrica. As estimativas para os próximos anos apontam, não somente para o prosseguimento da contratação de mais projetos de energia eólica, como para uma gradativa inserção da geração solar fotovoltaica na matriz. Embora estas fontes renováveis contribuam para o equilíbrio energético do Setor Elétrico,

tanto a energia eólica como a energia solar fotovoltaica têm natureza intermitente e, por isso, a questão do balanço de potência precisa ser examinada atentamente. Em realidade, a intermitência destas fontes acentua o problema de atendimento da ponta, derivado do aumento da participação na matriz de geração de usinas fio d'água, com reduzida capacidade de geração no período seco. Portanto, será necessário contratar novas centrais de geração controláveis, sejam elas termoelétricas ou de outras modalidades, como usinas hidroelétricas reversíveis.

Desta forma, mesmo tendo o Brasil grande potencial de energias renováveis, o qual pode ser desenvolvido a custos competitivos, a geração termoelétrica deverá experimentar avanço no país até 2030, para garantir a segurança do suprimento e fazer contraponto ao crescimento da participação de fontes não controláveis na matriz de geração, notadamente as hidroelétricas de fio d'água, os parques eólicos, as térmicas à biomassa e a geração solar.

Tradicionalmente, as termoelétricas têm sido utilizadas no Brasil como geração complementar, destinada a substituir parcialmente as hidroelétricas em períodos de hidrologia desfavorável. O acionamento das termoelétricas, feito quase sempre na base da curva de carga, permite encher mais rapidamente os reservatórios das hidroelétricas, quando as aflúências são baixas no período úmido, ou permite um deplecionamento mais lento dos reservatórios, quando seu nível se mostra baixo durante o período seco. Em condições de hidrologia normal ou favorável estas usinas tendem a permanecer paradas, resultando, desta dinâmica, um nível expressivo de ociosidade.

Contudo, as térmicas tendem a assumir uma nova função no sistema elétrico brasileiro. Por um lado, há a necessidade de mais usinas termoelétricas aptas a operarem na base, ao menos durante o período seco, para complementar a queda da geração das usinas a fio d'água neste período. Concomitantemente, provavelmente será necessário contar também com usinas térmicas flexíveis, com baixa frequência esperada de uso, para o atendimento da ponta.

Ao longo dos últimos dez anos, um considerável número de projetos termoeletricos foi contratado, aumentando a participação da geração térmica na matriz. Porém, uma parte dos projetos contratados não apresenta característica compatível com as necessidades de expansão do sistema elétrico brasileiro, uma vez que possuem custos variáveis de geração muito elevados, representando uma alternativa financeira arriscada para a expansão, já que, na eventualidade de haver necessidade de despacho na base de tais usinas, resultaria em um custo operacional excessivo.

Desta forma, este Capítulo propõe discutir a inserção das usinas termoelétricas no sistema elétrico brasileiro nos próximos anos. A primeira Seção analisa a expansão do parque gerador brasileiro com vistas a demonstrar que a tendência principal é pela expansão da geração utilizando preponderantemente fontes renováveis com baixo nível de controlabilidade. Diante desta avaliação, a Seção seguinte busca identificar tendências para inserção de novas usinas termoelétricas no sistema, em complementariedade à evolução do perfil da geração renovável.

Na sequência, a Seção 1.3 examina os critérios que têm sido utilizados para selecionar usinas termoelétricas, mostrando que eles possuem forte viés em favor de projetos com perfil diferente do desejável. Ao invés de privilegiar usinas com custos previsíveis, os leilões tendem a contratar usinas que representam um risco financeiro adicional ao sistema, que não vem sendo precificado.

1.1. Expansão das Fontes Renováveis

Historicamente, a matriz elétrica brasileira é baseada na exploração dos recursos hídricos. Ao final de 2014, as usinas hidroelétricas detinham uma capacidade instalada de 82.879 MW¹, sendo 132.878 MW a potência instalada total. Logo, compreende-se o motivo pelo qual, mesmo no período de hidrologia crítica, entre 2012 e 2015, a geração hidroelétrica permanecer com uma participação superior a dois terços na oferta de energia elétrica (EPE, 2015).

Desta forma, embora exista uma tendência de redução da participação da hidroeletricidade, os recursos hídricos permanecerão preponderantes na matriz elétrica brasileiro no horizonte da década de 2030. Concomitantemente, prospecta-se um considerável aumento da participação de outras fontes renováveis. Logo, é possível afirmar que as potencialidades brasileiras propiciam que a matriz elétrica permaneça dominada por fontes renováveis em base competitiva de custos. No entanto, devem ocorrer consideráveis mudanças no paradigma operativo do parque gerador.

O objetivo desta Seção é, justamente, tratar das perspectivas do parque hidroelétrico e de outras fontes renováveis, sobretudo energia eólica, com vistas a identificar as consequências da expansão de fontes renováveis sobre a dinâmica do sistema elétrico brasileiro.

1.1.1. Perspectivas do Parque Hídrico Brasileiro

O paradigma prevalecente do sistema elétrico brasileiro tem como base a regularização da oferta de energia ao longo do ano através do armazenamento de água em grandes reservatórios, com complementação de termoelétricas apenas em situações de hidrologia desfavorável. Em linhas gerais, os reservatórios devem ser capazes de estocar energia suficiente para abastecer o mercado durante o período seco do ano. Mas, para isso, é preciso que cheguem relativamente cheios no fim da estação úmida (D'ARAÚJO, 2009).

As bacias do Rio Paraná e do Rio São Francisco são bastante ilustrativas da dinâmica prevalecente nas principais bacias já exploradas. Nestas bacias, foram construídas represas que preenchem vales profundos e acumulam volumes que, pela existência de muitos aproveitamentos a jusante, resultam em grandes estoques de energia. Na realidade, apenas seis reservatórios são responsáveis por 52% de toda a Energia Armazenada (EAR) do Sistema Interligado Nacional (SIN). São eles: Emborcação, Nova Ponte e Itumbiara, no Rio Paranaíba, Furnas, no Rio Grande, e Três Marias e Sobradinho, no Rio São Francisco (CASTRO *et al.*, 2010a).

Em termos prospectivos, verifica-se que a geração hídrica irá se manter predominante ao longo das próximas décadas. Dado que a carga de energia crescerá

¹ Soma-se a esta capacidade 7.000 MW da usina de Itaipu pertencentes ao Paraguai, mas que, em sua maioria, são utilizados para atender ao mercado brasileiro.

em razoáveis taxas neste período², é perceptível a necessidade de expansão do parque hidroelétrico. Neste sentido, até 2029, deve ser adicionada ao sistema uma capacidade hidroelétrica de 32.323 MW³. Ressalta-se que, deste montante, aproximadamente 75% já estão contratados. Além disso, é importante enfatizar que as usinas de Belo Monte (em fase de motorização) e de São Luiz do Tapajós (a ser licitada)⁴ representam 68% da expansão prevista entre 2014 e 2024 (EPE, 2015).

Entretanto, é preciso ressaltar que o sistema de geração hídrica brasileiro se encontra em um processo de transição. Explica-se: quase a totalidade das usinas hidroelétricas contratadas desde 2005, assim como aquelas previstas pelo planejamento, não apresentam reservatórios de acumulação. Tratam-se de usinas fio d'água que se caracterizam por ter a capacidade de armazenar água por apenas alguns dias, tendo em vista a topografia da Região Norte, onde se encontra a maior parte dos aproveitamentos hidroelétricos remanescentes, o que é um obstáculo técnico à construção de reservatórios com grande capacidade de regularização⁵. Soma-se a isso o fato de que a construção de barragens com grandes reservatórios passou a sofrer restrições dos órgãos ambientais, os quais tendem a desfavorecer aproveitamentos com elevada razão entre a área alagada e a capacidade instalada (CASTRO *et al.*, 2010a). Neste contexto, ressalta-se que apenas as usinas de São Roque, Baixo Iguaçu⁶ e Sinop serão capazes de contribuir com o aumento da quantidade de energia armazenável do sistema.

Em suma, o potencial hidráulico remanescente encontra-se em uma região que não é adequada à construção de um sistema de geração hídrica plenamente regularizada e as oportunidades para construção de grandes reservatórios que por ventura existam dificilmente serão viabilizadas do ponto de vista ambiental.

2 De acordo com EPE (2014), a carga de energia será de 114.474 MWmed em 2040, tendo sido de 62.870 MWmed a carga verificada em 2013.

3 Este montante inclui 3.974 MW de usinas que já estão em operação, mas ainda não completamente motorizadas.

4 A usina hidroelétrica de Belo Monte possui potência instalada de 11.233 MW, enquanto a potência instalada da usina de São Luiz de Tapajós é de 8.040 MW.

5 Em contraste com o verificado nas principais bacias das regiões Sudeste e Nordeste, o trecho caudaloso de todos os rios da Região Norte encontra-se em baixa altitude. Dado que a energia armazenada em um reservatório é função do volume útil do mesmo e da queda total aproveitada, incluindo a própria hidroelétrica e todos os aproveitamentos à jusante, entende-se a dificuldade em reproduzir o modelo adotado nas hidroelétricas do Sudeste e Nordeste, com grande capacidade de estocagem de energia. Considerando que a queda total dos aproveitamentos na Região Norte sempre será relativamente modesta, seria preciso construir reservatórios com um volume útil muito grande para estocar uma quantidade expressiva de energia. Além disso, considerando que o relevo da região é suavemente ondulado, para conseguir construir um reservatório com grande volume útil e com pequena profundidade média, será preciso alagar uma área muito extensa, o que é difícil de justificar.

6 Embora consista em uma usina fio d'água, a mesma possibilita um aumento da energia armazenável, tendo em vista que resulta em ganhos de produtividade na cascata onde se encontra, a qual já possui reservatórios de acumulação a montante.

A consequência é que as novas hidrelétricas do Norte do país terão grande capacidade instalada, mas pouca geração efetiva no período seco.

Dentre as usinas de grande porte em operação, o caso da usina de Tucuruí é bastante ilustrativo. No período úmido, é possível utilizar toda sua capacidade de 8.340 MW e ainda ocorre vertimento de água. Em contrapartida, no período seco, a geração fica restrita a pouco mais de 2.000 MW⁷, devido ao regime de águas da Bacia do Tocantins e a inexistência de reservatórios capazes de compensar a sazonalidade das vazões naturais.

Como o ponto do Rio Xingu em que está sendo construído a usina hidrelétrica de Belo Monte possui uma acentuada sazonalidade de suas afluições⁸, esta usina terá comportamento semelhante. Tal assertiva é corroborada pelo fato de não existirem projetos de reservatórios capazes de regularizarem a vazão do rio.

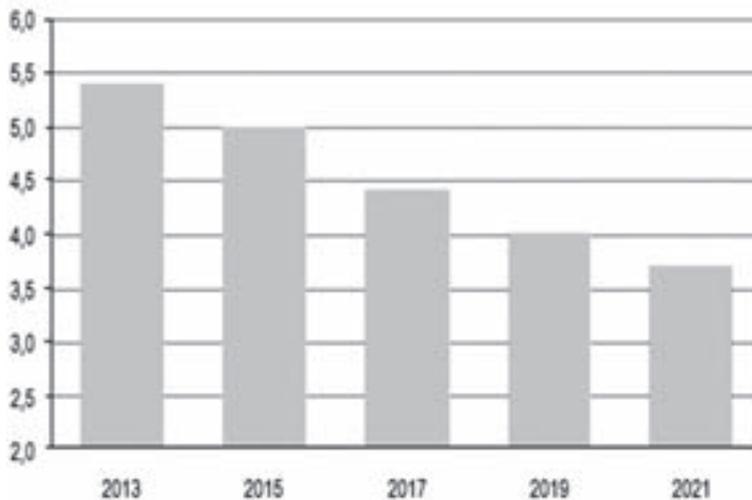
Ressalta-se que também não existem planos para a construção de reservatórios capazes de regularizar satisfatoriamente a vazão dos rios Madeira, Tapajós e Teles Pires, os quais constituem as principais frentes de avanço da fronteira hidroelétrica na Amazônia. Neste sentido, é ilustrativo que a capacidade de armazenamento entre 2014 e 2024 crescerá apenas 2,6 GW_{med}, valor este que representa 1% da capacidade total de armazenamento em 2015. Em contrapartida, estima-se que a carga deverá crescer aproximadamente 29.000 MW no período (EPE, 2015). Portanto, é notório que gradativamente a energia estocada nos reservatórios das hidrelétricas representará uma proporção cada vez menor da carga anual e, como consequência, vislumbra-se uma redução da capacidade de regularização da disponibilidade de energia.

Esta diminuição esperada na capacidade de regularização pode ser visualizada no Gráfico 1, o qual mostra a razão entre a energia armazenável máxima do SIN e a carga. Segundo Chipp (2013), em 2013, esta razão era estimada em 5,4, o que significa que os reservatórios poderiam estocar, quando cheios, energia equivalente à carga de mais de cinco meses. Em 2021, a projeção da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é que esta razão cairá para 3,3.

7 Ver site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Histórico da Operação, Geração de Energia.

8 No auge do período úmido (entre março e maio), a vazão média é de quase 18 mil m³/s. Porém, a vazão desce a menos 1,1 mil m³/s, no auge da seca (setembro/outubro).

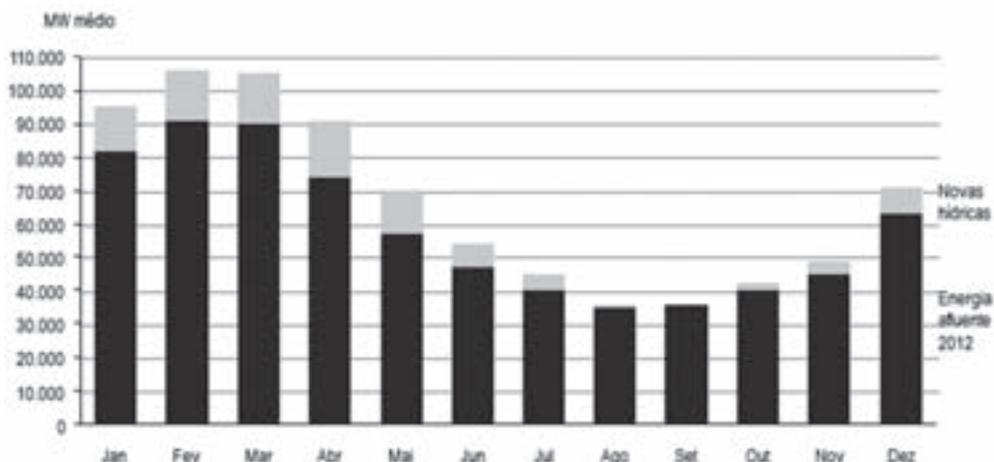
Gráfico 1: Razão entre Energia Armazenável Máxima dos Reservatórios e Carga



Fonte: Chipp (2013) com base em EPE (2012).

Concomitantemente, a geração de energia hídrica vai se tornar cada vez mais sazonal, devido à concentração no primeiro semestre da geração das novas usinas a fio d’água da Região Norte, principalmente nas bacias dos rios Madeira, Tapajós, Xingu e Tocantins. O Gráfico 2 ilustra com bastante clareza o caráter mais acentuado da energia afluenta das usinas hidroelétricas da Região Norte.

Gráfico 2: SIN – Energias Afluentes Médias entre 2012 e 2021



Fonte: Elaboração própria com base em EPE (2012).

Para lidar com o novo perfil do parque hídrico, uma estratégia é utilizar os estoques acumulados, na época das águas, em reservatórios fora da Região Norte para garantir o abastecimento durante os meses de aflúências menores. Esta é, de fato, uma alternativa, mas se trata de uma prática operativa que tem pelo menos duas limitações importantes. Em primeiro lugar, deve-se considerar que muitos dos reservatórios atuais não se prestam bem a uma operação em regime estritamente anual, isto é, estocando na estação chuvosa uma energia destinada à geração na seca seguinte. Explica-se: em alguns casos a razão entre o volume útil de armazenamento d'água e as vazões naturais torna impossível garantir um enchimento pleno em apenas uma estação chuvosa. Ao mesmo tempo, ainda que a energia armazenada se encontre em níveis relativamente elevados ao fim da estação úmida, esta energia pode estar distribuída de tal forma entre os diversos reservatórios que o sistema hídrico não tenha como atender sozinho à carga durante a seca.

Observa-se, assim, que será necessário recorrer à geração não-hídrica complementar no período seco, mesmo em anos de hidrologias normal. Trata-se de um fenômeno que deve se manifestar e intensificar na medida em que a carga aumente. Mais especificamente, o atendimento da ponta requer especial atenção. Não bastasse as usinas fio d'água não terem geração controlável, o deplecionamento dos reservatórios de acumulação durante o período seco resulta em perda de potência das hidroelétricas, em função da perda de altura da queda.

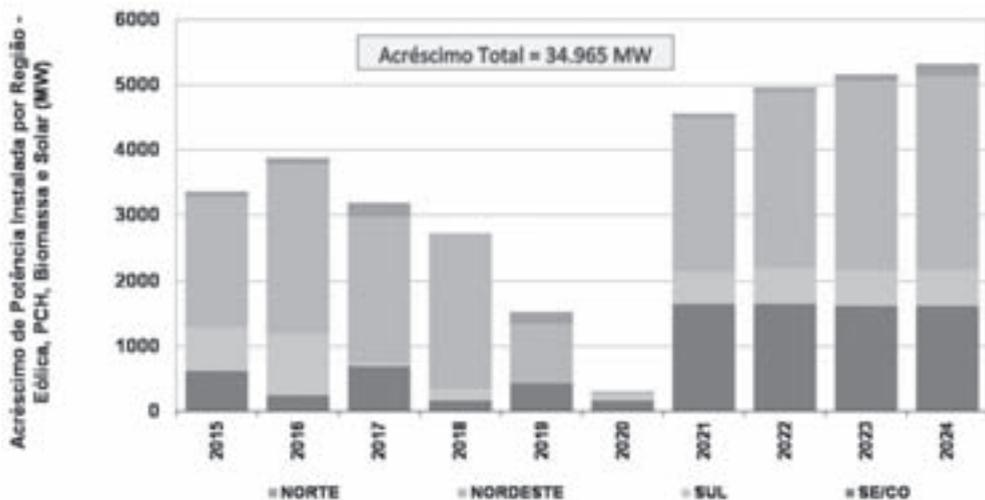
Parte da necessidade de geração de ponta pode ser suprida pelo aumento de capacidade das hidroelétricas atuais, com reservatórios expressivos a montante. Há muitas oportunidades para aumento de capacidade, inclusive diversos casos de hidroelétricas que já possuem casa de força para novas unidades. Contudo, não se verificam avanços nesta direção, justificado, em grande medida, pelo arcabouço comercial existente, em que se contrata apenas energia e não existe nenhum dispositivo para a contratação de potência.

Portanto, embora esteja em curso uma considerável expansão do parque hidroelétrico, o paradigma operativo da geração hídrica será bastante diferente daquele tradicionalmente verificado. Assim, a diversificação da matriz elétrica assume caráter imperativo, vide a necessidade de complementação da geração hidroelétrica no período seco, mesmo em anos de hidrologias típicas.

1.1.2 Fontes Renováveis Alternativas

O exame das perspectivas da expansão das fontes renováveis alternativas de energia (pequenas centrais hidroelétricas, centrais de biomassa, usinas eólicas e plantas solares) indica que as mesmas vêm se expandindo nos últimos anos. Mais do que isso, há a tendência de aumento da participação destas fontes na matriz elétrica brasileira nos próximos anos. De acordo com EPE (2015), entre 2015 e 2024, estas fontes deverão crescer a uma taxa anual média de 10%, o que significa um acréscimo de 34.965 MW no período, conforme pode ser visto no Gráfico 3, o qual segmenta esta expansão por Região.

Gráfico 3: Expansão da Capacidade Instalada de Fontes Renováveis Alternativas



Fonte: EPE (2015).

Deste montante, ressalta-se que aproximadamente 15.000 MW já estavam contratados e o restante tratava-se de estimativas do órgão planejador quando da publicação do documento de referência. Esta expansão fará com que a participação das fontes renováveis alternativas no Sistema Interligado Nacional seja de 20,9% e de 27,3%, respectivamente, em 2018 e em 2024, contrastando com os 17,7% verificados em 2015.

No caso específico das pequenas centrais hidroelétricas, nota-se que os investimentos nos últimos anos foram bastante reduzidos. Apesar de ser uma tecnologia madura, os projetos não têm se apresentando competitivos, o que ocorre, em grande medida, em função da complexidade do licenciamento ambiental que costuma ser mais moroso do que o verificado em projetos de outras fontes.

Porém, não bastasse ser uma fonte de geração distribuída, pequenas centrais hidroelétricas são relativamente controláveis, vide a regularidade das vazões hídricas. Neste sentido, a exploração do seu potencial é pertinente, especialmente em função de sua aptidão para o atendimento da ponta. De todo modo, esta exploração está condicionada ao desenvolvimento de políticas públicas que vão desde ajustes regulatórios⁹ até a sinalização de contratações sistemáticas e a adoção de medidas que tornem os processos de avaliação dos impactos socioambientais e de licenciamento dos projetos mais eficazes e ágeis (CASTRO *et al.*, 2015).

⁹ Ressalta-se a necessidade de os leilões de contratação de energia também considerarem os custos de transmissão dos diferentes projetos, ou seja, a necessidade de um sinal locacional mais forte na métrica de comparação dos projetos. Ao mesmo tempo, é desejável a realização de ajustes regulatórios que incitem as distribuidoras efetivamente a adquirirem 10% de sua carga a partir de geração distribuída.

Em paralelo, é preciso considerar a importância e as perspectivas de usinas térmicas movidas à biomassa na matriz elétrica brasileira. Em especial, a bioeletricidade, proveniente de usinas sucroenergéticas e produzida a partir da biomassa residual do processo produtivo de etanol e açúcar, é bastante relevante, pois é intrinsecamente complementar ao regime hidrológico das regiões Sudeste e Centro-Oeste, onde está concentrada a maior parte dos reservatórios de acumulação das usinas hidroelétricas. Explica-se: a safra canavieira nestas regiões ocorre entre abril/maio e novembro e, desta forma, coincide com o período seco. Assim, a produção de bioeletricidade contribui para tornar mais lento o deplecionamento dos reservatórios (CASTRO *et al.*, 2008).

Atualmente, toda usina sucroenergética *greenfield* já inclui planta de cogeração apta a gerar energia elétrica destinada à comercialização e algumas usinas existentes reformaram as suas unidades de cogeração para viabilizar a injeção de energia na rede (*retrofits*)¹⁰. Observa-se que a comercialização de energia elétrica integra o *core business* do setor e, por consequência, as receitas oriundas da venda de energia elétrica são consideradas na análise de investimento. Como ilustração desta tendência, a Tabela 1 apresenta os montantes de bioeletricidade contratados nos leilões de energia.

10 Tradicionalmente, as plantas sucroenergéticas são autossuficientes em termos energéticos, em função do uso do bagaço como insumo. Porém, considerando a impossibilidade de comercializar energia elétrica existente até meados dos anos 1990, a opção era por plantas ineficientes, porque o objetivo era maximizar a queima do bagaço. Com a reforma liberalizante do Setor Elétrico, as usinas passaram a investir em plantas mais eficientes com vistas a gerar excedentes de energia elétrica a serem comercializados.

Tabela 1: Evolução da Contratação de Projetos de Bioeletricidade Sucreenergética

Ano	Leilão	Número de Projetos	Potência	Garantia Física
			MW	MWméd
2005	1º LEN	7	267,1	122,5
2006	2º LEN	4	164	66,8
2006	3º LEN	5	223,6	89,3
2007	1º LFA	11	402	186,4
2008	1º LER	31	2.353,90	829,1
2008	7º LEN	1	114	44,7
2009	8º LEN	1	48	16,2
2010	3º LER	11	647,9	280,8
2010	2º LFA	1	65	36,5
2011	12º LEN	4	197,8	91,7
2011	4º LER	6	337	135
2011	13º LEN	2	100	43,1
2013	16º LEN	7	347	152,5
2013	18º LEN	4	145	79,6
2014	20º LEN	6	283	121,7
2015	3º LFA	8	389,4	134,6
2015	21º LEN	2	61,4	37,1
2015	22º LEN	1	28,5	14,5
Total		112	6.174,60	2.482,10

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A análise da Tabela 1 indica uma nítida tendência decrescente nas quantidades contratadas nos últimos anos. O entendimento desta tendência passa pelo reconhecimento de que a capacidade de produção de bioeletricidade está condicionada à dinâmica da produção de etanol e de açúcar. Desta forma, o aumento da capacidade instalada¹¹ apta a injetar energia na rede está diretamente associado

¹¹ Ao final de 2015, a capacidade instalada das usinas sucreenergéticas era de aproximadamente 10.900 MW. Deste montante, algo em torno de 50% é destinado à injeção na rede. Como se trata de uma energia de geração sazonal, isso significa uma disponibilidade de 10.900 MW no período seco.

ao início de um novo ciclo expansivo do setor sucroenergético em que se verifique a realização de novos investimentos¹².

Embora o grande potencial de geração de eletricidade a partir da biomassa canavieira torne natural a associação de bioeletricidade ao setor sucroenergético, ressalta-se que existe um grande potencial para geração a partir do aproveitamento de biomassa florestal, sobretudo eucalipto. Neste sentido, cabe destacar que em alguns leilões foram contratados projetos de geração a partir de madeira¹³. Alternativamente, esta biomassa florestal pode ser utilizada em plantas sucroenergéticas com o objetivo de possibilitar a operação destas usinas ao longo de todo ano e em práticas de *co-firing* em centrais térmicas a carvão.

Dentre as fontes renováveis alternativas, a energia eólica é a responsável pela quase totalidade dos investimentos nos últimos anos, assim como pela expansão prospectada para os próximos anos. Entre 2009 e 2015, os leilões de energia contrataram 7.0391 MWmed de garantia física em parques eólicos, o que representa uma adição de 15.074 MW à capacidade instalada do sistema. Deste montante contratado, aproximadamente 12.000 MW encontram-se, atualmente, em operação (ANEEL, 2017). A Tabela 2 e a Tabela 3 apresentam, respectivamente, as quantidades contratadas anualmente e a divisão da energia contratada por submercado.

Tabela 2: Evolução da Contratação de Projetos Eólicos

Ano	Número de Projetos	Potência	Garantia Física
		MW	MWmed
2009	71	1.805,70	783,1
2010	70	2.047,80	925,3
2011	117	2.906,20	1.391,50
2012	10	281,9	152,2
2013	202	4.710,60	2.164,30
2014	88	2.246,10	1.043,50
2015	42	1.177,00	579,2
Total	600	15.174,30	7.039,10

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

¹² Conforme EPE (2015), estima-se em 7.000 MWmed o potencial de geração a partir do bagaço da cana. Porém, ressalta-se que o uso da palha como insumo permite se vislumbrar um potencial ainda maior de geração de eletricidade nas usinas de cana de açúcar.

¹³ Como ilustração, no Leilão A-5 de 2014, foram contratados 328 MW de usinas movidas à madeira a serem despachados pelo ONS.

Tabela 3: Projetos Eólicos por Subsistema

Subsistema	Número de Projetos	Potência	Garantia Física
		MW	MWméd
NORDESTE	505	13.065,80	6.158,60
SUL	85	1.810,90	740,3
NORTE	10	297,6	140,2
Total	600	15.174,30	7.039,10

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

Enquanto a Tabela 2 indica o caráter sistemático das contratações, a Tabela 3 explicita que é na Região Nordeste onde está localizada a maior parte dos projetos contratados. Considerando o grande potencial de geração eólica derivado da intensidade e da regularidade dos ventos no Nordeste brasileiro, é compreensível a concentração de projetos nesta Região¹⁴.

Assim como a bioeletricidade canavieira, a sazonalidade dos recursos eólicos é complementar à geração hídrica, sobretudo na Região Nordeste¹⁵, onde os melhores ventos ocorrem entre junho e novembro, coincidindo com a época de baixas afluências. Observa-se, assim, a pertinência da inserção em larga escala da energia eólica na matriz elétrica brasileira, com a finalidade de tornar o ritmo de deplecionamento dos reservatórios mais lento no período da seca, ou seja, a expansão da capacidade eólica acaba por atuar como um aumento “virtual” da capacidade dos reservatórios (LOPES, 2013).

Porém, embora esta complementariedade em relação ao regime das afluências contribua para o equilíbrio energético, é preciso enfatizar que a energia eólica é uma fonte intermitente. Desta forma, sua inserção em larga escala acentua o problema do atendimento da ponta do sistema, derivado da perda de capacidade de regularização dos reservatórios e da sazonalidade da geração das usinas a fio d’água da Região Norte. No caso da Região Nordeste, a questão transcende o atendimento da ponta, pois dada a elevada proporção da geração eólica no atendimento da carga, reduções drásticas nesta geração podem resultar em déficits de potência mesmo fora do horário de ponta.

14 Além disso, é preciso considerar os incentivos fiscais existentes para a realização de investimentos nesta Região.

15 Os melhores ventos do Nordeste estão na costa dos estados do Ceará e do Rio Grande do Norte e no interior da Bahia. Ressalta-se que o norte de Minas Gerais também possui considerável potencial e o mesmo regime de ventos.

No que se refere à energia solar, apenas em anos recentes foi possível verificar a contratação de projetos fotovoltaicos via leilões, os quais totalizaram uma potência de 2.652,8 MW nos leilões de 2014 e de 2015¹⁶. Em paralelo, é possível afirmar que a promulgação da Resolução Normativa nº 482/2012, atualizada pela Resolução Normativa nº 687/2015, acerca da micro e da mini geração distribuída, consiste em um fundamental vetor de desenvolvimento desta fonte, sobretudo em um contexto em que o patamar elevado das tarifas faz com que a paridade tarifária seja atingida e, por consequência, os investimentos em micro geração fotovoltaica, por exemplo, passam a ser atrativos para consumidores de diversas distribuidoras.

Em síntese, é possível vislumbrar um ciclo expansivo para a energia solar fotovoltaico, o qual deverá ocorrer essencialmente como microgeração. Neste sentido, a EPE (2014) estima que a geração fotovoltaica distribuída poderá responder por algo entre 1% e 2,5 % da carga no horizonte temporal de 2030¹⁷.

A energia solar fotovoltaica possui uma característica que torna sua inserção desejável no sistema elétrico brasileiro, qual seja, sua complementariedade em relação à energia eólica, sendo relevante o fato de que os potenciais de geração eólica e de geração solar possuem concentração relativamente coincidente, destacando-se as potencialidades da Região Nordeste (JONG *et al.*, 2013). Observa-se, assim, que a exploração conjunta destas fontes¹⁸ é uma estratégia pertinente para o atendimento da carga da Região Nordeste¹⁹. De todo modo, embora contribua para o equilíbrio energético do sistema, é importante enfatizar que a energia solar fotovoltaica também é caracterizada pela natureza intermitente. Desta forma, sua difusão acaba por aumentar a possibilidade de um déficit de potência no sistema.

Em contrapartida, apesar de existir um relevante potencial²⁰ para a exploração da tecnologia de concentradores solares, não há perspectiva de inserção desta fonte na matriz elétrica brasileira ao longo dos próximos anos. Cabe destacar que plantas heliotérmicas são dotadas de controlabilidade, devido à possibilidade de estocar energia sob a forma de calor. Além disso, é possível a implantação de plantas híbridas com a utilização de biomassa ou carvão. Idealmente, com vistas a se maximizar o fator de capacidade, deveriam ser construídas plantas com armazenamento que também utilizassem outros combustíveis.

16 A garantia física total destes projetos soma 681,2 MWmed.

17 Para efeitos de modelagem, a microgeração fotovoltaica é computada como um abatimento da carga.

18 Uma possibilidade é a construção de parques híbridos, que conjugam geração eólica com geração solar fotovoltaica. A razoabilidade desta alternativa é a redução dos custos médios de conexão e uso da rede, vide a maior utilização das instalações de transmissão.

19 Além disso, deve ser ressaltado que a complementariedade destas fontes em relação ao regime de aflúncias faz com que os investimentos nas mesmas mitiguem o efeito da redução dos níveis dos reservatórios sobre a garantia do suprimento energético.

20 Este potencial está concentrado no interior dos estados de São Paulo e da Bahia.

1.1.3 Considerações Finais

A análise da expansão das fontes renováveis realizada nesta Seção indica para a crescente participação de geração não controlável no sistema elétrico brasileiro. Logo, se fará necessária a adoção de mecanismos que permitam que a construção de usinas a fio d'água e o aumento da geração a partir de fontes intermitentes não comprometam a segurança do suprimento, especialmente o atendimento da ponta no período seco.

Não bastassem as limitações da estratégia de uso mais agressivo dos reservatórios associada a um maior intercâmbio de energia hídrica entre as diferentes regiões, outras alternativas de geração renovável controlável carecem de maturidade, competitividade ou efetiva diretriz para sua adoção²¹. O elevado custo da tecnologia heliotérmica e a necessidade de comprovação do desempenho de plantas híbridas com armazenamento consistem relevantes obstáculos à sua difusão. Por outro lado, a motorização de usinas hidroelétricas existentes, assim como a construção de um parque de geração térmica baseado em biomassa florestal, esbarra, até o momento, na ausência de uma diretriz política neste sentido. Portanto, não parece ser possível a garantia da segurança do suprimento tendo como foco estritamente fontes renováveis de energia.

Ressalta-se que todo o exame da expansão da matriz e suas consequências foi feito com base no Plano de Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2024. Embora este documento apresente avanços na análise dos impactos da crescente participação de geração não controlável na matriz elétrica brasileira em relação às versões anteriores, a metodologia utilizada ainda não é capaz de abordar com precisão as consequências sobre o balanço de potência. Na medida em que o PDE 2026 apresenta uma nova metodologia para lidar com esta problemática, esta ressalva assume caráter imperativo.

Na análise do atendimento da demanda de ponta do PDE 2024, o cálculo da disponibilidade hídrica considera, não apenas a perda de potência derivada do deplecionamento dos reservatórios, como também a geração média mensal, as restrições de vazão mínima e o tempo necessário para manter a contribuição hidráulica de potência, sendo este último parâmetro decorrente da análise da curva de carga horária. Em contrapartida, enquanto as disponibilidades de pequenas centrais hidroelétricas e térmicas à biomassa foram baseadas no valor médio mensal de geração, a disponibilidade da energia eólica é estimada com base no

21 Uma opção que transcende a esfera da geração de energia é dotar de flexibilidade a demanda de energia. Sua adoção por grandes consumidores que possuem capacidade de geração local pode ser viabilizada por alterações regulatórias que permitam a remuneração do custo de operação dos grupos geradores locais no mercado atacadista. Porém, medidas de *demand response* mais difundidas, as quais envolvam clientes de baixa e sobretudo de média tensão, exigem a presença de medidores inteligentes. Além disso, ressalta-se que existem muitas incertezas acerca da real efetividade destas medidas. Por sua vez, as tecnologias de *storage* ainda apresentam custos elevados e não é razoável supor que a estocagem de energia seja um mecanismo para lidar com os desafios da operação do Setor Elétrico Brasileiro no horizonte temporal de curto/médio prazo.

percentil de 30% dos dados de medição anemométrica verificados nos momentos de demanda máxima.

Por sua vez, com vistas a uma maior compreensão da problemática do atendimento da demanda máxima e da garantia do equilíbrio do balanço horário de potência, em um contexto de aumento de participação de fontes não controláveis, o PDE 2026 busca fazer um exame mais detalhado destas questões para orientar decisões em nível do planejamento, que possibilitem a operação garantir a confiabilidade e a segurança do sistema. Não bastasse tratar as diferentes fontes de forma distinta, a perda de potência hídrica por deplecionamento dos reservatórios e a disponibilidade hídrica para modulação da geração, considera-se a sazonalidade em base horária para as fontes intermitentes.

Desta forma, o PDE 2026 visa atestar se os montantes mensais de geração, o Custo Marginal de Operação (CMO) e os riscos de déficits fornecidos pelo Newave são compatíveis com os critérios de segurança estabelecidos quando se realiza a análise do balanço entre oferta e demanda em bases horárias. Dito de outra forma, mantidos os valores médios mensais, busca-se avaliar a flexibilidade operativa do sistema para aumentar sua geração em momentos de crescimento da demanda e reduzi-la em momentos de carga leve.

A evolução das metodologias de tratamento do balanço de potência utilizadas no PDE é um forte indicativo da crescente importância dessa questão. Observa-se, assim, que esta é uma temática a estar presente no cerne das discussões da expansão e da operação do sistema elétrico brasileiro. Considerando que se trata de um desafio a ser equacionado, essencialmente através da presença de fontes controláveis ou flexíveis no sistema, é notória a relevância do exame do papel das termelétricas no Setor Elétrico Brasileiro (SEB).

1.2. A Importância das Termoelétricas

Com base na Seção 1.1, é possível afirmar que é imprescindível a presença de um robusto parque de usinas termoelétricas movidas a combustíveis fósseis, não apenas pela necessidade de contratação de usinas aptas a operarem na base do sistema, como também devido à necessidade de geração controlável adequada para operação na ponta do sistema.

Em linhas gerais, o acionamento das termoelétricas na base da curva de carga permite o enchimento mais rápido dos reservatórios das hidroelétricas em períodos úmidos, em que se verifiquem afluências baixas, ou o deplecionamento mais lento dos reservatórios ao longo do período seco, em anos de hidrologia desfavoráveis. Concomitantemente, a presença de térmicas de partida rápida pode ser uma solução para reforçar o atendimento da ponta do sistema.

O exame do parque termoelétrico brasileiro permite dividir as usinas em dois tipos:

- i. **Térmicas inflexíveis:** usinas que operam de forma contínua ou com níveis mínimos de despacho, em função de características técnicas (cogeração, energia nuclear) ou de cláusulas *take-or-pay* nos contratos de fornecimento de combustível;
- ii. **Térmicas flexíveis:** usinas despachadas pelo operador quando se faz necessário manter o risco de desabastecimento em nível baixo ou por razões elétricas;

As térmicas inflexíveis funcionam como fonte regular de energia e, portanto, não estão sujeitas às incertezas do regime de chuvas. Por se tratar de uma fonte previsível de suprimento de energia, estas usinas atendem diretamente à carga, permitindo que os reservatórios das hidroelétricas sejam operados com variações mais suaves.

Em contrapartida, as térmicas flexíveis podem ser tidas como uma reserva de energia. Apesar de seu despacho caracterizar-se pela eventualidade, estas usinas permitem que o sistema atenda a uma carga maior. Explica-se: as térmicas flexíveis reforçam o balanço de energia somente em momentos de hidrologias desfavoráveis, permitindo um aumento na capacidade de atendimento de carga do sistema, que serve de fundamento para que elas comercializem uma energia virtual, não correspondente à geração efetiva²² (CASTRO *et al.*, 2010a).

Observa-se, assim, que tradicionalmente as termoelétricas flexíveis possuem a função de *backup* do parque hidroelétrico, tendendo a serem acionadas básica-

²² Em momentos em que a energia total disponível (incluindo o sistema hídrico e as térmicas inflexíveis) permite garantir a segurança do suprimento, as térmicas flexíveis não geram e ficam ociosas, em muitos casos, por longos períodos, de anos inclusive, enquanto persistirem as condições energéticas favoráveis. Entretanto, quando a energia total disponível das fontes naturais e regulares não é suficiente para manter a segurança do abastecimento, estas usinas são chamadas a operar.

mente em períodos de hidrologias desfavoráveis e, por consequência, operando com um elevado nível de ociosidade.

Contudo, o novo paradigma operativo do sistema elétrico brasileiro tende, com o tempo, a exigir cada vez um uso mais frequente das usinas termoeletricas. É razoável afirmar que haverá a necessidade de substancial geração termoeletrica de forma contínua ao longo do período seco, mesmo em anos de afluências típicas. No caso de anos de hidrologias desfavoráveis, a geração térmica de forma contínua tende a ocorrer inclusive durante o período úmido. Nota-se que a crise hídrica iniciada em finais de 2012 é bastante ilustrativa do quão intenso pode ser o uso do parque de usinas termoeletricas²³.

Considerando que o sistema elétrico brasileiro permanecerá tendo a geração hidroeletrica como fonte predominante, frequentemente ocorrerá o despacho de térmicas flexíveis, na medida em que a hidrologia as tornem efetivamente necessárias. No entanto, dada a redução da capacidade de regularização dos reservatórios e da participação da geração hídrica na matriz, não é razoável supor que o atendimento da carga possa ser feito sem que parte do parque térmico assuma progressivamente a função de fonte regular de energia. O risco que se corre neste processo de transição da matriz é que termoeletricas com custos variáveis elevados, as quais podem ser consideradas adequadas para operação eventual, acabem sendo utilizadas de forma frequente, aumentando muito os custos de operação do sistema²⁴.

Além disso, a contratação de um grande número de térmicas flexíveis não consiste em uma estratégia eficiente em termos de alocação de recursos, pois representa uma vultosa imobilização de capital, baseada em uma expectativa de uso com elevado nível de incerteza. Além disso, a imobilização de capital não ocorre apenas nas instalações de geração, sendo, ainda, necessários investimentos na cadeia de suprimento de combustíveis, em que a incerteza quanto ao uso das térmicas também se mostra relevante, pois o combustível tem que estar disponível para um eventual despacho prolongado na base do sistema. Porém, na prática, o

23 Neste contexto, cabe mencionar que o ONS vem trabalhando no aperfeiçoamento do modelo de despacho do sistema elétrico brasileiro. Esse aperfeiçoamento tem como objetivo melhorar a metodologia de aversão a risco - CVaR, visando trazer uma maior segurança de fornecimento ao sistema. Nesse sentido, espera-se um maior despacho de térmicas para evitar que os reservatórios alcancem níveis críticos e, conseqüentemente, uma maior necessidade de usinas térmicas para atender a esse despacho.

24 Com a introdução de mais térmicas flexíveis, o cálculo da carga crítica (Garantia Física do Sistema) passou a trazer implícito um CMO médio crescente, refletindo a tendência das térmicas flexíveis caras a se transformarem progressivamente em geradoras de base. A forma encontrada de evitar uma “explosão” dos custos foi introduzir uma restrição adicional de que o CMO não pode ultrapassar o Custo Marginal de Expansão. Entretanto, esta não parece ser uma boa solução, pois implica em manter níveis de capacidade ociosa (e de ineficiência) crescentes, logo é preciso incorporar mais capacidade instalada para atender à mesma carga, embora com risco de déficit menor. Uma discussão mais profunda pode ser vista em CASTRO *et al.* (2010a).

nível efetivo de consumo de combustível está submetido a um alto grau de incerteza, com elevada probabilidade de não haver consumo algum²⁵.

Destaca-se que o exame do parque térmico brasileiro indica para a presença de grandes montantes de geração flexível. Em 2016, as usinas termoeletricas movidas a combustíveis fósseis totalizavam uma capacidade instalada de 26.206 MW. No SIN, as usinas despachadas ou programadas pelo ONS - não incluindo a maioria das plantas de cogeração nem centrais térmicas em sistemas isolados - tinham uma disponibilidade efetiva, em 2014/2015, um pouco acima de 15.000 MW, dos quais pouco mais de 1.000 MW apresentavam inflexibilidade. No âmbito dos projetos em construção, o perfil é semelhante, isto é, com uma maioria de projetos totalmente flexíveis. A Tabela 4 apresenta a segmentação do parque termoeletrico por tipo de geração para o ano de 2016.

**Tabela 4: Composição do Parque Termoeletrico Fóssil
Abril de 2016 (em MW)**

Combustível	Capacidade Instalada
Gás Natural	12.430,30
Óleo Diesel	4.597,30
Óleo Combustível	4.141,30
Carvão	3.612,20
Outros Fósseis	1.425,20
Total	26.206,30

Fonte: Elaboração própria a partir do Banco de Dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), acessado em 25 de abril de 2016.

A operação contínua do parque térmico em anos recentes explicitou a inadequação da utilização de térmicas flexíveis como fontes regulares de energia. Os problemas derivados desta inadequação vão desde questões operacionais das plantas, que resultam em custos adicionais aos empreendedores, até a materialização do risco financeiro inerente ao despacho contínuo deste parque para o sistema elétrico brasileiro.

Sob a ótica técnica, o acionamento constante de centrais que foram contratadas como *backup*, ou seja, para uso apenas em eventuais períodos de hidrologia desfavorável, é problemático. O período de despacho contínuo das termoeletricas, a

²⁵ O exame do histograma de despacho anual indica que valores médios não representam cenários típicos. Observa-se que a média costuma ser um valor atípico e os cenários mais típicos são que a térmica despache na base durante todo o ano ou fique totalmente ociosa. Para uma maior compreensão da questão, o leitor deve ver CASTRO *et al.* (2010a).

partir de outubro de 2012, foi ilustrativo a este respeito. Muitas usinas tiveram dificuldade em atender aos parâmetros de disponibilidade previamente declarados, pois tanto as paradas para manutenção programada como as indisponibilidades forçadas ocorrem mais frequentemente quando há o uso mais intenso dos equipamentos. Como pela legislação vigente a indisponibilidade em níveis superiores aos previamente estabelecidos é de responsabilidade do empreendedor, os custos financeiros da geração não verificada e as penalidades²⁶ envolvidas acabaram por comprometer a própria viabilidade econômica de muitos projetos (CASTRO *et al.*, 2013).

Concomitantemente, esta crise hídrica veio a comprovar o quão custoso para o sistema pode ser o despacho prolongado de usinas contratadas sob a modalidade de disponibilidade. Inicialmente, é preciso ressaltar que, em cenários adversos, o risco de racionamento de energia não deve ser o único risco a ser considerado. O impacto financeiro do despacho contínuo da totalidade do parque térmico sobre o setor também precisa ser avaliado.

Em 2014, o despacho contínuo constituiu em um problema de dimensões equivalentes à falta de suprimento, na medida em que colocou em risco a própria solvência financeira do setor. Explica-se: dado que a disponibilidade das usinas contratadas nesta modalidade é comumente superior à sua garantia, este despacho térmico acaba resultando em vultosas obrigações financeiras para terceiros, mais especificamente geradores hídricos²⁷ e consumidores descontratados²⁸.

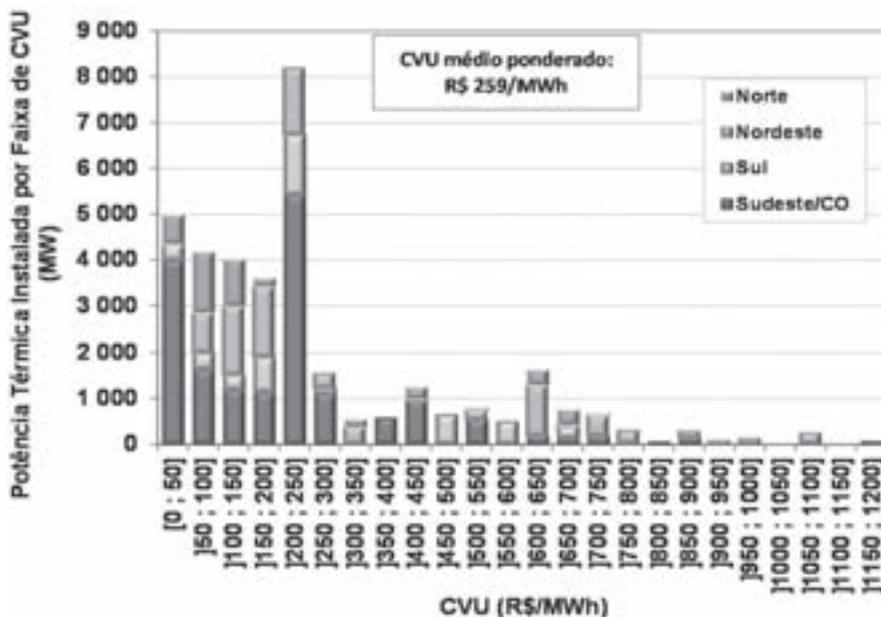
Este risco financeiro de caráter sistêmico tem como base o elevado custo de operação da maior parte das usinas térmicas contratadas por disponibilidade. Neste sentido, o exame da configuração atual do parque gerador térmico brasileiro indica que a mesma não parece adequada, dado que a maior parte das usinas com geração flexível tem custo variável unitário de geração (CVU) maior que R\$ 200/MWh, conforme pode ser verificado no Gráfico 4.

26 Inclui a perda de garantia física.

27 No caso dos geradores hídricos, os mesmos são obrigados pelo ONS a gerar menos do que a garantia física comercializada, a fim de economizar a energia armazenada nos reservatórios. Como consequência, os geradores hídricos são obrigados a liquidar suas posições deficitárias no mercado de curto prazo, justamente em um momento em que o PLD se encontra em patamares elevados.

28 Na crise recente, parte das obrigações recaíram sobre as distribuidoras, em função do risco hidrológico, que as mesmas passaram a assumir a partir da Lei nº 12.783/2013, e da exposição involuntária.

Gráfico 4: Distribuição do Parque Térmico por Faixa de CVU e por Subsistema em 2024



Fonte: EPE (2015).

Apesar de o Gráfico 4 apresentar um bloco de 5 GW de usinas com CVU de até R\$ 50 e um bloco de 4 GW de usinas com CVU entre R\$ 50 e 100/MWh, ressalta-se que estes blocos são compostos basicamente por três plantas nucleares e por centrais à biomassa, as quais estão majoritariamente concentradas no subsistema Sudeste/Centro-Oeste e se caracterizam por um elevado nível de inflexibilidade²⁹. Logo, é perceptível que as térmicas movidas a combustíveis fósseis geralmente não possuem custos módicos, sendo que, em alguns casos, estes custos podem assumir níveis bastante elevados.

Os dados de custo apresentados contemplam usinas que ainda estão em construção ou que meramente fazem parte do planejamento de expansão do parque termoeletrico. Segundo a EPE (2015), entre 2015 e 2024, o parque térmico movido a combustíveis fósseis deverá crescer aproximadamente 10.500 MW, sendo que um pouco mais da metade deste montante já está contratado³⁰.

As diretrizes de expansão do parque termoeletrico devem ser condizentes com o paradigma operativo emergente no sistema elétrico brasileiro. Neste sentido, não bastasse a redução da capacidade de regularização dos reservatórios das usinas hidroelétricas, é preciso considerar que a diminuição da participação da hidro-

²⁹ As usinas nucleares de Angra I e de Angra II possuem inflexibilidade de 90% de sua geração.

³⁰ Além da expansão do parque térmico movido a combustíveis fósseis, existe a expansão de térmicas à biomassa, contabilizada na expansão das fontes renováveis, e a adição de 1.405 MW inerentes à usina nuclear Angra III.

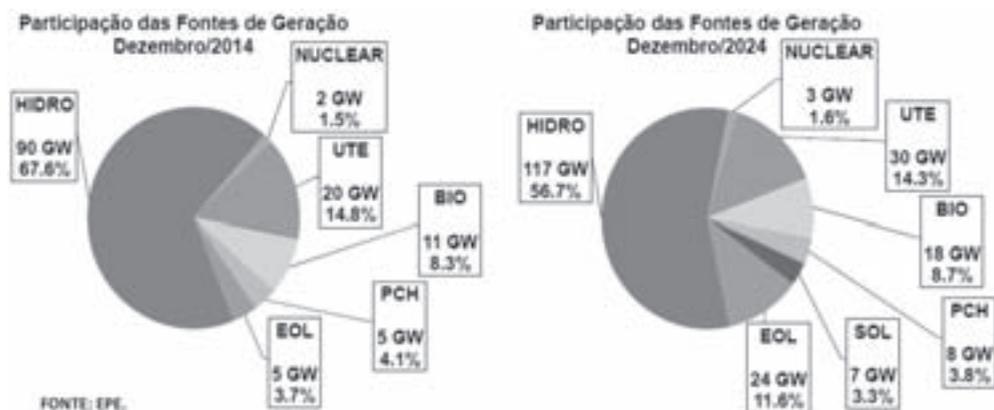
letricidade na matriz elétrica será essencialmente compensada pelo aumento da participação de fontes renováveis alternativas, sobretudo de fontes dotadas de intermitência. A Tabela 5 apresenta a evolução da capacidade instalada, entre 2014 e 2024, enquanto o Gráfico 5 compara a composição da matriz elétrica existente em 2014 com a matriz prospectada para 2024.

Tabela 5: Evolução da Capacidade Instalada da Matriz Elétrica Brasileira entre 2014 e 2024

FONTE	2014 ⁽¹⁾	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	MW										
RENOVÁVEIS	111.369	118.380	127.866	135.486	142.972	145.177	145.560	151.554	158.182	165.460	173.417
HIDRO ⁽²⁾	82.789	86.540	82.152	86.937	101.354	102.040	102.118	102.548	105.137	107.315	109.872
IMPORTAÇÃO ⁽³⁾	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
BIOGÁS + BIOMASSA + PCH + SOLAR	21.480	24.840	28.714	31.549	34.618	36.137	36.445	41.005	45.965	51.125	56.445
NÃO RENOVÁVEIS⁽⁴⁾	21.409	21.913	22.082	22.092	22.493	26.714	28.230	29.430	30.630	31.830	33.030
URÂNIO	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990
GÁS NATURAL	11.043	11.317	11.486	12.026	12.427	14.903	16.419	17.619	18.819	20.019	21.219
CARVÃO	3.064	3.064	3.064	3.064	3.064	3.404	3.404	3.404	3.404	3.404	3.404
ÓLEO COMBUSTÍVEL ⁽⁵⁾	3.586	3.586	3.586	3.201	3.201	3.201	3.201	3.201	3.201	3.201	3.201
ÓLEO DIESEL	1.239	1.269	1.269	1.124	1.124	1.124	1.124	1.124	1.124	1.124	1.124
GÁS DE PROCESSO	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687
TOTAL	132.878	140.293	149.948	157.578	165.465	171.891	173.790	180.984	188.732	197.290	206.447
	Participação Relativa (%)										
RENOVÁVEIS	83,7%	84,4%	85,3%	86,0%	86,4%	84,5%	83,8%	83,7%	83,7%	83,8%	84,0%
HIDRO ⁽²⁾	67,6%	66,7%	66,1%	63,7%	65,5%	61,4%	61,0%	61,0%	59,3%	57,9%	56,7%
OUTRAS	16,2%	17,7%	19,2%	20,2%	20,9%	23,0%	22,0%	22,7%	24,4%	25,9%	27,3%
NÃO RENOVÁVEIS	16,3%	15,6%	14,7%	14,0%	13,6%	15,5%	16,2%	16,3%	16,3%	16,2%	16,0%
URÂNIO	1,5%	1,4%	1,3%	1,3%	1,2%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,4%
OUTRAS	14,8%	14,2%	14,7%	14,1%	13,4%	12,5%	12,0%	13,0%	13,4%	13,7%	14,6%
TOTAL	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: EPE (2015).

Gráfico 5: Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração



Fonte: EPE (2015).

Em síntese, com o crescimento da participação de plantas eólicas, solares e de hidroelétricas a fio d'água, a matriz brasileira terá crescente participação de fontes não controláveis. Considerando que não se prospecta a difusão de soluções para lidar com esta questão no âmbito das fontes renováveis e de medidas de gerenciamento da demanda nos próximos anos, a presença de um substancial parque termoeletrico movido a combustíveis fósseis é imperativa. Embora a contratação de térmicas com partida rápida, com vistas ao atendimento da ponta, seja desejável e contribua, inclusive, para a melhoria do balanço energético no período seco do ano, a transição do parque térmico de um papel de reserva para o papel de fonte contínua de energia só será feita de forma econômica com a presença de usinas termoeletricas com características técnicas e econômicas compatíveis com a geração na base.

As usinas térmicas com vocação de base não apenas são essenciais para a garantia do suprimento com custos razoáveis, como podem até mesmo contribuir com o equilíbrio no balanço de potência do sistema. Explica-se: ao gerarem na base, tais usinas térmicas criam condições mais propícias para usinas hidroelétricas modularem a carga de forma a atender a ponta. Não obstante, a geração térmica na base durante o período seco torna o ritmo de deplecionamento dos reservatórios mais lento e, desta forma, minimiza o problema da perda de potência do parque hidroelétrico derivado da redução da altura das quedas. Portanto, é importante contratar térmicas a gás natural e a carvão para operação de forma contínua, especialmente no período seco.

Neste contexto, verifica-se que, em leilões recentes, foram fixados tetos para CVU de usinas participantes dos certames. Por sua vez, o planejamento do setor, materializado no Plano Decenal de Expansão de Energia 2024, aborda a questão da necessidade de contratação de projetos de geração controláveis e a importância de térmicas que sejam fontes regulares de energia.

Porém, para que efetivamente haja um parque térmico com características econômicas adequadas, não basta o reconhecimento das necessidades do sistema, mas é preciso que haja um arcabouço regulatório e comercial que possibilite a contratação de tais térmicas. Neste contexto, a próxima Seção dedica-se ao exame da metodologia atualmente adotada, com o objetivo de mostrar que a mesma é ineficiente na função de selecionar os projetos termoelétricos mais adequados para o sistema elétrico brasileiro.

1.3. Análise da Metodologia de Contratação de Usinas Termoelétricas

Com vistas a incitar a realização de investimentos na expansão da oferta de energia elétrica e garantir a segurança do suprimento do sistema elétrico brasileiro, o modelo comercial vigente exige que todo o consumo esteja lastreado em contratos. No caso específico das distribuidoras, as mesmas devem adquirir energia no ambiente de contratação regulado através de certames organizados sob a forma de leilão. Os leilões são do tipo reverso, ou seja, são contratadas as usinas que apresentam o menor custo para o sistema, de acordo com a metodologia de comparação dos projetos utilizada.

Porém, conforme relatado na Seção anterior, foram contratados projetos com características inadequadas ao atual paradigma operativo do sistema elétrico brasileiro e que apresentam um risco financeiro sistêmico bastante elevado. Esta inadequação está diretamente relacionada à métrica de comparação dos projetos termoelétricos nos leilões, a qual possui forte viés a favor de projetos financeiramente arriscados, isto é, com custos variáveis elevados e geração totalmente flexível. Neste sentido, é pertinente examinar de forma crítica a métrica de seleção de projetos e suas limitações.

1.3.1. Os Leilões de Energia Nova e o Índice Custo Benefício

Os leilões de energia possuem a função de garantir o equilíbrio dinâmico entre a oferta e a demanda de energia elétrica para o mercado cativo, através da contratação de longo prazo de novas usinas pelas concessionárias de distribuição³¹. A demanda de energia elétrica do mercado cativo é definida com base nas declarações de necessidade de energia apresentadas pelas distribuidoras ao Ministério de Minas e Energia (MME), para um horizonte futuro de três e cinco anos. O somatório de todas as estimativas de demanda dados pelas distribuidoras é agregado em um *pool* virtual que adquire em bloco a energia das novas usinas geradoras³². O resultado dos leilões é decidido pelo menor preço, tendo como limite superior um preço-teto definido para cada leilão. Os novos empreendimentos, quase sempre estruturados em Sociedades de Propósito Específico, assinam contratos de longo prazo com todas as distribuidoras que declararam demanda ao MME³³.

Em linhas gerais, a oferta de empreendimentos nos leilões vem sendo sempre maior do que a demanda do *pool*, o que demonstra que os leilões são um instrumento adequado de ajuste entre oferta e demanda de energia, atraindo projetos e viabilizando a expansão da capacidade instalada de geração. No caso específico

31 Os leilões de energia nova são definidos, coordenados e organizados pelo MME e são executados pela EPE, ANEEL e CCEE.

32 O *pool* configura, assim, o que a ciência econômica denomina de *estrutura de mercado de monopólio*, em que só há um comprador, mesmo que ele represente a demanda de várias distribuidoras.

33 Comumente, os contratos de usinas hidroelétricas possuem duração de 30 anos, enquanto os contratos de centrais térmicas possuem uma duração de 15 a 25 anos.

de usinas térmicas, o número de projetos participando em leilões abertos a elas tem sido expressivo.

Os projetos termoeletricos são comparados e selecionados com base no Índice Custo Benefício (ICB), o qual busca estimar o custo por MWh de garantia física de cada usina contratada por disponibilidade³⁴. Após a seleção dos projetos, os empreendimentos termoeletricos vencedores estabelecem contratos com duração de 15 a 25 anos, os quais conferem direito a uma receita fixa indexada ao IPCA, com a finalidade de custear a construção e a manutenção da usina. Além de pagar a remuneração fixa das usinas, as distribuidoras:

- i. Reembolsam às usinas os custos variáveis associados à operação (basicamente custos com combustíveis); e
- ii. Assumem as exposições positivas ou negativas das usinas no Mercado de Curto Prazo (MCP) da CCEE.

Assim, as distribuidoras assumem, em nome do consumidor, os encargos decorrentes da incerteza quanto ao regime de chuvas e ao nível efetivo de despacho das usinas. Em compensação, as distribuidoras têm garantido o repasse dos custos decorrentes das incertezas hidrológicas para os consumidores cativos nos reajustes tarifários anuais.

A estimativa do ICB é feita do ponto de vista da distribuidora que pretende contratar uma usina por disponibilidade e retrata apenas os fluxos de caixa associados diretamente ao contrato. Os empreendimentos com menor custo esperado por MWh de garantia física são considerados melhores e são favorecidos nos leilões. Destaca-se que o cálculo do ICB apresenta três componentes:

- i. **Receita Fixa** do empreendimento que, do ponto de vista da distribuidora, constitui um custo fixo;
- ii. **COP**, que é o custo variável incorrido com o despacho da usina, representando, basicamente, o gasto com combustíveis; e
- iii. **CEC**, que é a diferença entre o montante de energia gerado e a garantia física da usina, valorada pelo PLD vigente no período.³⁵

34 A modalidade de contratação por disponibilidade vem sendo utilizada nos leilões de energia nova para as usinas termoeletricas, correspondendo, grosso modo, a um “aluguel da fábrica” por parte das distribuidoras.

35 A fórmula do ICB é a seguinte:

$$ICB = \frac{RF}{8760.QL} + \frac{COP + CEC}{8760.GF}$$

Onde:

RF é a receita fixa acertada no leilão.

QL é a quantidade de lotes de 1 MW comercializados no leilão, sendo que cada lote corresponde a 1 MW de garantia física da usina.

A receita fixa é decidida no leilão e consta no contrato de comercialização de energia. Os dois outros componentes do ICB são calculados antes do leilão pela EPE, utilizando um cenário de preços de curto prazo do planejamento do setor. O COP é obtido a partir do despacho esperado da usina multiplicado pelo seu CVU. Já o CEC é de apuração menos intuitiva, sendo definido em função tanto do nível de despacho como dos preços do mercado *spot* a cada momento.

Ressalta-se, novamente, que o CEC é a diferença entre a energia gerada e a energia comercializada através do contrato por disponibilidade, valorada ao PLD. Quando o CMO é menor do que o CVU da usina térmica, a mesma não é despachada e a distribuidora que a contratou como lastro para seu consumo tem que comprar a energia correspondente no Mercado de Curto Prazo³⁶, pagando o PLD do momento. No caso oposto, isto é, quando o CMO é maior ou igual ao CVU, a usina é chamada a despachar por ordem de mérito econômico. Porém, neste caso, pode haver uma diferença positiva no MCP, pois muitas usinas geraram mais energia do que suas garantias físicas³⁷.

A eventual receita no Mercado de Curto Prazo de uma usina termoelétrica deriva da diferença entre sua disponibilidade e sua garantia física e não é verificada para todas as térmicas, sendo que, mesmo dentre aquelas aptas a auferirem receitas no MCP, o montante pode variar significativamente.

A garantia física coincide ou se aproxima muito com a disponibilidade³⁸ para as térmicas com CVU baixo ou para as usinas que possuem altos níveis de geração inflexível e, portanto, geram excedentes pequenos ou nulos no MCP quando despachadas. Já as térmicas com CVU alto e que são despachadas com frequência baixa têm a garantia física fixada em um nível bastante inferior à disponibilidade.

COP é o custo operacional, isto é, a quantidade de MWh despachados multiplicada pelo custo variável de geração unitário declarado.

CEC é o custo econômico de curto prazo, que é a diferença, positiva ou negativa, entre o despacho medido e a garantia física da usina, valorada pelo PLD vigente no mês. Nos exemplos fornecidos mais à frente, optou-se por calcular o ICB diretamente como custo por MWh de garantia física, sem calcular os custos anuais, para depois dividi-los pelo produto da quantidade de lotes ofertada no leilão multiplicada pela quantidade de horas de um ano (8760). Ambas as formas de cálculo são matematicamente equivalentes.

³⁶ Isto ocorre, porque a distribuidora com um contrato por disponibilidade consumiu energia sem que houvesse geração, o que a obriga a um ajuste no mercado de curto prazo. Ou seja, a energia que foi consumida, mas não foi gerada, deve ser comprada ao PLD vigente.

³⁷ As distribuidoras que detêm contratos por disponibilidade com estas usinas têm receitas no Mercado de Curto Prazo com esta geração extra. Esta energia excedente à garantia física não pode, pela legislação em vigor, ser comercializada em contratos de longo prazo nem lastrear consumo, sendo destinada exclusivamente ao Mercado de Curto Prazo. Pelos contratos por disponibilidade, esta energia excedente pertence às distribuidoras na proporção da garantia física contratada e as receitas provenientes de sua venda no Mercado de Curto Prazo constituem créditos na CCEE em favor destas concessionárias.

³⁸ A disponibilidade é a energia máxima que a usina se compromete a gerar, já descontadas as paradas planejadas de manutenção e as paradas por problemas técnicos.

Deste modo, quando estas usinas são despachadas e geram toda a sua disponibilidade, constituem créditos no MCP, uma vez que, em contrato, vendem energia apenas até o limite da sua proporcionalmente pequena garantia física. Nota-se que a energia que excede à garantia física é necessariamente liquidada no MCP, sendo valorada ao PLD do momento. Desta forma, as distribuidoras que contratarem térmicas por disponibilidade têm direito à energia excedente à garantia física e às receitas correspondentes no MCP, que contribuem para diminuir o CEC e, por tabela, o custo líquido da energia valorado pelo ICB.

1.3.2. Imperfeições da Seleção de Projetos

A metodologia vigente para a seleção de projetos termoelétricos resulta em distorções, pois possui viés em favor de projetos com CVU elevado em detrimento a projetos de CVU baixo ou com algum nível de inflexibilidade. Neste contexto, compreende-se o motivo pelo qual os leilões A-3 e A-5 recentes resultaram na contratação massiva de centrais térmicas com elevado CVU e baixa frequência esperada de despacho, em detrimento de usinas com perfil de geração de base. Apesar de terem sido colocados limites ao CVU para projetos em leilões mais recentes, impedindo a contratação de projetos a diesel ou óleo, a lógica estrutural do ICB manteve-se inalterada e, por consequência, permanece a tendência a repetir a contratação de projetos térmicos inadequados às necessidades atuais do sistema elétrico brasileiro.

O exame dos resultados do Leilão A-5 de 2014 é bastante ilustrativo no que diz respeito aos problemas inerentes à contratação de usinas térmicas. A análise desse leilão é interessante, pois nele foram contratadas diversas termoelétricas, algumas com perfil de geração de base, a carvão, a gás e a biomassa, mas também foram contratadas centrais a gás natural liquefeito (GNL), com comportamento esperado de *backup* e CVU relativamente elevado. Demonstra-se com facilidade que as usinas contratadas, as quais, pela metodologia utilizada, podem ser consideradas como equivalentes, na verdade não o são.

As usinas termoelétricas contratadas no Leilão A-5 de 2014 implicam em níveis de risco financeiro muito distintos e tais riscos não estão precificados de forma alguma, introduzindo, assim, um viés claro em favor de projetos que embutem um risco financeiro elevado. Além de não haver precificação do risco, também deve-se ressaltar que o ICB sequer mede de forma adequada o custo real dos projetos para o consumidor.

A Tabela 6 apresenta as características básicas dos projetos contratados no Leilão A-5 de 2014. Há quatro projetos com inflexibilidade: um a gás, em Manaus, um a carvão, no Rio Grande do Sul, e dois a cavaco de madeira, no Acre e no Mato Grosso do Sul. Há também dois projetos totalmente flexíveis de grande porte (1.238 MW), um no Rio Grande do Sul e outro em Pernambuco. O ICB dos projetos varia entre R\$ 201,98 (Pampa Sul, a carvão nacional) e R\$ 207,32 (Costa Rica I, a cavaco de madeira).

Tabela 6: Térmicas Contratadas no Leilão A-5 de 2014
Características Básicas

Projeto	UF	Combustível	Potência	Inflex	ICB
			MW	MWméd	R\$/MWh
MAUÁ 3	AM	Gás Natural	583,0	264,0	203,50
NOVO TEMPO	PE	Gás Natural	1.238,0		206,50
RIO GRANDE	RS	Gás Natural	1.238,0		206,50
PAMPA SUL	RS	Carvão Nacional	340,0	170,0	201,98
ACRE	AC	Cavaco de Madeira	164,0	35,0	206,90
COSTA RICA I	MS	Cavaco de Madeira	164,0	35,0	207,32
Total			3.727,0	504,0	

Fontes: CCEE, Diário Oficial da União.

A Tabela 7 exibe a potência disponível e a garantia física de todas as usinas. A potência disponível é o compromisso de entrega de energia de cada uma das usinas e corresponde à energia esperada, considerando três parâmetros técnicos declarados pelo empreendedor ao cadastrar a usina na EPE:

- i. O fator de capacidade da usina;
- ii. A taxa de paradas para manutenções programadas; e
- iii. A taxa de paradas forçadas.

Observa-se, na Tabela 7, que as usinas totalmente flexíveis (Novo Tempo e Rio Grande) possuem uma garantia física que é aproximadamente a metade da potência disponível, ao passo que as demais usinas possuem a garantia física bem próxima à potência disponível.

Tabela 7: Térmicas Contratadas no Leilão A-5 de 2014
Potência Disponível e Garantia Física

Projeto	UF	Combustível	Potência Disponível (A)	Garantia Física (B)	GF/Disp (B/A)	Excedente (A-B)
			MWméd	MWméd	%	MWméd
MAUÁ 3	AM	Gás Natural	514,5	507,2	98,6%	7,3
NOVO TEMPO	PE	Gás Natural	1.189,0	611,9	51,5%	577,1
RIO GRANDE	RS	Gás Natural	1.189,0	605,2	50,9%	583,8
PAMPA SUL	RS	Carvão Nacional	323,8	323,5	99,9%	0,3
ACRE	AC	Cavaco de Madeira	141,7	135,1	95,3%	6,6
COSTA RICA I	MS	Cavaco de Madeira	141,7	135,1	95,3%	6,6
Total			3.499,6	2.318,0		1.181,6

Fontes: CCEE, Diário Oficial da União.

Verifica-se, ainda na Tabela 7, que as usinas contratadas possuem em conjunto de 1.181,6 MWmed de potência disponível excedente à garantia física. Quando as usinas contratadas forem acionadas em bloco, em um momento de hidrologia desfavorável, este montante será contabilizado como novas transações no Mercado de Curto Prazo, o que representa um acréscimo de risco para o conjunto de agentes sujeitos a ajustes junto à CCEE. Esse risco acrescido decorre de novas transações no MCP, as quais só ocorrerão por terem sido contratadas neste leilão usinas com garantia física baixa com relação à potência disponível. Se fossem contratadas apenas termoeletricas com garantia física alta em relação à potência disponível, isto é, usinas com alto grau de inflexibilidade ou baixo CVU, o volume de novas transações no MCP em situações de preços altos seria desprezível, pois estas usinas não gerariam um volume apreciável de energia excedente à garantia física quando despachadas.

Com base no PLD teto da época do leilão (R\$ 822,83/MWh), pode-se quantificar o risco adicional no MCP que decorreu do leilão em R\$ 700 milhões por mês. Este valor corresponde ao acréscimo financeiro das liquidações mensais do MCP em uma hidrologia francamente desfavorável, semelhante à experimentada em 2014. Observa-se, também, que 98% do risco acrescido no MCP advêm das duas usinas totalmente flexível contratadas, não apenas devido ao seu tamanho, mas, sobretudo, pelo fato de possuírem uma garantia física que é apenas cerca de metade da potência disponível.

A Tabela 8 faz a abertura do ICB de cada usina em seus componentes e permite a análise das diferenças nas estruturas de custos. As usinas a GNL (Novo Tempo e Rio Grande), que operam totalmente flexíveis, possuem os menores custos fixos e os maiores custos operacionais (COP) por MWh. Isso é compreensível, na medida em que, nas usinas com inflexibilidade, o gasto com combustíveis com a geração inflexível está incluído na receita fixa, só sendo computado no COP o custo da geração da parcela flexível de cada planta.

Tabela 8: Térmicas Contratadas no Leilão A-5 de 2014
Componentes do ICB

Projeto	UF	ICB	Receita Fixa	COP	CEC Compras	CEC Vendas	Delta K
R\$/MWh							
MAUA 3	AM	203,50	179,20	21,14	4,97	(1,80)	-
NOVO TEMPO	PE	206,50	117,01	87,09	67,23	(66,30)	1,47
RIO GRANDE	RS	206,50	117,17	86,62	68,22	(66,32)	0,81
PAMPA SUL	RS	201,98	183,47	15,49	3,15	(0,12)	-
ACRE	AC	206,90	163,66	38,45	10,78	(5,99)	-
COSTA RICA 1	MS	207,32	164,07	38,46	10,78	(5,99)	-
Total							

Elaboração própria com base em: CCEE, *Diário Oficial da União*.

A Tabela 8 também exibe o CEC das usinas, dividido em seus dois componentes, referentes às compras no Mercado de Curto Prazo (CEC Compras, isto é, as compras quando não há geração) e às vendas de excedentes no mesmo mercado, representadas aqui como custos negativos (CEC Vendas, isto é, a geração excedente à garantia física quando há geração). O último componente do ICB é o fator Delta K, o qual só é calculado para usinas a GNL e corresponde ao custo do arrependimento associado ao despacho com 60 dias de antecedência, regra para usinas a GNL, que precisam de tempo para encomendar, no exterior, uma carga de combustível.

As novas transações no MCP decorrentes da contratação de usinas termoelétricas implicam em um acréscimo de risco aos agentes do mercado de energia. Como o risco excessivo no MCP esteve na raiz dos sérios problemas financeiros experimentados pelo Setor Elétrico na seca prolongada recente, sobretudo em 2014 e 2015, este ponto merece uma análise mais detalhada.

1.3.2.1 Deficiências do CEC: o Tratamento das Transações no MCP

A partir do exposto nas subseções anteriores, é possível afirmar que uma usina totalmente inflexível não teria impacto estrutural no MCP. Explica-se: estruturalmente, não haveria diferenças entre montantes contratados e medidos, estando, na prática, associados apenas a eventuais paradas para manutenção.

Em contrapartida, as termoelétricas com contratos com algum nível de flexibilidade geram novas transações no MCP, as quais possuem caráter estrutural. Do lado das compras, os valores são maiores, em parte devido ao fato de operarem completamente flexíveis, mas, sobretudo, por possuírem uma menor frequência esperada de despacho, fruto de um CVU relativamente alto. Assim, operando pouco, as distribuidoras que as contratam ficam, na maior parte do tempo, sujeitas à obrigação de comprar no MCP um volume de energia equivalente à garantia física contratada e devem fazê-lo mesmo em momentos em que o PLD se encontra em patamares razoavelmente altos. Do lado das vendas, quando estas usinas são chamadas a despachar, elas geram grandes volumes de excedentes à garantia física, os quais são vendidos no MCP sempre a um PLD muito elevado. Trata-se de um efeito indesejável, pois tais vendas em cenários de PLD elevado resultam em impactos financeiros de grande magnitude a terceiros.

Conforme foi apresentado na Seção anterior, geradores hídricos e consumidores livres descontratados podem ser levados a arcar com estes dispêndios financeiros, mas uma análise mais fina permite observar que mesmo as distribuidoras podem ter que desempenhar a função de contraparte nas transações, via exposição no MCP relativa a outros contratos de seu portfólio.

Portanto, é relevante destacar que uma imperfeição importante da estimativa de custos pelo ICB é o fato de estar restrita ao fluxo de caixa esperado de um contrato, isolado do restante da carteira da distribuidora. Considerando que, em vários

de seus contratos, as distribuidoras tendem a ser contraparte em transações no MCP associadas à parte flexível da geração térmica, é perceptível esta inadequação.

Esse é o caso, por exemplo, da energia de Itaipu, cujas exposições no MCP, positivas ou negativas, são repassadas às distribuidoras contratantes³⁹. Também é o que ocorre com as exposições das usinas hidroelétricas contratadas em regime de cotas⁴⁰ e, mais recentemente, após a promulgação da Lei nº 13.203/2015, com os contratos com geradores hídricos que optaram por repactuar o risco hidrológico, transferindo-o, em parte e mediante desconto, às distribuidoras.

Assim, na medida em que uma distribuidora contrata uma nova usina termoeétrica que estruturalmente produz novos créditos ou débitos no MCP, a estes créditos e débitos podem corresponder exposições em sinal contrário aos contratos com geradores hídricos de titularidade da própria distribuidora, fazendo com que o impacto líquido sobre a distribuidoras seja bastante distinto daquele estimado pelo CEC. Isso pode ocorrer em ocasiões em que a usina não é despacha, quando o déficit de geração da termoeétrica ociosa pode ser total ou parcialmente neutralizado pela energia secundária atribuída a Itaipu, às usinas contratadas em regime de cotas ou a contratos de hidroelétricas com risco hidrológico repactuado. Todavia, pode ocorrer, também, na situação inversa, quando o excedente no MCP, correspondente à geração acima da garantia física de uma térmica flexível despachada, pode ser reduzido ou cancelado por uma exposição negativa de Itaipu, das usinas cotistas ou usinas com risco hidrológico repactuado.

1.3.2.2. Possíveis Deficiências do Cálculo do COP

Outra limitação do ICB diz respeito à própria estimativa dos custos operacionais decorrentes da contratação do novo projeto térmico. A ótica adotada pelo ICB é que o único custo operacional adicional trazido pela contratação de uma nova termoeétrica está relacionado a sua operação. Mas, novamente, esta simplificação pode não ser adequada.

A Tabela 9 apresenta dados sobre a geração esperada das termoeétricas contratadas no Leilão A-5 de 2014 e permite ilustrar o ponto acima. O conjunto das usinas tem uma garantia física de 2.318 MWmed, mas a geração esperada, calculada utilizando os mesmos cenários oficiais de preços que permitiram o cálculo

39 Até 2014, a Eletrobras era a responsável financeira pelas diferenças no MCP associadas a Itaipu, havendo repasse do resultado positivo ou negativo às distribuidoras no reajuste tarifários do ano seguinte. Porém, a partir de 2015, as exposições financeiras de Itaipu passaram a ser assumidas diretamente pelas distribuidoras.

40 Com a promulgação da Lei nº 12.783/2013, que definiu as condições para as renovações das concessões de hidroelétricas, as distribuidoras passaram a estar mais expostas ao risco hidrológico. Um grande lote de usinas antigas, que comercializava energia na modalidade por quantidade, em que o risco do Mercado de Curto Prazo era alocado aos geradores, passou a ter tarifa regulada, com o risco do MCP alocado às distribuidoras.

do ICB, é de apenas 1.319 MWmed. Supondo que as distribuidoras aumentem o consumo de eletricidade em linha com a garantia física dessas usinas, outras usinas terão que gerar a energia que ultrapassa a geração esperada, isto é, 998,7 MWmed.

**Tabela 9: Térmicas Contratadas no Leilão A-5 de 2014
Relação entre Geração Esperada e Garantia Física**

Projeto	UF	Potência Disponível	CVU	Garantia Física	Geração Esperada	Geração Esperada	Geração/ Garantia Física
		MWmed	R\$/MWh	MWmed	MWmed	%	
MAUÁ 3	AM	514,5	72,45	507,2	412,0	80,1%	81,2%
NOVO TEMPO	PE	1.189,0	227,55	611,9	231,2	19,4%	37,8%
RIO GRANDE	RS	1.189,0	235,00	605,2	220,4	18,5%	36,4%
PAMPA SUL	RS	323,8	50,10	323,5	270,0	83,4%	83,5%
ACRE	AC	141,7	89,77	135,1	92,9	65,5%	68,7%
COSTA RICA I	MS	141,7	89,80	135,1	92,9	65,5%	68,7%
Total		3.499,6		2.318,0	1.319,3		

Elaboração própria com base em: CCEE, *Diário Oficial da União*.

Se, de fato, todo este montante vier apenas de hidroelétricas, na forma de energia secundária adicional, o que não implica em custos operacionais, o COP será uma boa estimativa para o custo operacional associado às novas usinas. Contudo, se parte do atendimento da carga vier de energia adicional proveniente de termoeletricas, o impacto financeiro das novas usinas em termos de novos custos operacionais para as distribuidoras pode estar sendo subestimado.

Vale notar, em primeiro lugar, que todas as usinas contratadas têm geração esperada menor do que a garantia física, mas no caso das usinas totalmente flexíveis a diferença é muito maior. Enquanto as usinas com maior grau de inflexibilidade e custos variáveis baixos (Mauá 3 e Pampa Sul) devem gerar mais de 80% da energia que lastreiam, as usinas totalmente flexíveis e movidas a GNL devem gerar menos que 40% da energia que lastreiam.

Em segundo lugar, cabe salientar que o cálculo das garantias físicas não mede, por estranho que isso possa parecer, a contribuição que uma determinada usina tem para a capacidade do sistema como um todo em atender a carga de forma confiável e econômica. Trata-se de um mero rateio da carga que o sistema pode atender entre os geradores, o qual é feito, no caso das termoeletricas, proporcionalmente à geração esperada de cada usina em cada cenário, multiplicada pelo CMO de cada momento em que ocorre a geração. Como as usinas térmicas de alto CVU só geram em situações de CMO elevado, elas são favorecidas na ponderação.

Assim, a metodologia adotada tem forte viés em favor de usinas com CVU elevado, concedendo-lhes uma garantia física maior do que sua contratação proporciona ao sistema em termos de acréscimo para a capacidade de atendimento

de carga (CASTRO *et al.*, 2010b). A contratação em volumes expressivos de tais usinas tende, na verdade, a uma necessidade crescente de despacho das termoeletricas, encarecendo a operação do sistema. Alternativamente, esta contratação pode proporcionar um descasamento entre a soma do lastro comercial emitido e a capacidade real do sistema de atender à carga de forma segura e econômica, o qual pode ser resolvido, seja com a redução de garantias físicas de geradores existentes, seja com a contratação de montantes adicionais de energia de reserva para recompor o lastro físico do sistema.

No presente trabalho, não se pretendeu atualizar, com dados do leilão de 2014, os experimentos efetuados para o estudo realizado por CASTRO *et al.* (2010b). Por essa razão, registra-se, aqui, o fato de que o ICB pode não estar captando corretamente o acréscimo de custo operacional ocasionado por novas térmicas. Desta forma, na sequência deste Capítulo, será adotada a suposição de que a contratação de novas termoeletricas sempre é acompanhada de um aumento na geração de energia secundária em volume capaz de compensar a pequena geração esperada destas usinas.

1.3.2.3. Ausência de Precificação de Risco

A metodologia de seleção de projetos atualmente utilizada nos leilões não observa a precificação de risco. Não há qualquer tipo de ponderação que permita distinguir projetos que envolvem níveis de risco financeiro distintos, nem para o contratante, nem para o sistema. Com vistas a explicitar a relevância desta temática, será feita, a seguir, uma estimativa do nível de risco de cada um dos projetos contratados no Leilão A-5 de 2014.

Para isso, é necessário contornar um problema. Demonstrou-se, acima, que o ponto de vista adotado pelo ICB, de medir o fluxo de caixa esperado de um contrato isolado, sem avaliar o impacto das novas usinas nos demais contratos da mesma distribuidora, não é correto. Ocorre, porém, que cada distribuidora tem um portfólio de contratos distinto. Por exemplo: distribuidoras das regiões Norte e Nordeste não compram energia de Itaipu; as cotas de usinas com concessão renovada estão divididas de forma bastante desigual entre as distribuidoras; e os contratos com termoeletricas oriundas de leilões de energia nova estão divididos ao sabor das declarações de necessidade de compra de energia feitas por cada distribuidora ao longo dos leilões. Deste modo, o risco financeiro provocado por um novo projeto será diferente para cada uma das distribuidoras.

Há duas formas de contornar tal problema. A primeira delas é trabalhar com um portfólio único que reflita todos os contratos de todas as distribuidoras. A segunda forma é medir o impacto de uma nova usina para o sistema como um todo e não apenas para uma distribuidora. Optou-se, aqui, pela segunda alternativa, principalmente porque ela consegue capturar o impacto global em termos de risco da nova usina, não importando a quem este risco está alocado.

Em um cenário em que a diferença entre a geração esperada e sua garantia física seja compensada apenas por energia secundária das usinas hidroelétricas, o custo total de uma nova usina termoeletrica para o sistema é composto pela soma de sua receita fixa com seu custo de operação (RF + COP). Isso é justificado pelo fato de que as diferenças no MCP, mensuradas na metodologia de seleção de projetos tradicional pelo CEC, possuem sempre soma zero do ponto de vista do sistema, pois consistem em créditos e débitos de mesmo valor entre contratos ou agentes distintos. Com base nesta lógica, a Tabela 10 exibe o ICB calculado pela metodologia tradicional, que mede o fluxo de caixa esperado de um contrato isolado do restante do portfólio da distribuidora, e o ICB para o Sistema (RF + COP), referentes às usinas térmicas contratadas no Leilão A-5 de 2014.

**Tabela 10: Térmicas Contratadas no Leilão A-5 de 2014
Índice de Custo Benefício para o Sistema e Risco Financeiro**

Projeto	UF	ICB	RF (A)	COP (B)	ICB Sistema (A + B)	Desvio Padrão Anual	Desvio Padrão em Cinco Anos
R\$/MWh							
MAUÁ 3	AM	203,50	179,20	21,14	200,34	10,64	6,10
NOVO TEMPO	PE	206,50	117,01	87,09	204,10	135,95	79,00
RIO GRANDE	RS	206,50	117,17	86,62	203,78	140,02	81,37
PAMPA SUL	RS	201,98	183,47	15,49	198,96	6,39	3,68
ACRE	AC	206,90	163,66	38,45	202,11	22,86	13,14
COSTA RICA I	MS	207,32	164,07	38,46	202,53	22,87	13,15
Total							

Elaboração própria com base em: CCEE, EPE e Diário Oficial da União.

A Tabela 10 permite constatar que o ICB para o Sistema é sempre menor do que o ICB tradicional, ou seja, em todos os casos, o custo das termoeletricas para o sistema é menor (embora por uma diferença pequena) do que o estimado quando se utiliza a metodologia oficial. A ordenação das usinas também é alterada, com as usinas a GNL (Novo Tempo e Rio Grande) se tornando as mais caras do conjunto de usinas contratadas com CVU maior do que zero.

Na mesma Tabela 10, há duas estimativas para o risco financeiro introduzido por cada uma das usinas, quais sejam, os cálculos de desvio padrão para o ICB para o Sistema em um ano qualquer e em intervalos de cinco anos⁴¹.

41 Todos os cálculos foram realizados a partir da planilha com cenários de CMO utilizada no leilão e divulgada no site da EPE. A planilha possui, para cada subsistema, duas mil séries de CMO mensal, abrangendo cada uma um período de cinco anos. A partir dos CMOs, é possível determinar em quais meses a usina é chamada a operar por ordem de mérito, o que serve de base para calcular o custo total por MWh contratado em cada um dos meses (Custo Fixo + COP). Em seguida, foi calculado o ICB para o Sistema para cada ano da simulação (cinco anos em dois mil cenários, totalizando dez mil anos). Finalmente, apurou-se o desvio padrão do ICB para o Sistema em bases anuais (desvio padrão do ICB

Analisando os dados em bases anuais, constata-se que a usina mais arriscada, a Novo Tempo, envolve um risco 22 vezes maior do que a Pampa Sul, a usina menos arriscada do conjunto (desvio padrão de R\$ 140,39/MWh contra R\$ 6,39/MWh). Além disso, verifica-se que o risco calculado em bases anuais da Novo Tempo é seis vezes maior do que o das duas usinas à biomassa florestal contratadas no mesmo leilão (Costa Rica I e Acre).

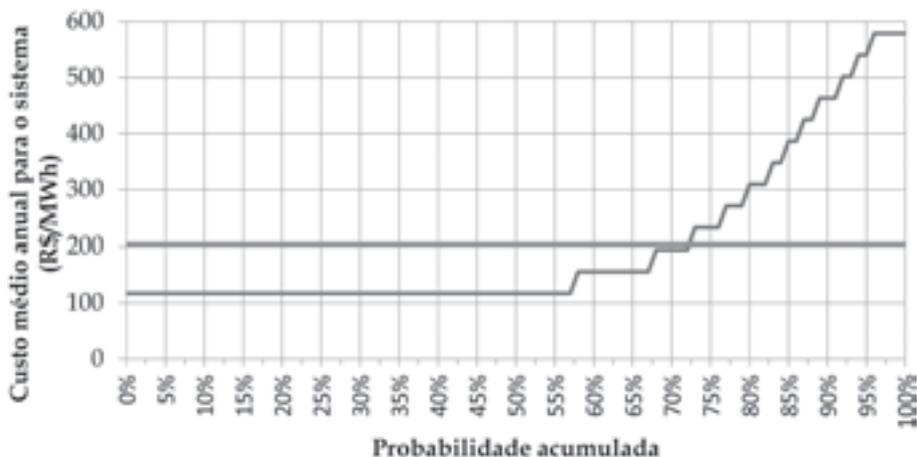
O risco medido em intervalos de cinco anos é naturalmente menor, pois em um período maior é frequente a alternância de anos com custos operacionais reduzidos com anos com custos maiores. Mas, a diferença em termos relativos entre a planta mais arriscada, a Novo Mundo, e a menos arriscada, a Pampa Sul, continua sendo da ordem de 22 vezes (R\$ 81,38/MWh contra R\$ 3,68/MWh), assim como a diferença relativa entre o risco embutido na contratação da Novo Mundo e das duas plantas a cavaco de madeira continua a ser da ordem de seis vezes (R\$ 81,38/MWh contra R\$ 13,15/MWh).

Com o intuito de esclarecer a natureza do risco financeiro associado às termelétricas, foram elaborados gráficos ilustrativos com os valores possíveis para o ICB para o Sistema calculado em bases anuais. O Gráfico 6 e o Gráfico 7 exibem curvas de permanência para o ICB para o Sistema calculado em bases anuais, respectivamente para a UTE Rio Grande e para a UTE Pampa Sul. A base para a elaboração dos gráficos foi o cálculo do ICB para o Sistema de cada uma das térmicas para cada ano dos dois mil cenários de CMO, utilizados no Leilão A-5 de 2014. As possibilidades são treze, a saber, uma vez que a usina pode ser despachada de zero a doze meses no ano. Os cenários estão ordenados do menor para o maior valor do ICB para o Sistema. A linha vermelha mostra o ICB para o Sistema e a linha horizontal azul mostra o custo médio da usina, considerando todos os cenários da simulação.

Conforme mostra o Gráfico 6, a UTE Rio Grande tem a probabilidade de mais de 55% de ficar ociosa durante todo o ano, uma condição em que ela é muito barata, custando ao sistema apenas R\$ 117,17/MWh - trata-se da Receita Fixa expressa em MWh contratado. Mas, sempre que ela é despachada, os custos operacionais são substanciais. Assim, como a potência disponível da usina é quase o dobro da garantia física, sempre que ela é chamada a despachar, incide, naquele mês, um custo operacional por MWh contratado que é também quase o dobro do CVU. Somando os custos fixos aos custos operacionais, a usina custa, quando despachada, R\$ 578,86/MWh. Este também é o custo médio anual para o despacho contínuo durante os doze meses do ano.

para o Sistema dos dez mil anos modelados). Um procedimento análogo foi adotado para calcular o ICB para o Sistema em períodos de cinco anos (desvio padrão de dois mil valores para o ICB para o Sistema para médias de cinco anos).

Gráfico 6: UTE Rio Grande
Curva de Permanência do ICB para o Sistema (RF + COP)

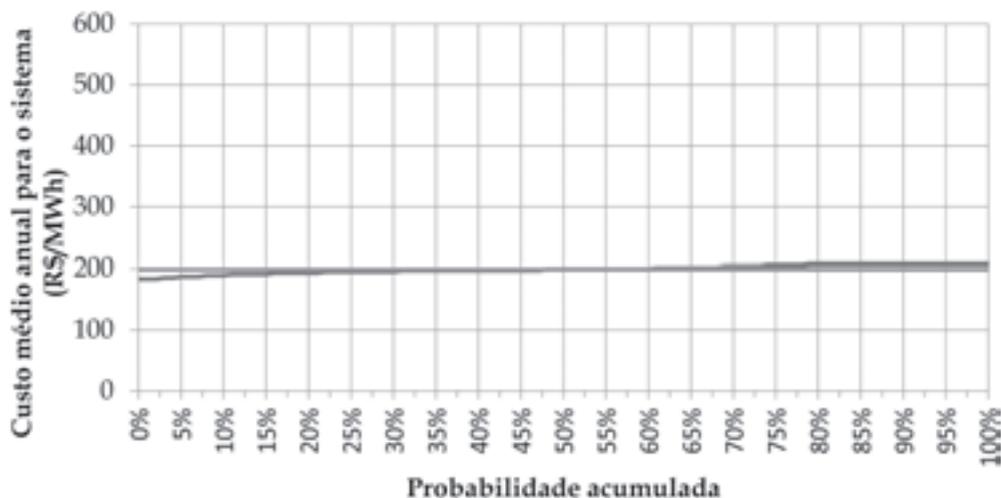


Fonte: Elaboração própria.

Já a UTE Pampa Sul, conforme demonstrado no Gráfico 7, tem um custo fixo elevado, de R\$ 183,47/MWh, que inclui os gastos com combustíveis para a geração inflexível de 170MWmed, além da remuneração pelo capital investido e pela administração, operação e manutenção da planta. Porém, os custos associados ao despacho flexível são pequenos por três razões:

- i. Somente a parte da potência disponível da usina que não está comprometida com a inflexibilidade é despachada por ordem de mérito;
- ii. A potência disponível é praticamente igual à garantia física da usina, o que significa que é gerado aproximadamente 1 MWh para cada MWh de garantia física contratada (diferentemente da Rio Grande, que gera quase 2 MWh por MWh contratado); e
- iii. O CVU é baixo, na faixa de R\$ 50/MWh.

Gráfico 7: UTE Pampa Sul - Curva de Permanência do ICB para o Sistema (RF + COP)



Fonte: Elaboração própria.

Quando não é despachada por ordem de mérito, a UTE Pampa Sul custa apenas para o sistema a sua receita fixa de R\$ 183,47/MWh, o que ocorre raramente, pois o CVU baixo faz com que ela seja despachada por ordem de mérito com muita frequência. Quando o despacho é realizado por ordem de mérito, o ICB para o Sistema da UTE Pampa Sul vai a R\$ 207,31/MWh por mês, sendo relativamente comum que ocorra durante a maior parte do ano.

O custo anual esperado da UTE Pampa Sul para o sistema é bastante previsível e, por consequência, sua contratação envolve baixo risco financeiro. Já a UTE Rio Grande apresenta um custo anual esperado com considerável dispersão, sendo que, para os cenários mais críticos, este custo pode atingir valores superiores a R\$ 500,00/MWh contratado.

Em síntese, verifica-se, a partir de dados oficiais utilizados para calcular o ICB no Leilão A-5 de 2014, que os diversos projetos selecionados envolvem níveis de risco muito distintos. Uma análise mais fina seguramente revelaria outros riscos envolvidos na contratação de termoeletricas que também devem ser precificados. Por exemplo, projetos como as usinas a cavaco de madeira e a carvão nacional possuem custos variáveis referidos à moeda nacional, ao passo que projetos a GNL indexam o CVU às variações de um índice internacional desta *commodity* energética e à cotação do dólar. Assim, há projetos com custos em reais e outros com risco de preços de *commodities* e com risco cambial, sem que, novamente, os riscos envolvidos sejam considerados.

A teoria financeira não deixa dúvidas de que decisões financeiras envolvendo riscos não podem ser feitas sem a devida avaliação dos mesmos, o que, há anos,

não tem ocorrido nos leilões de energia nova. Os postulados da teoria financeira são, justamente, que os agentes econômicos:

- i. São racionais, isto é, tomam decisões maximizando o lucro ou minimizando custos; e
- ii. São avessos ao risco, isto é, sempre estão dispostos a pagar mais por produtos, ativos ou contratos que envolvam menores níveis de risco.

Destaca-se que todos os desenvolvimentos da teoria financeira recentes consistem em elaborar teorias ou ferramentas para tomar decisões envolvendo risco.

1.3.2.4. Síntese Analítica da Contratação Termoelétrica no SEB

A metodologia e os critérios de seleção de projetos termoelétricos precisam ser repensados de forma a evitar contratações que acarretem em um aumento indesejável e não precificado do risco financeiro para o sistema. O corolário da mensuração correta dos custos dos projetos e da precificação adequada do risco tende a ser o favorecimento de projetos com perfil de geração de base e com custos denominados em reais. Ou seja, deve-se corrigir o viés indesejável, hoje existente, na metodologia de seleção de projetos termoelétricos em favor daqueles totalmente flexíveis, com custos variáveis elevados e com custos de combustíveis atrelados às cotações do mercado internacional e à taxa de câmbio.

No curto prazo, seria razoável exigir algum nível de inflexibilidade para os projetos térmicos, pois isso naturalmente induz à contratação de geração de base, com baixos custos variáveis. Em contrapartida, no médio/longo prazo é desejável que se faça a diferenciação nos mecanismos de contratação de térmicas de geração de base, de térmicas a serem utilizadas para o atendimento da ponta ou daquelas que irão exercer a função de *backup* do sistema.

No caso específico da contratação de usinas termoelétricas aptas ao atendimento da ponta, é importante destacar que a metodologia atual de seleção dos projetos ignora a necessidade de contratação específica para esta função. Trata-se de uma questão que transcende o cálculo do ICB e é derivada do fato de que a própria modelagem da expansão do sistema não atribui maior importância ao balanço de ponta. Apesar de o Newave trabalhar com três patamares de carga e, desta forma, a carga pesada poder ser vista como uma *proxy* da ponta, não existe o exame horário do balanço de ponta⁴². De todo modo, mesmo que o exame do balanço de ponta fosse realizado com precisão, a modelagem tenderia a dar pouca relevância a um eventual déficit se ele ocorrer em um número limitado de horas.

42 Uma fragilidade adicional da modelagem advém do fato de a geração a partir de usinas conectadas diretamente ao sistema de distribuição ser contabilizada como abatimento da carga. Considerando o crescimento deste tipo de geração e a predominância de fontes intermitentes nesta expansão, é perceptível o quanto este suposto precisa ser relativizado.

Assim, um déficit de potência de razoável profundidade em algumas horas do mês seria valorado como algo bem menos custoso do que um déficit de energia persistente e, portanto, não teria peso relevante no planejamento da estratégia operativa. Entretanto, conforme já relatado, o atendimento da ponta do sistema elétrico brasileiro é um desafio a ser equacionado ao longo dos próximos anos. Logo, é imperativa a realização de ajustes regulatórios que possibilitem a contratação de empreendimentos para o atendimento da ponta (contratação de potência).

1.4. Referências Bibliográficas

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Banco de Informações de Geração*. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 15 de novembro de 2017.

CASTRO, Nivalde José; DANTAS, Guilherme de Azevedo; BRANDÃO, Roberto; LEITE, André Luiz da Silva. *Bioeletricidade e a Indústria de Álcool e Açúcar: Possibilidades e Limites*. Synergia. Rio de Janeiro: 2008.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de Azevedo. *Considerações sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro*. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 15. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, 2010a.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de Azevedo. *Problemas no Cálculo das Garantias Físicas para os Leilões de Energia Nova*. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 20. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, 2010b.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de Azevedo; DORADO, Paola; MAGALHÃES, Maria Alice. *Despacho de Usinas Térmicas por Critérios Técnicos para Teste*. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 59. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, 2013.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de Azevedo. *Considerações sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro*. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 15. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, 2015.

CHIPP, Hermes. *Perspectivas e Importância da Geração Termoelétrica na Matriz Brasileira*, apresentação no *A Energia na Cidade do Futuro, Workshop Perspectivas da Matriz Elétricas de Fontes Térmicas no Mundo e no Brasil*. Campinas, 2013.

D'ARAÚJO, Roberto Pereira. *Setor Elétrico Brasileiro: uma Aventura Mercantil*. Brasília: Confea/Crea, 2009.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2021*. 2012

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Demanda de Energia 2050*. Série Estudos Demanda de Energia. Nota Técnica DEA nº 13/2014. 2014.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*. 2015.

JONG, P., SÁNCHEZ, A.S., ESQUERRE, K., KALID, R.A., TORRES, E.A. *Solar and Wind Energy Production in Relation to the Electricity Load Curve and Hydroelectricity in the Northeast Region of Brazil*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 23 (2013): 526-535.

LOPES, Eduardo Leonetti. *Desenvolvendo uma Indústria Nacional de Tecnologias Limpas*. Campinas, 2013.

2

Alternativas para Contratação de Geração Térmica de Base

Nivalde J. de Castro, Roberto Brandão, Guilherme de A. Dantas,
Pedro Vardiero, Gabriel Hidd, Carlos Lopes, André Alves

Conforme foi visto no Capítulo 1, a redução do risco financeiro associado à contratação de termoeletricas passa por corrigir, nos leilões de energia nova, o viés favorável à energia de usinas com geração a altos custos variáveis ou a custos variáveis indexados à cotação de *commodities* energéticas cotadas em moeda estrangeira. Isso aponta em direção a favorecer a contratação de novas usinas com perfil de geração de base ou com combustíveis a custos variáveis em reais.

As alternativas, entretanto, não são muitas e a razão básica é o fato de que o Brasil importa grande parte dos dois principais combustíveis utilizados na geração térmica, o gás natural e o carvão¹. Dado este contexto, faz-se necessário apresentar um panorama das possibilidades de expansão da geração termoeletrica em termos das fontes disponíveis. Neste sentido, nas Seções 2.1, 2.2 e 2.3, serão estudadas alternativas de geração termoeletrica, quais sejam, carvão, nuclear, gás natural *offshore*, gás natural *onshore*, gás natural importado e gás natural liquefeito.

Já a Seção 2.4 examina as alternativas para expansão térmica desejável, ou seja, usinas térmicas capazes de complementar as necessidades de um parque gerador baseado em fontes renováveis e, ao mesmo tempo, apresentar um grau de risco financeiro tolerável para o sistema. Destaca-se que os melhores projetos são aqueles que apresentam custos previsíveis e se, possível, em reais (sem indexação ao dólar e às cotações de combustíveis no mercado internacional).

Por fim, a Seção 2.5 discute algumas alternativas regulatórias para tornar mais atrativa a inserção na matriz brasileira da geração térmica com perfil de geração de base e custos previsíveis aos empreendedores e ao sistema.

¹ As importações representaram, respectivamente, 50,4% e 55,4% da oferta total de cada combustível no ano de 2015 (EPE, 2015).

2.1. Carvão

O carvão consumido no Brasil pode ser dividido em duas classes, com diferentes destinos (EPE, 2015). Enquanto o carvão metalúrgico (carvão mineral e coque metalúrgico) se destina majoritariamente à indústria², o carvão energético (carvão vapor) é empregado em grande parte na geração de eletricidade³, respondendo por 53,9% do total consumido em 2015⁴.

O atendimento à demanda de carvão metalúrgico, em razão das características do carvão nacional, é realizado quase que integralmente a partir de importações. Em contraposição, a demanda por carvão energético tem sido suprida em parte pela produção nacional, com 44,6% do total ofertado em 2015⁵, através da produção dos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná. Destaca-se que o Rio Grande do Sul detém 89,6% de todos os recursos carboníferos brasileiros.

Em termos energéticos, as reservas medidas⁶ e inferidas⁷ de carvão mineral do Brasil equivalem a $7.025.474 \times 10^3$ tep⁸, o que significa que superam a soma das

2 Do carvão mineral e do coque metalúrgico consumidos no país, em 2014, 94% foram demandados pelo setor siderúrgico, sendo o restante destinado a segmentos como ferro ligas, não ferrosos e mineração e pelotização (EPE, 2015).

3 Devido às características técnicas e econômicas do carvão, este combustível se qualifica para operar na base do sistema.

4 O restante é consumido para geração de calor no setor industrial (EPE, 2015).

5 O restante do carvão vapor advém da importação (55,4%).

6 A reserva mineral medida é a parcela economicamente lavrável do recurso mineral medido, incluindo perdas com a lavra e o beneficiamento, para a qual as viabilidades técnica e econômica se encontram tão bem estabelecidas que há um alto grau de confiabilidade nas conclusões. Os estudos abrangem análises dos diversos elementos modificadores (tais como lavra, beneficiamento, metalurgia, economia, mercado e fatores legais, ambientais e sociais) e demonstram que, na época em que se reportaram as reservas, sua extração era claramente justificável, bem como adequadas às hipóteses adotadas para investimentos (MME, 2002).

7 O recurso mineral inferido é a parte do recurso mineral para a qual a tonelagem ou volume, o teor ou qualidades e o conteúdo mineral são estimados, com base em amostragem limitada e, portanto, com baixo nível de confiabilidade. A inferência é feita a partir de informações suficientes (geológicas, geoquímicas ou geofísicas, utilizadas em conjunto ou separadamente), admitindo-se, sem comprovação, que haja continuidade e persistência de teor ou qualidades, de modo que se pode sugerir que o depósito tem potencial econômico. A pesquisa realizada não é detalhada (as estações de amostragem têm espaçamento relativamente amplo) e pode incluir exposições naturais e artificiais, como trincheiras, poços, galerias e furos de sonda (MME, 2002).

8 As reservas de carvão são determinadas considerando-se os seguintes parâmetros: i) espessura mínima: 0,5 m a 1,0 m de carvão na camada; ii) reserva medida: reserva contígua aos furos de sonda em um raio de 400 m e área de 0,50 km²; iii) reserva indicada: reserva externa à reserva medida em um raio de 1.200 m dos furos, representando uma área de 4,02 km²; e iv) reserva inferida: reserva situada além da reserva indicada até uma distância máxima de 4,8 km dos furos. As reservas apresentadas no balanço são geológicas *in situ* (EPE, 2016a).

reservas totais⁹ de petróleo e gás natural, que alcançam $2.270.620 \times 10^3$ tep. Ao se considerar o total de recursos e reservas energéticas brasileiras, que compreendem o carvão mineral, a energia hidráulica, a energia nuclear, o petróleo e o gás natural, 66,1% correspondem ao carvão mineral (EPE, 2016a).

Entretanto, conforme já mencionado, o elevado potencial geológico do país não tem se refletido em crescimento do uso de carvão nacional para geração térmica, a qual ainda se mostra incipiente. Corroborando esse argumento, de acordo com o Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016, a geração térmica a carvão correspondeu, no ano de 2015, por 3,28% da oferta interna de energia elétrica, com produção de 19.096 GWh. Em média, essa fonte cresceu 19,65% ao ano, entre 2007 e 2015, com um crescimento acumulado de 217,69% para esse período (EPE, 2016b).

Os principais projetos recentes de geração a carvão, as UTEs Energia Pecém I¹⁰, Energia Pecém II¹¹ e Porto de Itaquí¹², as quais juntas totalizam 1.445 MW de capacidade instalada, utilizam como insumo o carvão importado (TOLMASQUIM, 2016). Das usinas recentemente licitadas, somente a UTE Pampa Sul, contratada no Leilão A-5 de 2014 e atualmente em fase de construção, utiliza carvão nacional. Entretanto, quando comparada à capacidade total adicionada recentemente de usinas a carvão importado, trata-se de um projeto pequeno, de 340 MW.

A explicação para a preponderância do carvão importado nos projetos de geração de energia recentes está associada à qualidade das reservas brasileiras de carvão, as quais contêm um baixo poder calorífico e elevados teores de cinzas e enxofre, somado ao fato de que as regras de seleção de projetos nos leilões não penalizarem projetos baseados em combustível importado, em que há risco cambial e risco de variação de preços de combustíveis no mercado internacional.

Concomitantemente, como a geração térmica a carvão tem impactos ambientais significativos - globais (emissões de gases associados ao efeito estufa) e locais (emissão de material particulado, SOx e Nox, contaminação química, dentre outros) - e como o Brasil conta com outras alternativas para geração, não se imagina um aumento expressivo na participação da geração térmica a carvão na matriz brasileira. Para efeito de dimensionamento do tamanho relativo desses impactos, em 2015, ano em que, devido à fraquíssima hidrologia, houve despacho térmico maciço, a geração termoelétrica a carvão foi responsável por 28,8% das emissões do SIN de gases causadores do efeito estufa na atmosfera, mesmo tendo gerado apenas 3,28% da produção total de energia elétrica no Brasil (EPE, 2016b). Em contrapartida, é possível que ocorra, nos próximos anos, a saída de operação das termoelétricas a carvão nacional mais antigas, pois são plantas que, em alguns casos, já rondam os cinquenta anos de atividade.

9 Reservas totais representam a soma das reservas provadas, prováveis e dos recursos contingentes (EPE, 2016a).

10 Entrada em operação em 2012 e potência instalada de 720 MW.

11 Entrada em operação em 2013 e potência instalada de 365 MW.

12 Entrada em operação em 2013 e potência instalada de 360 MW.

2.2. Nuclear

O desenvolvimento da energia nuclear brasileira esteve, desde o início, ligado a um projeto nacionalista de segurança (PEREIRA, 2010). Neste contexto, foram construídas duas usinas nucleares, que totalizam 1.990 MW de capacidade instalada. Mais especificamente, Angra I, com entrada em operação em janeiro de 1985, possui 640 MW de potência outorgada, enquanto Angra II, que iniciou sua operação em junho de 2000, possui 1.350 MW (TOLMASQUIM, 2016).

O domínio das tecnologias de manuseio e enriquecimento de urânio sempre foi considerado uma questão estratégica para país, não somente no âmbito energético, mas também no âmbito militar, notadamente com o projeto de desenvolvimento do submarino com propulsão nuclear. A preocupação estratégica com a energia nuclear justifica-se também devido às grandes reservas brasileiras de urânio. O Brasil ocupa a sexta posição no ranking de mundial de reservas de urânio, com aproximadamente 309 mil toneladas, sendo que apenas 25% do território nacional foi objeto de prospecção, levando a crer que o potencial produtivo do país pode ser ainda maior (TOLMASQUIM, 2016). Ademais, o Brasil está entre os países que possuem o conhecimento de todo o ciclo de enriquecimento de urânio para fins pacíficos¹³.

Contudo, apesar dos avanços tecnológicos atingidos, o programa nuclear brasileiro vem sofrendo desde seu início com atrasos e interrupções. A usina de Angra II, por exemplo, teve sua construção iniciada em 1976 e interrompida em 1983. Somente em 1996 o projeto foi retomado, tornando-se comercialmente operacional a partir do ano 2000.

13 A etapa de enriquecimento de urânio é considerada a fase mais sensível do ciclo do combustível. Por esta razão, o domínio da tecnologia de enriquecimento torna-se estrategicamente importante para o Brasil, não apenas do ponto de vista da autossuficiência (em um mercado controlado por poucas empresas e condicionado a políticas de governo), como pela abertura de eventuais oportunidades de negócio, como a exportação do combustível. Atualmente, a URENCO, consórcio europeu formado por Holanda, Alemanha e Inglaterra, realiza a etapa de enriquecimento do urânio para o Brasil através da tecnologia de enriquecimento de centrífuga (URENCO, 2017). Nesta etapa, o UF6 é enriquecido de 0,7% para valores acima de 3%. Assim, o processo de enriquecimento do urânio produzido no país é efetuado no exterior e enviado em contêineres para a Fábrica de Combustível Nuclear - Reconversão. Entretanto, o Brasil já conta com uma unidade de enriquecimento localizada em Resende, licenciada para enriquecer urânio a menos de 5% de U-235 e a comunidade internacional aceitou sua operação com fins comerciais. A produção em escala industrial iniciou sua primeira etapa com a autorização de operação inicial (AOI), dada pela Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), em janeiro de 2009. Esta fábrica já possui duas cascatas de ultracentrífugas, equipamentos que permitem o enriquecimento de urânio, cujo desenvolvimento foi feito pelo Centro Tecnológico da Marinha, em São Paulo (CTMSP), em parceria com o Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (IPEN). Com a adição de mais oito cascatas, a Indústrias Nucleares do Brasil (INB) prevê o atendimento das necessidades de enriquecimento de Angra I (100% das requisições) e de Angra II (20% das requisições) (TOLMASQUIM, 2016).

Entretanto, desde 2011, com o acidente nuclear de Fukushima, no Japão, aumentaram as pressões contrárias à expansão do parque de geração nuclear. Assim, embora se acredite que o programa nuclear brasileiro deva continuar em andamento, em função dos interesses de domínio de um ciclo tecnológico estratégico, não se deve esperar que ele seja a base de expansão da termoelectricidade no país, pelo menos no médio prazo.

Além do recrudescimento do temor relacionado às centrais nucleares, pesa contra a tecnologia o alto custo dos projetos nucleares recentemente desenvolvidos no exterior, com destaque para alto valor da energia contratada a fim de viabilizar a construção da central de Hinkley Point, na Inglaterra, que ultrapassa os USD 100/MWh¹⁴, bem acima de outras alternativas disponíveis.

De acordo com Tolmasquim (2016), o acidente de Fukushima foi um dos responsáveis pela escalada dos preços do megawatt gerado a partir de centrais nucleares, pois o acidente implicou em uma rigorosa revisão dos protocolos de segurança, os quais ficaram mais conservadores¹⁵. Como consequência, as

14 O preço exato é de £ 92,50/MWh, o que representa R\$ 391,81/MWh, segundo a conversão do Banco Central do dia 07 de julho de 2017 (BANCO CENTRAL, 2017).

15 A construção de uma usina nuclear envolve vários aspectos de segurança, desde a fase de projeto até a construção civil, montagem dos equipamentos e operação. Os procedimentos convencionais de segurança envolvem quatro barreiras físicas de contenção do material radioativo para o ambiente em caso de algum acidente. A primeira barreira são as varetas de combustível, recipientes fechados que contêm o urânio e podem suportar altas temperaturas. A segunda é o vaso de pressão do reator, um grande vaso de aço com cerca de 20 cm de espessura, onde são colocados os elementos combustíveis. Esse enorme recipiente é montado sobre uma estrutura de concreto com cerca de 5 m a 8 m de espessura. O vaso de pressão do reator e o gerador de vapor são instalados em um envoltório de aço forjado, com pelo menos 3 cm de espessura, construído para manter contidos os gases ou vapores possíveis de serem liberados durante a operação do reator. Este envoltório é denominado contenção e constitui a terceira barreira física. Por último, a quarta barreira é o edifício do reator, uma carcaça de concreto de 1 m de espessura que reveste a contenção. Além de servir para impedir a saída de material radioativo para o meio ambiente, a quarta barreira protege o reator contra impactos externos, como queda de aviões e explosões (CARDOSO, 2012).

Entretanto, estes procedimentos convencionais não foram suficientes para impedir que o desastre nuclear de Fukushima Daiichi ocorresse, como decorrência de um tsunami provocado por um maremoto de magnitude 8,7 no leste do Japão, em março de 2011. Após esse acidente, ressurgiram as preocupações e os questionamentos da sociedade com relação à segurança da operação dessa fonte de geração, além de terem sido reavaliados os mecanismos e protocolos de segurança das usinas em operação, tanto pela indústria nuclear, quanto pelos governos dos países que possuem centrais nucleares. Nos Estados Unidos, por exemplo, algumas medidas principais foram tomadas: i) desenvolvimento de novas estratégias de mitigação que permitam maior resistência das usinas nucleares frente a desastres naturais; ii) estabelecimento de dois centros de resposta nacionais (Memphis e Phoenix), com uma ampla gama de equipamentos de resposta a desastres, os quais podem ser entregues em qualquer localidade dos Estados Unidos dentro de 24 horas; iii) verificação da capacidade das atuais plantas nucleares de lidarem com eventos naturais severos; iv) melhorias nos equipamentos de segurança das plantas nucleares; v) aprimoramentos nos

projeções de custos de investimento para o longo prazo, as quais eram decrescentes antes do acidente de Fukushima, alteraram-se sensivelmente. Além disso, os custos de operação e manutenção também variaram significativamente após o acidente no Japão (BOCCARD, 2014).

O único projeto de geração nuclear previsto no Brasil é a finalização da construção, ora interrompida, da usina de Angra III, com equipamentos que ainda remontam ao projeto nuclear dos anos 80 do século passado. Esta usina teve sua construção iniciada em junho 1984 e paralisada em abril de 1986. Atualmente, a previsão é de que Angra III entre em operação em janeiro de 2026 (EPE, 2017b), mais de quarenta anos após o início de sua construção¹⁶.

recursos de emergência, como redes de comunicações mais robustas e instruções de procedimentos aperfeiçoados; e vi) treinamento dos funcionários das plantas quanto às novas estratégias, equipamentos e procedimentos. Ressalta-se que, em conjunto, essas medidas significaram investimentos de bilhões de dólares por parte dos operadores das plantas, com objetivo de realizar melhorias na segurança de seus reatores (NEI, 2017).

De acordo a Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA, 2016), que possui 169 países afiliados, diversas medidas foram adotadas por seus estados membros, incluindo: (i) a realização de testes de estresse para reavaliar o design das plantas nucleares frente a eventos naturais específicos; (ii) a instalação adicional de fontes de energia elétrica e de suprimento de água para funcionar como *backup*; e (iii) o fortalecimento da proteção de plantas já existentes contra eventos externos extremos.

16 O debate brasileiro sobre energia nuclear foi retomado com o anúncio do Plano Nacional de Energia 2030 e das novas metas do Programa Nuclear Brasileiro. Neste contexto, foram desenvolvidos planos que previam uma expansão do Setor Elétrico com a construção de, pelo menos, quatro novas usinas nucleares, para além da conclusão de Angra III, sendo duas na região Nordeste e duas na região Sudeste. Cada nova usina iria contribuir, em média, com 1.000 MW de capacidade instalada ao sistema. Entretanto, conforme sinaliza a EPE (2017b), o início do desenvolvimento do primeiro projeto após Angra III deverá ocorrer somente após o fim do horizonte decenal (2026), em função dos prazos envolvidos de estudos e obtenção de licenças. Por esta razão, excetuando-se a usina de Angra III, não há previsão de novas usinas para o horizonte decenal, apesar da necessidade latente de oferta de energia firme.

2.3. Gás Natural

A principal alternativa para o crescimento da geração térmica no Brasil parece ser as usinas movidas a gás natural. A oferta total de gás natural do país é composta pela oferta doméstica¹⁷ somada à oferta importada¹⁸. A Tabela 1, elaborada com base no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do Ministério de Minas e Energia (MME, 2016a), representa o panorama geral da oferta de gás natural no Brasil, no período compreendido entre os anos de 2010 e 2016. A produção doméstica de gás natural, no ano de 2016, foi de 103,8 milhões de m³/dia, sendo 78,18 milhões de m³/dia de gás associado e 25,62 milhões de m³/dia de gás não associado. Nesse mesmo ano, a oferta total brasileira foi de 84,53 milhões de m³/dia, sendo composta por 52,4 milhões de m³/dia de oferta doméstica e 32,13 milhões de m³/dia de importação.

Tabela 1: Oferta Total de Gás Natural (em milhões de m³/dia), entre 2010 e 2016

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<i>Oferta Doméstica¹⁹</i>	30,97	36,51	42,87	48,57	52,17	52,15	52,4
<i>Produção Nacional²⁰</i>	62,84	65,93	70,58	77,19	87,38	96,24	103,8
<i>Gás Associado</i>	47,12	48,59	49,01	51,42	58,63	70,19	78,19
<i>Gás Não Associado</i>	15,72	17,34	21,57	25,77	28,75	26,05	25,62
<i>Oferta Importada</i>	34,57	28,48	36,04	46,47	52,93	50,43	32,13
<i>Importação da Bolívia</i>	26,91	26,84	27,54	31,75	32,83	32,03	28,33
<i>Regaseificação de GNL</i>	7,66	1,65	8,50	14,56	19,92	17,94	3,81
<i>Importação da Argentina</i>	0,00	0,00	0,00	0,16	0,18	0,46	0,00
<i>Oferta Total²¹</i>	65,54	64,99	78,91	95,04	105,1	102,58	84,53

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME (2016a).

17 A oferta nacional representa a produção nacional descontados os valores referentes a reinjeção, queima, perdas, consumo nas unidades próprias e absorção em Unidades de Processamento de Gás Natural (MME, 2016a).

18 A oferta importa representa, basicamente, a importação da Bolívia e regaseificação de GNL. Um inexpressivo percentual diz respeito à importação da Argentina (MME, 2016a).

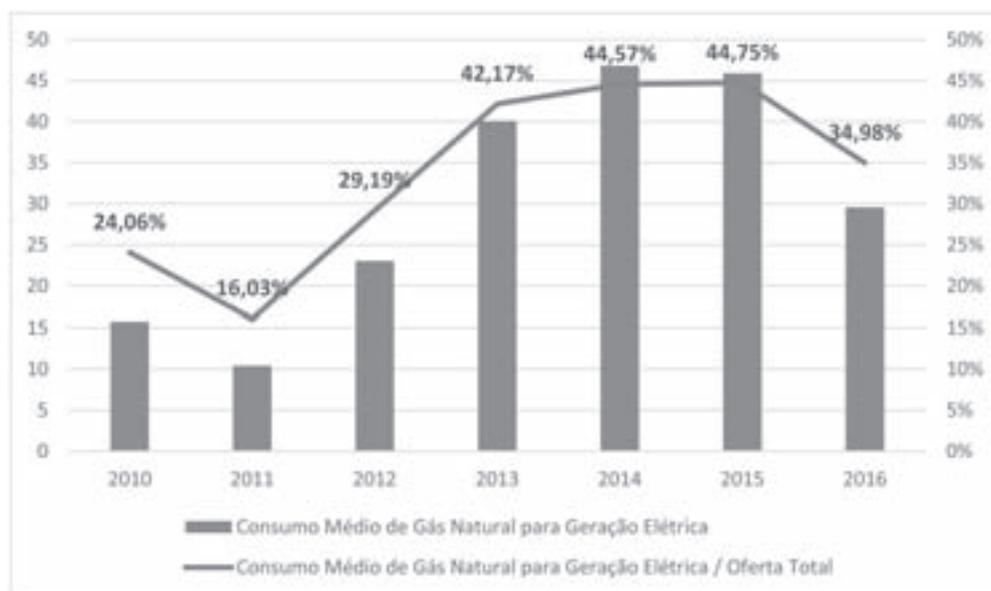
19 A Oferta Doméstica de gás natural é obtida através da subtração, em relação à Produção Nacional, da reinjeção, da queima e perda, do consumo das unidades de exploração e produção e da absorção em Unidades de Processamento de Gás Natural.

20 A Produção Nacional de gás natural é obtida através da soma do Gás Associado e do Gás Não Associado.

21 A Oferta Total é obtida através da soma das ofertas doméstica e importada.

Do montante total ofertado em 2016, 29,5 milhões de m³/dia foram destinados à geração de energia elétrica (MME, 2017), o que representa uma significativa redução da geração termoeletrica em comparação aos três anos imediatamente anteriores, fruto da melhora das condições hidrológicas frente a um consumo estagnado, devido à crise econômica, e ao forte aumento da capacidade instalada em fontes renováveis. O Gráfico 1 fornece a evolução do consumo médio de gás natural, empregado na geração de energia elétrica, entre os anos de 2010 e 2016, além de fornecer a participação da geração termoeletrica em relação à oferta total.

Gráfico 1: Consumo Médio de Gás Natural Empregado na Geração de Energia Elétrica (em milhões de m³/dia) e Relação com Oferta Total (%) entre 2010 e 2016



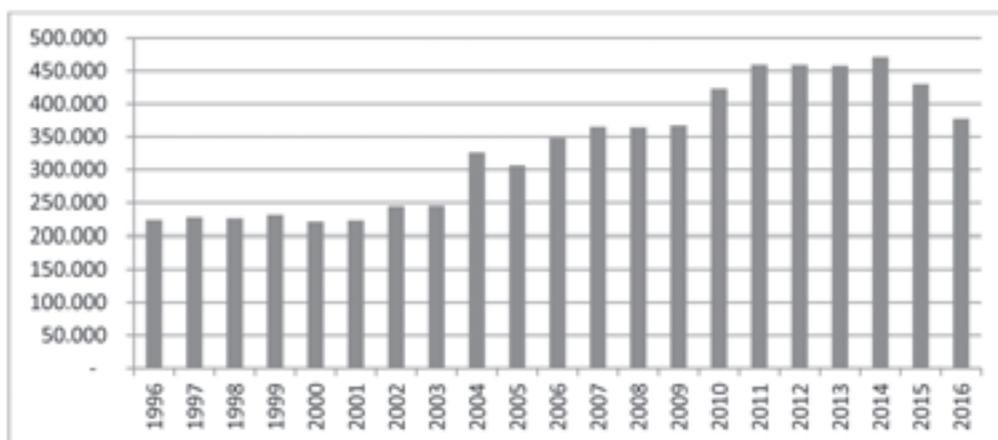
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME (2017).

Dentre os diferentes tipos de empreendimentos que compõem o parque térmico, 35 usinas utilizam o gás natural como combustível²². De acordo com o MME, no ano de 2014, a demanda por gás natural para uso em usinas termoeletricas atingiu a marca de 46,84 milhões de m³/dia, representando 44,57% da oferta total de gás natural no país (105,1 milhões de m³/dia).

²² Em 15 das 35 usinas do parque térmico a gás natural é possível substituir o gás natural por óleo combustível ou diesel (MME, 2016a).

A evolução, nas últimas duas décadas, das reservas provadas brasileiras totais²³ de gás natural são apresentadas no Gráfico 2 e pode-se verificar que as reservas obtiveram uma tendência crescente desde 1996 até o ano de 2014. Observa-se, porém, duas reduções consecutivas nas reservas provadas de gás natural, nos anos 2015 e 2016. Especificamente para 2016, as reservas provadas brasileiras de gás natural totalizaram 377,4 bilhões de m³ (ANP, 2017a).

Gráfico 2: Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural (em milhões de m³), entre 1996 e 2016

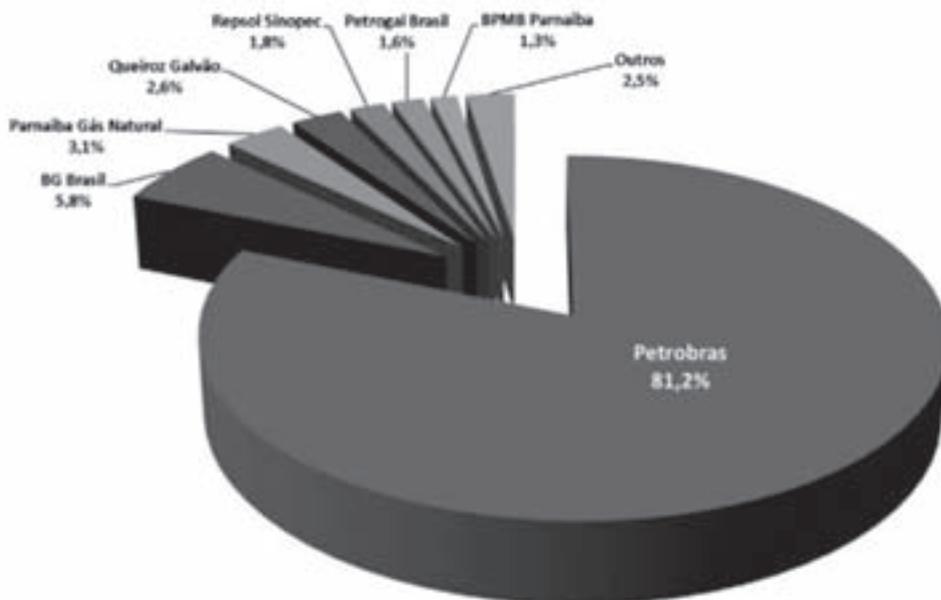


Fonte: ANP (2017a).

O Gráfico 3 apresenta os dados relativos à produção de gás natural no Brasil, em 2015, desagregados por empresa. Depreende-se deste gráfico que a Petrobras se posiciona como a empresa líder em termos de produção, respondendo por 81,2% do total de gás natural produzido no país (ANP, 2016).

²³ As reservas totais compreendem tanto as reservas em mar, como as reservas em terra.

Gráfico 3: Produção de Gás Natural em 2015 por Empresa



Fonte: MME (2016b).

Além de sua importância na produção, a Petrobras é praticamente a única empresa que realiza importação de gás natural, sendo responsável por cerca de 99% do total importado (MME, 2016a). A estatal brasileira tem contrato com a Bolívia para fornecimento até o ano de 2019 e assume os riscos associados à cláusula *take or pay*²⁴ presentes neste contrato.

Com relação à oferta de gás natural, a Petrobras possui uma participação ainda maior, vide que outros produtores optam por vender à estatal o gás produzido²⁵ (MME, 2016b). Além da estatal, somente ofertam gás natural o consórcio formado por Parnaíba Gás Natural (PGN)²⁶ e BPMB Parnaíba, na Bacia do Parnaíba, com uma produção de 4,3 milhões m³/dia (4,6% da oferta total em 2015), voltada exclusivamente ao atendimento de usinas termoeletricas na localidade, e a Panergy, na Bahia, que oferta cerca de 6 mil m³/dia de gás natural ao mercado (0,006% da oferta total em 2015).

24 Cláusulas do tipo *“take or pay”* impõem ao comprador a obrigação de pagar um valor mínimo estabelecido em contrato, independente do volume efetivamente utilizado.

25 Os outros produtores optam pela venda do gás produzido para a Petrobras por conta da ausência da obrigatoriedade de acesso aos dutos de escoamento de produção e Unidades de Processamento de Gás Natural. Por sua vez, a Petrobras compra o gás natural desses produtores para revenda.

26 A Parnaíba Gás Natural e a ENEVA realizaram, em outubro de 2016, um acordo de acionistas que uniu as duas companhias. Juntas, formam uma empresa integrada de energia, com negócios em óleo e gás e em geração e comercialização de energia (ENEVA, 2017).

A Petrobras também exerce um papel dominante no transporte de gás natural no Brasil, cuja infraestrutura pode ser subdividida em duas malhas. A primeira é responsável pelo escoamento do gás nacional pelo litoral e totaliza 6.499 km. A segunda, por sua vez, é responsável pelo transporte do gás importado e totaliza 2.910,2 km. As duas malhas conjuntamente somam 9.409 km de gasodutos, sendo que a Petrobras detém participação societária em cerca de 97% da rede (MME, 2016a). A Figura 1 ilustra a malha de gasodutos existente no Brasil.

Figura 1: Mapa dos Gasodutos no Brasil



Fonte: CERJ (2016).

A Petrobras atua no transporte de gás natural diretamente ou por meio de suas subsidiárias, a Petrobras Logística de Gás S.A. e a Transportadora Associada de Gás S.A (TAG). Dentre as transportadoras existentes, a única que não possui participação da Petrobras é a GasOcidente (GasOcidente do Mato Grosso Ltda.). No caso da Nova Transportadora do Sudeste (NTS), da qual a Brookfield Infrastructure Partners comprou recentemente 90% da participação societária, a Petrobras continua com de 10% das ações da companhia (MME, 2016b). A Tabela 12 fornece a composição acionária das transportadoras de gás natural no Brasil.

Tabela 2: Composição Acionária das Transportadoras

Transportadora	Participação Acionária	
Transportadora Associada de Gás S.A.	<i>Petróleo Brasileiro S.A.</i>	100%
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG)	<i>Petrobras Logística de Gás S.A.</i>	51%
	<i>BBPP Holdings Ltda.</i>	29%
	<i>YPFB Transporte do Brasil Holding Ltda.</i>	12%
	<i>GTB-TBG Holding S.À.R.L.</i>	8%
Nova Transportadora do Sudeste	<i>Brookfield Infrastructure Partners (BIP)</i>	90%
	<i>TAG</i>	10%
Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. (TSB)	<i>Petrobras Logística de Gás S.A.</i>	25%
	<i>TotalFinaElf</i>	25%
	<i>Ultrapar</i>	20%
	<i>Repsol YPF</i>	15%
	<i>Tecgás</i>	15%
GasOcidente do Mato Grosso Ltda.(GOM)	<i>Ashmore Energy International</i>	100%

Fonte: Gás para Crescer (MME, 2016b)

A Petrobras Transporte S.A. (Transpetro), subsidiária da Petrobras, opera 69% da extensão dos gasodutos, sendo o restante da malha operado pelas transportadoras TBG, TSB e GasOcidente.

Em relação às distribuidoras de gás estaduais, a Petrobras possui participação em 19 das 27 concessionárias, seja de forma direta ou por meio da Petrobras Gás S.A. (Gaspetro). Da demanda total das distribuidoras, aquelas que possuem participação da estatal respondem por 51,7% (média de 2015). Por outro lado, ao se considerar somente o montante total de gás natural fornecido pela Petrobras às distribuidoras, aquelas com participação da estatal respondem por 46,2%²⁷ (MME, 2016b).

A empresa exerce, portanto, posição predominante em toda a cadeia de suprimento de gás natural. Na prática, este papel dominante exercido pela estatal acaba por inviabilizar o fornecimento de gás através da rede de gasodutos por outros agentes de mercado, inibindo, assim, o interesse de investidores na exploração e produção de novos campos de gás natural não associado.

O Governo Federal, através do Ministério de Minas e Energia, iniciou, em 2016, o programa Gás para Crescer, com objetivo claro de construir um ambiente mais favorável à competição no setor de gás. A criação deste programa está

²⁷ Neste caso, exclui-se a Companhia Maranhense de Gás (Gasmar), que adquire o gás natural produzido pelo consórcio da PGN e BPMB Parnaíba.

diretamente relacionada ao diagnóstico, por parte do governo, de que a posição dominante da Petrobras dificulta o desenvolvimento pleno deste mercado, uma vez que desestimula a entrada de novos agentes.

Em termos de preços praticados, atualmente existem três formas distintas de determinação do preço do gás natural no país²⁸. A primeira refere-se à precificação do gás natural de origem nacional, negociado entre o carregador e as distribuidoras. A segunda aplica-se ao gás natural importado, em que estão inseridos os contratos de suprimento firmados com a Bolívia e de importações do GNL (preço *spot* internacional). Já a terceira refere-se à precificação do gás natural para as usinas termoeletricas do Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) (ANP, 2010).

Adotada em 2008, a política de preço do gás de origem nacional, a ser pago pelas distribuidoras à Petrobrás²⁹, calcula o preço a vigorar em cada trimestre como a soma de duas parcelas. A primeira parcela remunera os custos de transporte do gás natural e é reajustada anualmente pelo Índice Geral de Preços de Mercado (IGP-M), publicado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV). Já a segunda parcela, que é variável, refere-se à remuneração da *commodity* e é reajustada trimestralmente pela cotação de uma cesta de óleos internacionais e da taxa de câmbio (ANP, 2010).

Por outro lado, o preço do gás natural importado da Bolívia fornecido às distribuidoras é calculado por uma metodologia diferente da adotada para o gás de origem nacional, sendo definido pela fórmula: Preço = Produto (PG)³⁰ + Tarifa de Transporte (TT)³¹.

No caso da precificação das cargas de GNL no mercado *spot*, a precificação pode ocorrer de maneiras distintas, de acordo com o previsto em cada contrato. Por fim, a precificação do gás natural ofertado às usinas termoeletricas do PPT segue a metodologia estipulada pela Portaria MME/MF nº 234/2002, a qual fixou um preço base de US\$ 2,581/MMbtu³². O reajuste do preço base seria realizado da seguinte maneira: 80% reajustado com base na variação cambial e no Índice de Preços no Atacado no mercado dos Estados Unidos (PPI – *Producer Price Index*) e 20% pela variação do IGP-M, publicado pela FGV.

28 Tratam-se de preços no atacado, os quais não incluem a margem de distribuição e impostos.

29 Para o segmento de distribuição de gás natural, o país tem 27 empresas, as quais detêm o monopólio de atuação em suas regiões de concessão. Isto significa que, para um consumidor final adquirir o gás natural, como, por exemplo, uma termoeletrica, este deve comprá-lo por intermédio das distribuidoras.

30 A parcela PG evolui trimestralmente e está atrelada ao reajuste de uma cesta de óleos combustíveis, composta por um óleo pesado (peso de 50% na fórmula) e dois leves (peso de 25% cada na fórmula), com cotações no golfo americano e no sul e norte da Europa.

31 Atualizada anualmente.

32 O que representa R\$ 8,14/MMbtu, segundo conversão do Banco Central do dia 25 de julho de 2017 (BANCO CENTRAL, 2017).

Em relação às perspectivas futuras do gás natural para geração de energia elétrica no Brasil, deve-se ressaltar que há diferentes alternativas para o abastecimento do combustível, como a importação, a exploração doméstica do gás *onshore* e do gás *offshore*, ou mesmo o aproveitamento/importação do gás natural liquefeito. Entretanto, é necessário compreender que cada alternativa possui vantagens e desvantagens, notadamente no que diz respeito ao potencial energético e à estrutura de custos³³. Além disso, deve-se ressaltar que a exploração de cada alternativa está diretamente subordinada à sua disponibilidade energética.

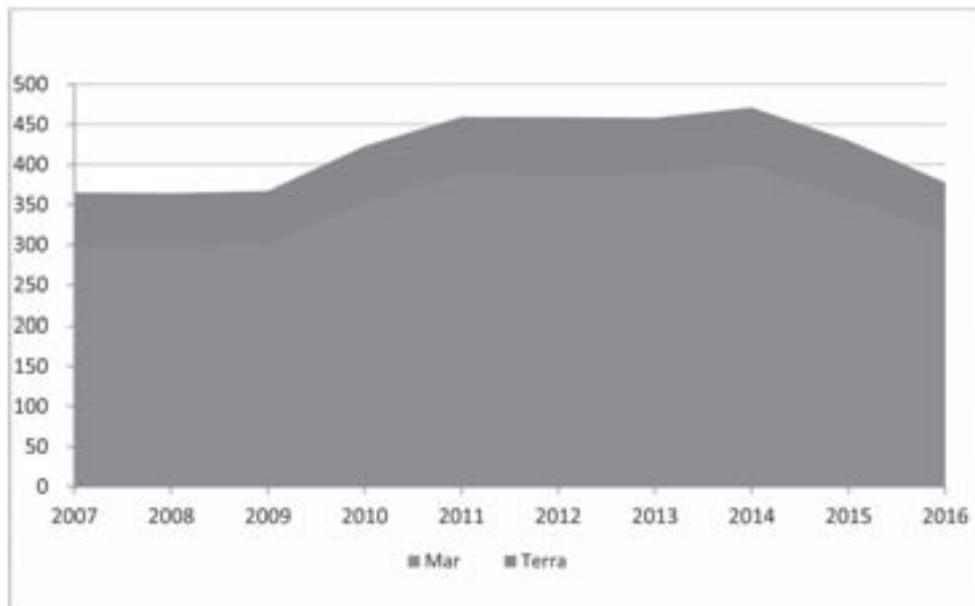
Assim, é necessário avaliar as diferentes alternativas de suprimento e as próximas Subseções serão dedicadas à análise (i) da produção de gás *onshore*; (ii) da produção de gás *offshore*; (iii) da importação da Bolívia; e (iv) do GNL.

2.3.1. Produção de Gás *Onshore*

Segundo Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) (2017a), as reservas provadas de gás natural no Brasil totalizavam 377 bilhões de m³, em 2016. Desse total, cerca de 16% (62 bilhões de m³) estavam localizados em terra. O Gráfico 4 e a Tabela 3 apresentam a evolução das reservas provadas no período compreendido entre os anos de 2007 e 2016, em bilhões de metros cúbicos.

33 As características das reservas de gás natural dependem da qualidade da rocha-reservatório, do tipo de material orgânico e da temperatura e pressão a que está submetido o reservatório. Além disso, o volume recuperável é a função direta do grau de porosidade e permeabilidade da rocha-reservatório. Essas características dos reservatórios, associadas à sua localização geográfica (terra ou mar) e à profundidade de onde se encontra o gás natural, explicam o grande diferencial de custos de exploração e de produção entre diferentes regiões produtoras e entre a produção de gás convencional e a produção de gás não convencional (ALMEIDA e FERRARO, 2013).

Gráfico 4: Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural (em bilhões de m³), por Localização (Terra e Mar), entre 2007 e 2016



Fonte: Anuário estatístico de 2017 (ANP, 2016).

Tabela 3: Evolução das Reservas Provadas de Gás Natural (em bilhões de m³) por Localização (Terra e Mar), entre 2007 e 2016

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Terra	68,1	66,3	65,5	68,8	70,6	72,4	69,7	71,2	70,9	61,9
Mar	296,9	297,9	301,6	354,2	388,8	386,8	388,2	399,9	359,1	315,5
Total	365,0	364,2	367,1	423,0	459,4	459,2	458,0	471,1	430,0	377,4

Fonte: Anuário estatístico de 2017 (ANP, 2016).

Apesar de representar uma pequena parcela do total de reservas provadas, as reservas em terra possuem enorme potencial para crescimento, especificamente para produção de gás não convencional. Conforme a IEA (2013), o potencial em solo estimado de recursos não convencionais de gás de xisto do Brasil ocupa a décima posição mundial, totalizando 6,9 trilhões de m³³⁴. Isto significa mais de 18 vezes o total de reservas provadas em 2016 e mais de 110 vezes as reservas de gás em terra provadas no mesmo ano. Segundo a ANP (2012), os recursos em solo das bacias do Parecis e do Parnaíba são da ordem de 3,51 e 1,81 trilhões de m³,

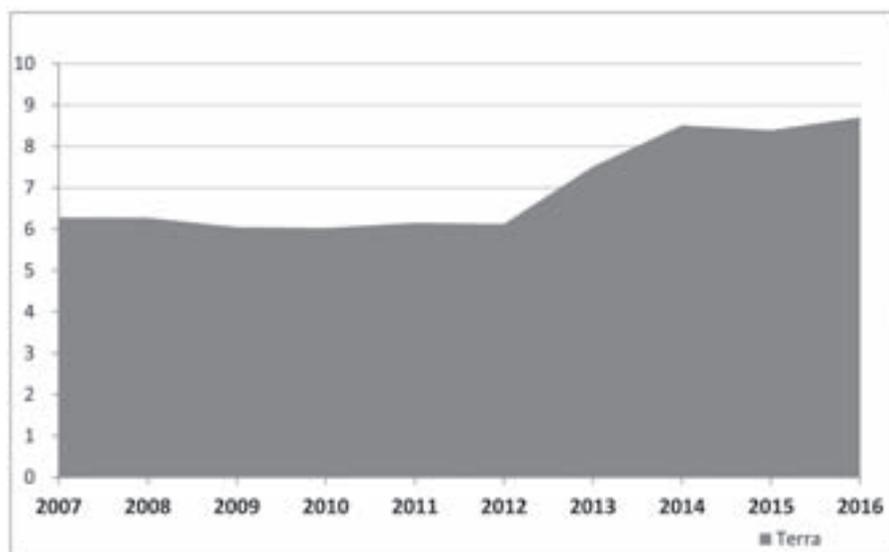
³⁴ Consideram-se, nesta avaliação, apenas as bacias do Paraná, Solimões e Amazonas.

respectivamente. No caso da Bacia do São Francisco, as informações fornecidas pelos operadores mostram que os recursos em solo devem ser de 2,26 trilhões de m³, aproximadamente.

Ressalta-se, ainda, o esforço da ANP no sentido de estimular a exploração do gás em terra no país, o que fica evidenciado pelas rodadas de licitação previstas pela Agência para o próximo triênio, onde diversas áreas com potencial de gás em terra serão ofertadas. Ao longo do período, estão previstos ao menos três leilões ofertando áreas em terra. A 14ª Rodada da ANP, prevista para 2017, pretende oferecer 23 blocos localizados na Bacia do Parnaíba e na Bacia do Paraná. O volume de gás natural possível³⁵ para estes blocos alcança, aproximadamente, 430 bilhões de m³, sendo 230 relativos a 12 blocos da Bacia do Parnaíba e 200 relativos a 11 blocos da Bacia do Paraná (ANP, 2017c). Destaca-se que este potencial representa o total de reservas provadas para o ano de 2015 e praticamente sete vezes as reservas provadas em terra de 2016. As rodadas 15 e 16 deverão ser realizadas até 2019 e também oferecerão blocos em terra nas bacias do Parnaíba e Paraná, além das bacias do Solimões e dos Parecis (ANP, 2017b).

Com relação à produção de gás natural *onshore*, dados da ANP indicam um crescimento acumulado de 38,5% nos últimos 10 anos, alcançando a marca de 8.700,2 milhões de m³/dia, em 2016. Este volume representa cerca de 29% da produção total de gás natural deste ano. O Gráfico 5 representa a produção de gás natural em terra no Brasil, no período entre 2007 e 2016.

Gráfico 5: Evolução da Produção de Gás Natural em Terra (em bilhões de m³), entre 2007 e 2016



Fonte: Anuário estatístico de 2017 (ANP, 2017a).

35 Obtido através de um mapa de oportunidades mapeadas por amostragem (ANP, 2017c).

Há uma importante diferença entre a produção de gás natural *offshore* e *onshore* do ponto de vista da estrutura industrial. Se, no primeiro caso, a produção se mostra altamente concentrada na Petrobras, no segundo, o número de áreas sob concessão de outras empresas é maior. Ou seja, a presença de um maior número de agentes torna o segmento *onshore* menos concentrado em relação ao segmento *offshore*, em que a Petrobras exerce papel dominante. Entretanto, a inexistência de uma rede de gasodutos no interior do país torna tais reservas difíceis de exploração comercial.

Considerando a questão da estrutura industrial mencionada, o potencial do país para exploração de gás em terra, a inadequação da malha de transporte e as dificuldades enfrentadas para a expansão dos novos gasodutos, o consumo do gás no segmento termoelétrico apresenta-se como uma boa alternativa para monetização do gás natural (GESEL, 2013). Do ponto de vista dos produtores de gás *onshore*, a possibilidade de utilizar a vasta rede de transmissão elétrica, para vender energia gerada em usinas termoelétricas na área dos campos de gás, pode ser uma forma de contornar as limitações na rede de transporte de gás.

Cabe ressaltar que, dada a ausência da malha de transporte de gás, o gás natural em terra no país não possui custo de oportunidade, já que não pode ser escoado nem para exportação nem para consumo interno. Nota-se que, na ausência de um uso alternativo real, a comercialização de gás pode ser feita em condições comerciais interessantes para o Setor Elétrico, mediante, por exemplo, contratos de fornecimento de gás com indexação à moeda nacional.

O Complexo Termoelétrico do Parnaíba, no estado do Maranhão, é o melhor exemplo do modelo de geração *reservoir to wire* e o empreendimento conta com uma capacidade instalada atual de mais de 1.500 MW.

O exemplo do Complexo Termoelétrico do Parnaíba pode ser considerado um caso inovador no país, em termos técnicos e comerciais. As UTEs do complexo localizam-se no mesmo sítio dos campos de gás natural em terra, os quais fornecem o combustível necessário à geração de energia elétrica. Além disso, a região conta com linhas de transmissão de grande capacidade e tais fatores tornam a geração termoelétrica a gás natural do complexo independente das malhas de transporte de gás.

O campo de gás não associado dedicado à geração termoelétrica confere elevado grau de confiabilidade no suprimento de combustível às usinas e o esquema *reservoir-to-wire* é capaz de proporcionar uma geração termoelétrica a baixos custos, o que o faz altamente desejável para o Setor Elétrico.

2.3.2. Produção de Gás *Offshore*

As descobertas de petróleo e gás natural no pré-sal expandiram o potencial doméstico deste combustível, tanto para o gás associado, como para o gás não-associado. De acordo com a definição apresentada pela ANP, o gás associado é

aquele que, no reservatório geológico, se encontra dissolvido no petróleo ou sob a forma de uma capa de gás. Neste caso, normalmente privilegia-se a produção inicial do óleo, por causa de seu maior valor de mercado, utilizando o gás para reinjeção, a fim de manter a pressão do reservatório. O gás não-associado, por sua vez, é aquele extraído de reservatórios que não possuem óleo, sendo a produção do campo basicamente só de gás natural³⁶.

As reservas brasileiras provadas de gás *offshore*, em 2016, totalizaram 315.541 milhões de m³, equivalendo a mais de 80% das reservas provadas de gás natural do país. Além disso, a produção de gás *offshore* teve expressiva evolução, saindo de um total de 7.958 milhões de m³, em 1997, para 29.190 milhões de m³, em 2016 (ANP, 2017a).

Segundo a EPE (2017b), a maior proporção do gás natural a ser produzido no decênio de 2017 a 2026 é de gás associado, sendo a maior parte desta produção localizada nas bacias de Campos e Santos. Juntas, elas correspondem a, aproximadamente, 90% da produção prevista até 2026. Deve-se destacar o fato de que grande parte desse gás, nas bacias acima citadas, está localizado na região do pré-sal³⁷.

Atualmente, a contribuição do pré-sal para a produção de gás natural brasileira é de cerca de 47% e tende a aumentar nos próximos anos, em função da priorização da exploração e produção neste ambiente. Neste contexto, destaca-se que a entrada em operação do campo de Libra e dos módulos de produção por meio de cessão onerosa irá resultar em um expressivo aumento da produção³⁸ (EPE, 2017b). Adicionalmente, é preciso ressaltar a baixa expectativa de desenvolvimento de projetos em áreas fora do pré-sal.

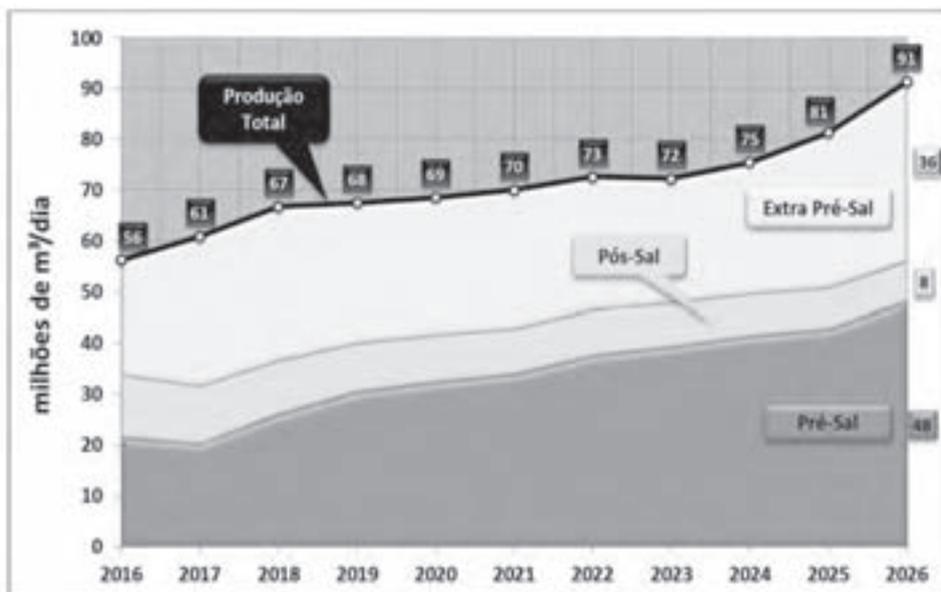
O Gráfico 6 apresenta a produção líquida de gás natural entre os anos de 2016 e 2026. Analisando este gráfico, é possível depreender que, a partir de 2024, é previsto um aumento de produção mais acentuado, influenciado pela exploração do pré-sal e do extra pré-sal, onde se destacam as contribuições de unidades produtoras de gás não associado.

36 Pelas características apresentadas, o gás associado tende a ser mais competitivo do que o gás não-associado, dado que compartilha a infraestrutura de exploração. Em contrapartida, sua produção fica atrelada à produção do petróleo.

37 A camada pré-sal é um reservatório de petróleo e gás natural de, aproximadamente, 800 km de extensão por 200 km de largura e fica localizado nas bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, na região litorânea entre os estados de Santa Catarina e o Espírito Santo. Estas reservas estão localizadas abaixo da camada de sal e podem ter até 2 km de espessura.

38 O campo de Libra é um dos mais promissores do pré-sal, localizado na Bacia de Santos. A ANP estima que a produção de Libra possa chegar a um pico de 40 milhões de m³/dia de gás natural. Além disso, estima-se que os módulos de cessão onerosa, em 2026, responderão por cerca de 23% da produção líquida total de gás natural (91 milhões de m³/dia, em 2016) (EPE, 2017b).

Gráfico 6: Previsão da Produção Líquida de Gás Natural para o Pré-Sal, Pós-Sal e Extra Pré-Sal³⁹ (em milhões de m³/dia), entre 2016 e 2026



Fonte: Plano Decenal de Energia 2026 (EPE, 2017b).

Entretanto, apesar do volume das reservas em mar, deve-se considerar que a exploração do potencial *offshore* é complexa e custosa. De acordo com Almeida e Ferraro (2013) e Coelho (2010), a exploração *offshore* implica na contratação ou compra de navios-sonda, adaptados com torre de perfuração, de sistema de posicionamento composto por sensores acústicos, propulsores e computadores (para anular os efeitos dos ventos, ondas e correntes marítimas), de *mainfold* submarinos, dentre outros equipamentos que encarecem os custos em comparação à exploração *onshore*.

Adicionalmente aos custos exploratórios e de produção, os custos de transporte podem ser proibitivos. O transporte pode ser realizado por meio de gasodutos entre os pontos de extração e os pontos de distribuição, os quais são tão mais caros quanto maior a distância da costa e a lâmina d'água⁴⁰. Nos campos mais distantes e profundos, a gaseificação para transporte em navios metaneiros pode ser uma

³⁹ A produção nacional de gás natural foi representada em pré-sal e pós-sal, quando se refere às unidades produtivas localizadas no polígono do marco regulatório, abaixo e acima da camada de sal respectivamente. O polígono do pré-sal foi instituído pela Lei nº 12.351/2010, a qual definiu que todas as áreas dentro do polígono só podem ser licitadas no regime de partilha da produção. A classificação extra pré-sal refere-se às demais unidades produtivas brasileiras posicionadas fora do polígono (EPE, 2017b).

⁴⁰ Lâmina d'água significa a profundidade do mar em um determinado local. Isto é, corresponde à distância existente entre a superfície e o fundo do mar.

alternativa. Cabe ressaltar, porém, que a liquefação em alto mar é uma tecnologia de ponta ainda muito cara e pode ser economicamente inviável (ALMEIDA e FERRARO, 2013).

Portanto, além da complexidade inerente ao processo de aproveitamento do gás *offshore*, trata-se de uma atividade de custos muito mais elevados do que o aproveitamento do gás *onshore*. Por isso, o aumento na oferta de gás *offshore*, sobretudo de gás não associado, deve ser considerado como incerto, podendo ser inviabilizado economicamente, tanto por um eventual barateamento do gás importado, como pelo aumento na produção de gás *onshore*.

2.3.3. Custos de Referência para a Produção Nacional de Gás

Os custos de produção do gás natural no Brasil apresentam grande variabilidade a depender do tipo de projeto. A Tabela 4, elaborada no âmbito do Plano de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT 2013-2022 (EPE, 2014), apresenta estimativas de custos de projetos com características diversas. Observa-se que o menor custo de produção de gás natural se refere a projetos em terra, em que o hidrocarboneto é explorado em conjunto com o petróleo e, normalmente, parte expressiva do gás é reinjetada para aumentar a recuperação do óleo.

Tabela 4: Estimativas de Custos de Produção de Gás Natural em Projetos Típicos no Brasil (USD/MMBtu)

Gás Não Associado - Campos em Terra	1,13
Gás Não Associado - Campos no Mar (Pós-Sal)	4,73
Gás Associado - Campos em Terra	0,56
Gás Associado - Campos no Mar (Pós-Sal)	4,95
Gás Associado - Campos no Mar (Pré-Sal) – 1 módulo de produção	7,70
Gás Associado - Campos no Mar (Pré-Sal) – 2 módulos de produção	5,59
Gás Associado - Campos no Mar (Pré-Sal) – 3 módulos de produção	5,04
Gás Não Convencional – Campos em Terra ¹	6,00

Fonte: EPE (2014).

Os projetos de gás natural não associado em bacias terrestres vêm em segundo lugar em termos de menores custos de produção, com USD 1,13/MMBtu. Comparado ao valor do GNL importado em 2014, o custo de produção do gás não associado em campos terrestres representa apenas 7,5% do valor do GNL. A dificuldade em viabilizar tais campos não está no custo de produção, mas sim na logística de escoamento, ou melhor, na falta dela, isto é, na inexistência de uma rede de gasodutos capilarizada que permita o escoamento da produção de novos campos.

Naturalmente, é possível construir gasodutos dedicados ligando uma nova jazida a um centro consumidor, à malha de transporte existente ou, ainda, a um porto para posterior liquefação. São, porém, alternativas caras e que só se viabilizarão economicamente em caso de eventuais descobertas de grande porte.

A exploração *onshore* de gás natural no Brasil é realizada principalmente por empresas de capital nacional, sendo que aproximadamente 70% das áreas concedidas pertencem às mesmas. A maior parte destas empresas foi criada após a abertura do setor, em 1997, com foco na exploração do gás natural. Ressalta-se, assim, que a capacidade de investimento destas empresas depende das possibilidades que encontram para levantar recursos no mercado de *equity* nacional e internacional. Deste modo, a redução da liquidez no mercado de *equity*, após a crise econômica mundial, fez reduzir, nos últimos anos, o ritmo das explorações das bacias *onshore* (CNI, 2015).

2.3.4. Importação da Bolívia

De acordo com o documento *Presupuesto General del Estado 2017*, elaborado pelo Ministério dos Hidrocarbonetos boliviano, a produção média boliviana de gás natural, para o ano de 2017, seria de 59,19 milhões de m³/dia (GRUPO PRISMA, 2017). Deste total, 12,51 milhões de m³/dia seriam destinados ao mercado interno, 30,5 milhões de m³/dia à exportação ao Brasil e 16,16 milhões de m³/dia à exportação à Argentina. Destaca-se, portanto, que mais da metade do gás produzido na Bolívia tem destinação prevista ao Brasil.

No ano de 2015, o Brasil importou 50,43 milhões de m³/dia de gás natural. Deste montante, aproximadamente 65% foram oriundos da Bolívia, sendo o restante derivado, basicamente, de regaseificação de GNL. Considerando que a oferta total brasileira de gás natural para o mesmo ano de 2015 foi de 102,58 milhões de m³/dia, a importação boliviana representou pouco mais de 30% do que foi ofertado neste ano (MME, 2017).

O padrão verificado para o ano específico de 2015 é o mesmo observado para os últimos cinco anos, entre 2012 e 2016, apesar das perceptíveis variações nos volumes ofertados e transacionados. A Tabela 5 corrobora esse argumento, apresentando a quantidade de gás natural importada da Bolívia e o total ofertado do combustível, bem como a relação percentual entre essas variáveis, sempre acima de 30%.

Tabela 5: Balanço de Gás Natural - Importação Média da Bolívia, Oferta Total (em milhões de m³/dia) e Participação Relativa

	2012	2013	2014	2015	2016
<i>Importação de Gás Natural – Bolívia</i>	27,54	31,75	32,83	32,03	28,33
<i>Oferta Total de Gás Natural</i>	78,91	95,05	105,1	102,58	84,54
<i>Participação da Importação da Bolívia no Total Ofertado</i>	34,90%	33,40%	31,24%	31,22%	33,51%

Fonte: MME (2017).

Cabe ressaltar que o principal contrato de fornecimento de gás natural entre o Brasil e a Bolívia vence em 2019, trazendo à tona a discussão acerca de uma possível renovação. Esse contrato foi responsável por conferir ao Brasil a posição de maior parceiro comercial da Bolívia, fornecendo, sob a ótica boliviana, condições para a melhora de sua economia e sustentação financeira, possibilitando políticas sociais no país ao longo das últimas décadas.

Entretanto, deve-se avaliar o potencial das reservas bolivianas *vis-à-vis* a magnitude das demandas brasileira e argentina, bem como o atendimento do mercado interno boliviano. Atualmente, as reservas bolivianas de gás natural representam cerca de 13 anos de produção⁴¹ (EPE, 2017a). Assim, no longo prazo, tais reservas podem vir a ser insuficientes para o atendimento simultâneo da demanda doméstica boliviana e dos compromissos de exportação de gás natural com o Brasil e a Argentina⁴².

O cenário para a renovação contratual com o Brasil impõe desafios à Bolívia, devido à necessidade de investimentos na exploração e no desenvolvimento de novas reservas de gás natural, para que forneçam sustentação a um novo contrato, especialmente tendo em vista as perspectivas de baixos preços no mercado internacional deste combustível. Além disso, deve-se mencionar o aumento da concorrência de

41 De acordo com o que apresenta a EPE (2017a), em 2015, o volume estimado das reservas provadas de gás natural da Bolívia era de 281 bilhões de m³. Por outro lado, a produção bruta de gás natural para este mesmo ano foi de 61 milhões de m³/dia. Consequentemente, a relação reserva/produção, mantidos os valores de 2015, resulta em uma capacidade de produção por mais 13 anos.

42 Desde 2009, o volume de reserva provada boliviana está praticamente estagnado em torno de 280 milhões de m³. Há a possibilidade de que, enquanto permanecerem baixos os preços dos hidrocarbonetos no mercado mundial, o ritmo de investimentos se mantenha reduzido, prejudicando o plano de incorporação de novas reservas de gás natural na Bolívia e influenciando os investimentos, tanto para o desenvolvimento de novos campos, quanto para o aumento da produção em campos que já produzem. Ademais, há incertezas por parte das empresas estrangeiras no que diz respeito ao investimento no setor de petróleo e gás boliviano, tais como o risco político, a exploração direcionada predominantemente para o gás natural, o mercado doméstico ainda limitado, o fato de os preços serem regulados pelo governo e a produção concentrada em apenas três áreas (Margarita, San Antonio e Sabalo).

fornecimento dessa *commodity* através de outras alternativas de oferta para o Brasil, como GNL importado e a produção doméstica *onshore* e *offshore* (EPE, 2017a).

Para mitigar o impacto da queda dos preços dos hidrocarbonetos para a economia, o governo boliviano vem implementando um conjunto de medidas, tais como a reativação de campos maduros de petróleo e gás natural e o início da exploração de hidrocarbonetos em áreas de proteção. De acordo com EPE (2017a), caso o plano de investimento programado pelo governo boliviano para os próximos anos seja implementado dentro do cronograma estabelecido, a Bolívia será capaz de garantir o suprimento doméstico de gás natural e, ao mesmo tempo, honrar com os compromissos de exportação nos níveis atuais, possibilitando, assim, a renegociação de contratos em prazos longos.

Desta forma, é possível que haja uma nova contratação de gás boliviano após 2019 (EPE, 2017a), porém se espera que os volumes sejam menores do que os praticados no contrato atual, de 30 milhões de m³/dia. Além disso, é provável que a Petrobras não fique responsável pela totalidade da contratação, uma vez que há um processo de desverticalização do setor de gás natural em andamento no Brasil, incluindo a separação societária entre carregadores e transportadores, o que favorece a entrada de novos agentes, como importadores de gás natural, para atender à demanda nacional (EPE, 2017a).

Uma possível redução nos volumes importados da Bolívia pode abrir espaço para outras alternativas de fornecimento de gás natural, sobretudo as produções *onshore* e *offshore* deste insumo e o aumento da importação do gás natural liquefeito, conforme aponta o próprio Ministério (MME, 2017).

2.3.5. Gás Natural Liquefeito

A tecnologia do gás natural liquefeito possui propriedades que solucionam, ou ao menos minimizam, os problemas relativos à construção de gasodutos⁴³. O custo do GNL aumenta relativamente pouco em função da distância transportada, além de proporcionar ampla flexibilidade para transportar o gás entre um terminal de liquefação e qualquer terminal de regaseificação, por meio de navios-tanque especialmente concebidos para GNL (Instituto Acende Brasil, 2016).

Entretanto, apesar das vantagens associadas, o transporte de gás natural na forma de GNL requer elevados montantes de investimentos fixos, sobretudo na construção dos terminais de liquefação e regaseificação e na compra

43 De acordo com o Instituto Acende Brasil (2016), há duas situações em que a construção de gasodutos se torna inviável. A primeira é no transporte envolvendo grandes distâncias, pois o custo-benefício dos gasodutos é decrescente em função da distância ou do transporte entre regiões separadas pelo mar. A segunda está associada ao transporte temporário ou intermitente entre regiões, pois a construção do gasoduto requer vultosos investimentos em ativos cujo único propósito é transportar gás natural entre as áreas interconectadas, o que, muitas vezes, só é viável economicamente se houver expectativa de transporte em volume e prazo suficientes para amortizar o investimento inicial.

de navios-tanque estruturados para o transporte deste tipo de carga⁴⁴. Além disso, o processo completo de liquefação e regaseificação⁴⁵ do GNL envolve etapas caras que acabam por aumentar seu custo final, mas que podem ser parcialmente compensadas se os preços do combustível nas principais regiões produtoras forem baixos⁴⁶.

Atualmente, a capacidade de regaseificação do Brasil está distribuída em três terminais de regaseificação pertencentes à Petrobras, localizados na Baía da Guanabara (RJ), Pecém (CE) e Salvador (BA), os quais possibilitam a importação de até 41 milhões de m³/dia de GNL. Vale destacar que a estatal é responsável por todo o volume importado de GNL do país e que o acesso aos terminais de regaseificação é vedado a terceiros (MME, 2016b).

De acordo com os Planos Decenais de Expansão de Energia 2024 e 2026 (EPE, 2015; EPE, 2017b), está prevista a construção de mais um terminal de GNL para os próximos 10 anos, com capacidade de regaseificação de 14 milhões de m³/dia, em Barra dos Coqueiros (SE). Este terminal estará diretamente conectado à UTE Porto Sergipe I, com demanda máxima de aproximadamente 6 milhões de m³/dia. Deste modo, a capacidade excedente de 8 milhões de m³/dia poderia ser disponibilizada ao mercado não térmico ou a novas UTEs que venham a participar de futuros leilões de energia.

Atualmente, o Brasil importa GNL com o objetivo principal de suprir a demanda de gás para geração de energia elétrica, devido à maior flexibilidade na obtenção e utilização deste combustível (CLARA, 2015). Tais importações são realizadas, sobretudo, mediante compras no mercado *spot*, o que faz com que sua origem seja variada. A Tabela 6 fornece a evolução da importação de GNL para os últimos cinco anos, desagregada por terminal de regaseificação. Nota-se que a importação de GNL assumiu um papel importante no suprimento de gás natural do país, principalmente para os anos de 2013, 2014 e 2015, quando a crise hidrológica levou ao acionamento maciço das termoelétricas e o GNL importado

44 No caso brasileiro, a Petrobras optou por afretar duas embarcações para realizar os serviços de armazenagem e transporte do GNL, com contratos até 2024 e 2029. Há, ainda, a previsão do afretamento de mais uma embarcação para 2018 (ABEGÁS, 2017).

45 A cadeia de processamento do GNL é composta por três etapas. A liquefação do gás é a primeira etapa, que possui um rendimento médio de 90%, ou seja, perde-se ou utiliza-se como fonte de energia 10% do gás natural que inicia o processo. O transporte em navios metaneiros é o segundo ponto na cadeia integrada do GNL e, nesta etapa, em média, 5% do GNL é perdido em virtude do movimento do barco e das mudanças de temperatura ao longo do transporte (passa do estado líquido para gasoso). A regaseificação e a introdução à rede de transporte de gás natural do país comprador compõem a terceira e última etapa. Nesta parte da cadeia, o volume do gás natural aumenta 600 vezes ao passar do estado líquido para o gasoso e utiliza-se, em média, 2% do gás para realização desta última etapa (RONCEROS, 2008).

46 Locais que não dispõem de mercados consumidores próximos interligados por gasodutos, como no caso do Qatar, Malásia, Austrália, Indonésia, Nigéria, e Trinidad e Tobago, muitas vezes conseguem fornecer gás a um preço no porto de origem que é capaz de tornar o fornecimento atrativo, mesmo considerando a remuneração do capital fixo empregado.

correspondeu, respectivamente, a 16,78%, 20,99% e 19,20% da oferta total de gás natural (MME, 2017).

Tabela 6: Oferta Média de Gás Natural (em milhões de m³/dia) e a Participação Relativa na Oferta Total (%), entre 2012 e 2016

	2012	2013	2014	2015	2016
Oferta Importada	36,02	46,49	52,93	50,46	32,14
	47,81%	53,49%	55,79%	53,94%	42,67%
Regaseificação de GNL	8,49	14,58	19,92	17,96	3,81
	11,27%	16,78%	20,99%	19,20%	5,06%
<i>Terminal GNL de Pecém</i>	1,95	3,59	3,65	2,96	1,75
	2,59%	4,13%	3,85%	3,16%	2,32%
<i>Terminal GNL da Baía de Guanabara</i>	6,54	10,99	10,63	5,16	0,63
	8,68%	12,65%	11,20%	5,52%	0,84%
<i>Terminal GNL da Bahia</i>	0	0	5,64	9,84	1,43
	0,00%	0,00%	5,94%	10,52%	1,90%
Oferta Total	75,34	86,91	94,88	93,55	75,32
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Fonte: MME (2017).

Conforme se observa na Tabela 6, houve uma brusca redução nas importações de GNL em 2016, as quais passaram a representar apenas 5,06% da oferta total de gás natural. Esta queda na importação de GNL pode ser explicada pela redução na demanda deste combustível para a geração de energia elétrica. Isto é, em anos de menor demanda pelo gás natural para geração, o corte na oferta se dá preponderantemente pela redução da importação de GNL, devido a seu preço mais elevado e por ser contratado em mercado *spot*.

Este fenômeno fica evidente ao se avaliar os dados da demanda média de gás natural em milhões de metros cúbicos por dia, por setor de consumo, disponíveis na Tabela 7. É possível observar que a geração de energia elétrica foi o setor que apresentou a maior queda na demanda por gás natural entre 2015 e 2016, reduzindo seu consumo em 16,31 milhões de m³/ dia. Por outro lado, observa-se, também, uma queda no consumo de gás pela indústria, enquanto os demais setores mantiveram suas demandas de 2016 em patamares muito próximos daqueles verificados em 2015, apesar da recessão econômica.

Tabela 7: Demanda Média de Gás Natural (em milhões de m³/dia) por Setor de Consumo e a Participação Relativa na Demanda Total (%), entre 2012 e 2016

	2012	2013	2014	2015	2016
Industrial	42,00 55,99%	41,81 45,78%	42,98 43,30%	43,61 44,22%	40,82 50,86%
Automotivo	5,32 7,09%	5,13 5,62%	4,96 5,00%	4,82 4,89%	4,96 6,18%
Residencial	0,92 1,23%	1,00 1,09%	0,97 0,98%	0,97 0,98%	1,11 1,38%
Comercial	0,72 0,96%	0,75 0,82%	0,77 0,78%	0,79 0,80%	0,83 1,03%
Geração Elétrica	23,03 30,70%	40,08 43,88%	46,84 47,19%	45,90 46,54%	29,59 36,87%
Cogeração	2,92 3,89%	2,46 2,69%	2,57 2,59%	2,50 2,53%	2,37 2,95%
Outros (inclui GNC)	0,11 0,15%	0,10 0,11%	0,17 0,17%	0,04 0,04%	0,58 0,72%
<i>Demanda Total</i>	75,02 100,00%	91,33 100,00%	99,26 100,00%	98,63 100,00%	80,26 100,00%

Fonte: (MME, 2017)

No que diz respeito ao preço do GNL, sobretudo quando comparado a outros combustíveis, é perceptível que se trata de uma alternativa cara. Como ilustração, a Tabela 8 fornece informações acerca do preço médio praticado nas importações de GNL pelo Brasil, entre os anos de 2012 e 2016, comparando-o a outros indicadores de referência para o preço do gás natural.

Tabela 8: Preço Médio do GNL Adquirido no Brasil (FOB⁴⁷) e Preços Internacionais de Referência para o Gás Natural (USD/MMBtu), entre 2012 e 2016

	2012	2013	2014	2015	2016
<i>GNL utilizado no Brasil (FOB)</i>	12,58	14,23	14,89	13,86	6,45
<i>Gás importado da Bolívia</i>	9,24	9,08	8,43	5,63	4,65
<i>PPT⁴⁸</i>	4,60	4,55	4,53	3,96	3,94
<i>Gás russo na fronteira da Alemanha</i>	11,98	11,19	10,44	7,31	4,35
<i>NBP</i>	9,36	10,48	8,47	6,56	4,73
<i>Henry Hub</i>	2,66	3,73	4,36	2,62	2,5

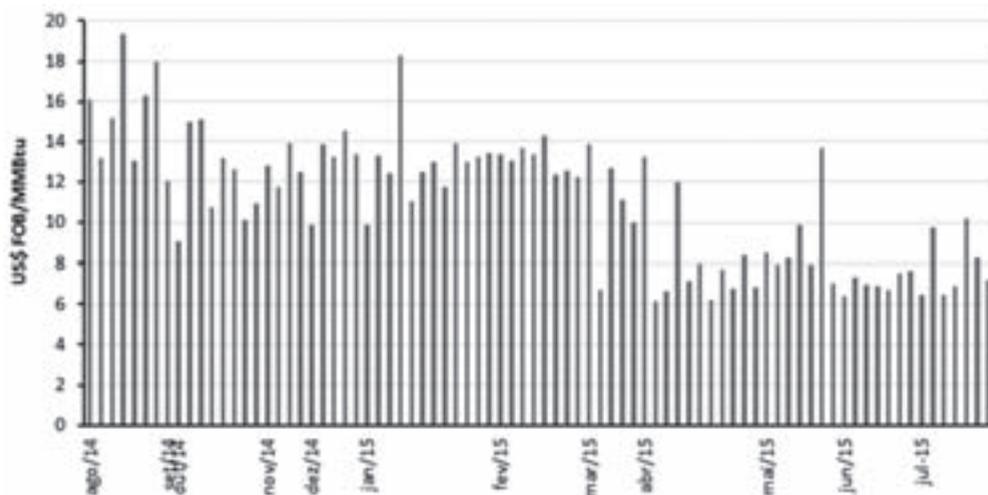
Fonte: MME (2017) e EPE (2017a).

Adicionalmente, tendo em vista que o GNL importado pelo Brasil é negociado no mercado *spot*, o país acaba ficando exposto à alta volatilidade do mercado internacional. O Gráfico 7 fornece o preço por carga de GNL importado pelo Brasil, entre agosto de 2014 e julho de 2015, onde fica evidente a grande volatilidade associada a esse mercado. Nesse sentido, Tolmasquim (2016) destaca que, como o Brasil é tomador de preços no mercado internacional de GNL, há uma exposição ao risco econômico decorrente das oscilações de preço.

47 O significado da sigla FOB (*free on board*) está relacionado com o pagamento de frete no transporte marítimo de mercadorias. Neste tipo de frete, o comprador assume todos os riscos e custos com o transporte da mercadoria, a partir do momento em que ela é colocada a bordo do navio. Por conta e risco do fornecedor fica a obrigação de colocar a mercadoria a bordo, no porto de embarque designado pelo comprador.

48 O preço não inclui imposto e é calculado com base na Portaria Interministerial nº 234/2002.

Gráfico 7: Preço FOB de Importação de GNL no Brasil (Preço por Carga), entre 2014 e 2015 (USD FOB/MMBtu)



Fonte: Clara (2015).

A viabilidade da continuidade nas importações de GNL por parte do Brasil depende do desenvolvimento do mercado de gás natural e da capacidade de exportação de GNL por parte dos países produtores. De acordo com a IEA (2017), espera-se um crescimento de 1,6% ao ano, entre 2016 e 2022, da oferta mundial de gás natural, alcançando quase 4.000 bilhões de m³⁴⁹, em 2022. A produção dos EUA representará 22% deste total, devido à revolução do *shale gas*, sendo que mais da metade do aumento da produção americana será utilizada para exportação de GNL.

A capacidade mundial de liquefação de GNL crescerá 160 bmc até 2022, alcançando 650 bmc, o que significa que haverá capacidade instalada para liquefazer até 15% da produção mundial de gás. A maior parte da nova capacidade de liquefação ficará dos EUA e a expectativa é que, em 2022, eles alcancem 107 bmc de capacidade instalada, contra uma capacidade atual de 14 bmc. O GNL americano será o catalisador para a mudança no mercado internacional de gás, diversificando a oferta, desafiando modelos de negócios e fornecedores tradicionais e transformando o mercado global do gás (IEA 2017). Além disso, a instalação desta nova capacidade de liquefação dar-se-á em um momento em que o mercado de GNL já está bem suprido, afetando, assim, a formação de preços, com um possível barateamento relativo do GNL no mercado internacional.

⁴⁹ 1 bilhão de m³= 35.687.347,87 MMBtu.

O Brasil poderá se beneficiar, no médio prazo, de condições mais favoráveis para importação do GNL, incluindo contratos com maior flexibilidade e melhores preços (CLARA, 2015). Mesmo se a escolha for a manutenção das importações de GNL pelo mercado *spot*, os preços podem vir a se tornar mais vantajosos, ocasionando, no limite, uma competição por preços, inclusive, com o gás importado da Bolívia. Além disso, uma maior participação do GNL importado pode gerar efeitos na própria indústria do gás natural nacional, afetando investimentos, sobretudo, nos recursos de gás não associado e em terra. Nesse sentido, caso as reduções de preço esperadas para o GNL se verifiquem, a viabilidade econômica de alguns projetos de gás brasileiros pode vir a ser comprometida.

De todo modo, embora o Brasil possa se beneficiar de uma maior oferta no mercado internacional de GNL, se, de fato, o expressivo desenvolvimento esperado para os próximos anos ocorrer, esta forma de obtenção de gás natural apresentará diversos fatores de risco, dentre os quais se destacam a cotação atrelada ao dólar (volatilidade cambial) e a ligação com o mercado internacional (volatilidade no preço).

2.4. Perspectivas para o Uso do Gás Natural na Geração de Energia

A partir do reconhecimento da necessidade de expansão da geração termoelétrica, o fato de térmicas a gás serem menos poluentes que outras alternativas fósseis as tornam uma opção de caráter prioritário, especialmente ao se considerar os compromissos assumidos em termos climáticos pelo Brasil⁵⁰. No caso específico do suprimento destas térmicas ocorrer a partir da produção doméstica de gás natural, existe a vantagem de tornar o país menos dependente de importações de GNL e do gás boliviano, conferindo uma maior segurança energética ao Brasil.

Neste contexto, merece destaque o programa do Gás para Crescer, iniciado pelo Ministério de Minas e Energia em 2016. O programa tem como objetivo a construção de um ambiente favorável à atração de investimentos no setor de gás, buscando aumentar a competição através da ampliação do número de agentes atuantes no setor. Os documentos oficiais do programa expressam a preocupação do governo com relação à posição dominante exercida pela Petrobras em toda a cadeia de gás natural do país. O diagnóstico do governo é de que a posição da empresa impede o desenvolvimento pleno do mercado e, conseqüentemente, reduz incentivos ao investimento em exploração e produção de gás natural em terra.

No caso específico da produção doméstica de gás *onshore*, uma das principais alternativas é a geração de eletricidade com escoamento da produção pelo sistema de transmissão elétrico, no modelo *reservoir to wire*. Trata-se, também, de uma alternativa interessante para o Setor Elétrico, na medida em que a falta de usos alternativos locais para o gás e de opções de escoamento via dutos pode viabilizar a comercialização de gás para geração térmica cotado em reais, reduzindo a exposição do Setor Elétrico às variações dos preços internacionais dos combustíveis fósseis e às flutuações do dólar. Além disso, o gás natural pode ser utilizado para geração na base, dadas as suas características técnicas. Como o potencial de reservas em terra é expressivo (ver Seção 2.3.1), trata-se de uma alternativa a ser considerada na expansão da geração térmica.

Contudo, para que o potencial de aumento da oferta de gás *onshore* no modelo *reservoir to wire* se materialize, aperfeiçoamentos regulatórios na metodologia de contratação de projetos térmicos são desejáveis. Algumas sugestões constam na Seção seguinte.

50 Neste sentido, pode-se citar, por exemplo, a conclusão do processo de ratificação do Acordo de Paris, em setembro de 2016. Neste acordo, o Brasil comprometeu-se a reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% abaixo dos níveis de 2005, em 2025, com uma contribuição indicativa subsequente de reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 43% abaixo dos níveis de 2005, em 2030 (MMA, 2018).

2.5. Possíveis Aperfeiçoamentos Regulatórios

Com base no exposto nas Seções anteriores deste Capítulo, é possível afirmar que existe uma grande pertinência em se favorecer a contratação de novas usinas com perfil de geração de base ou com combustíveis contratados com custos variáveis em reais, destacando as usinas a gás a partir de campos *onshore* no modelo *reservoir-to-wire* como as mais adequadas.

No entanto, para que a expansão termoelétrica a partir de gás nacional seja realizada de maneira eficiente, são desejáveis alguns aperfeiçoamentos regulatórios, sobretudo quanto à comprovação de reservas e ao tratamento da inflexibilidade, os quais serão detalhadas na sequência.

2.5.1. Necessidade de Comprovação de Reservas para Todo o Horizonte de Contrato

Com a redação atribuída pela Portaria MME nº 514/2011, o art. 5º, §9º da Portaria MME nº 21/2008 estabelece que:

“(...) § 9º A comprovação da disponibilidade de gás natural, de que tratam o § 3º, inciso VII, e § 6º, deverá atender às seguintes condições:

I - o termo de compromisso de compra e venda de combustível ou o contrato preliminar deverá ser previamente submetido à análise pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, bem como estar acompanhado dos dados necessários para comprovação da origem ou a caracterização das reservas que suportarão o fornecimento dos volumes de gás natural a serem contratados, nos termos dos §§1º e 2º do art. 47 da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009; (...)”

Além disso, a Portaria MME nº 21/2008, a partir de redação introduzida pela Portaria nº 175/2009, exige, para fins de habilitação dos empreendimentos, “a comprovação da disponibilidade de combustível para operação contínua”.

Desta forma, o empreendedor que queira ter seu projeto termoelétrico habilitado para o leilão de energia nova possui a obrigação de comprovar reserva para todo o horizonte do contrato, o qual costuma ser de 20 a 25 anos. Considerando o tempo necessário para a exploração do gás e para o início da produção de eletricidade, a exigência atual de comprovação implica em realizar investimentos pesados para poder participar de um leilão, os quais envolvem um horizonte temporal total de mais de 30 anos. Além disso, parte do gás provado não será utilizado neste período, uma vez que é improvável que se verifique, na prática, o despacho na base por todo o período do contrato⁵¹.

51 Há elevada incerteza quanto ao consumo efetivo de gás, pois as usinas termoelétricas despachadas por ordem de mérito podem ter baixo fator de despacho. Existe a alternativa de declarar, na inscrição para o leilão, um volume de geração mínima ou a inflexibilidade.

A exigência de comprovação prévia de reservas para uso contínuo não é compatível com a dinâmica da indústria de gás natural, a qual é muito mais econômica quando o investimento em prospecção de novas reservas é dimensionado ao montante necessário para suprir o mercado. Explica-se: dado o nível de risco envolvido, os gastos com exploração e dimensionamento de campos devem ser custeados com recursos próprios, sendo elevados para o empreendedor. Já o desenvolvimento de campos com reservas provadas e logística para acessar o mercado ou com contratos de longo prazo que garantam receitas podem ser financiados por capital de empréstimo, o qual é mais barato que o capital próprio. Ou seja, para cumprir as obrigações impostas pelo MME, o fornecedor de gás natural deve arcar com um CAPEX grande e com um alto custo de capital (*equity*) para provar as reservas, sem a real garantia de que esta será utilizada, o que encarece de sobremodo os projetos.

Nos últimos anos, a exigência de comprovação de fornecimento de gás natural já vem sendo flexibilizada. No terceiro leilão de energia de reserva, realizado em 2015 (Portaria MME nº 119/2015), e no Leilão de Energia Nova A-5, de 2016 (Portaria MME nº 382/2015), foi requerida a comprovação, no ato de cadastramento, de disponibilidade de combustível para a operação contínua, por período mínimo de 15 anos. Além disso, foi exigida, no ato da habilitação, a comprovação de fornecimento compatível com o restante do contrato, para, no mínimo, cinco anos antes do seu último ano. Entretanto, apesar da flexibilização, a comprovação exigida continua bastante restritiva.

Uma proposta consistente para aumentar a viabilidade do uso de campos de gás *onshore* para geração de eletricidade, no modelo técnico-comercial *reservoir-to-wire*, é a adoção de um horizonte rolante de comprovação de reservas de gás natural. O horizonte contratual dos empreendimentos pode permanecer entre 20 e 25 anos, mas com a exigência de comprovação de reservas apenas para seis anos, na data de inscrição para o leilão, com a renovação anual para, no mínimo, os seis anos seguintes. Assim, o empreendedor pode diferir os investimentos em comprovação de reservas para quando efetivamente houver perspectiva de produção de gás, em um horizonte razoável, ao invés de desenvolver uma dispendiosa campanha exploratória antes mesmo da inscrição para o leilão.

Para resguardar a capacidade de suprimento do Setor Elétrico, é suficiente exigir a comprovação anual de reservas para um horizonte de seis anos à frente, pois tanto o horizonte do planejamento da operação quanto, sobretudo, de contratação de nova capacidade instalada é de cinco anos. Assim, caso o empreendedor não consiga comprovar as reservas em um determinado ano, será possível organizar um leilão A-5 para substituir a energia do empreendimento térmico.

Entretanto, a inflexibilidade pode ser de, no máximo, 50% da potência da usina, reduzindo substancialmente, mas não eliminando, a incerteza quanto ao uso de gás.

Ressalta-se, novamente, que a atual regra de comprovação de reservas para todo o prazo do contrato em geração contínua no ato da inscrição para o leilão impõe um elevado investimento ao empreendedor, sem realmente eliminar o risco de indisponibilidade de combustível. Isso porque, mesmo detendo reservas provadas, ainda será necessário investir pesadamente no desenvolvimento dos campos, a fim de tornar o combustível disponível no volume necessário para geração.

A lógica é que o empreendedor tem o interesse de assumir o risco de não conseguir provar as reservas de combustível ao longo do contrato, pois ele pode economizar recursos com perfurações e testes para efetuar esta comprovação em um campo que, nesta fase, sequer tem garantia de mercado. Não conseguir comprovar reservas suficientes antes do fim do contrato de venda de energia é para o empreendedor um risco calculado. Por um lado, não faz sentido inscrever um projeto em um leilão se as primeiras perfurações não apontarem para um volume expressivo de gás no conceito de reservas prováveis. Assim, com um volume de reservas prováveis para apenas poucos anos, o investimento na construção da central elétrica sequer se justificaria.

Por outro lado, com um volume elevado de reservas prováveis, a economia em termos de comprometimento de capital com perfurações e testes antes do leilão torna o projeto mais atrativo e aumenta sua competitividade no certame. Desta forma, o horizonte rolante da comprovação das reservas poderia viabilizar a redução no custo do gás natural para o Setor Elétrico e, por consequência, o custo final da energia para o sistema.

2.5.2. Alteração na Declaração de Inflexibilidade das Usinas

As regras atuais que regem a inflexibilidade de usinas térmicas poderiam ser alteradas para tornar esta opção mais atraente, tanto para o sistema como para os empreendedores.

A inflexibilidade das usinas termoelétricas refere-se à energia que deve ser despachada pelo ONS, independente das condições hidrológicas. Trata-se de um valor declarado pelo empreendedor ao inscrever seu projeto em um leilão de energia. Dentre as principais razões para a declaração de inflexibilidade por parte do gerador estão os motivos técnicos, como a necessidade de carga mínima, normalmente em projetos de cogeração, e os motivos econômicos, como cláusulas de *take-or-pay* em contratos de fornecimento de gás natural ou carvão, destinadas a conferir algum grau de previsibilidade para o consumo de combustível.

A inflexibilidade é importante para a viabilidade de projetos do tipo *reservoir-to-wire*, pelo fato de, nestes projetos, o gás ser dedicado, não havendo alternativa para monetizá-lo. Projetos que utilizem carvão nacional são semelhantes nesse aspecto, uma vez que, sem um consumo mínimo de carvão por ano, a mina não consegue se justificar economicamente. Assim, a declaração de inflexibilidade

garante um uso mínimo de combustível e um fluxo de caixa mínimo capaz de viabilizar o negócio de gás ou de carvão.

A Portaria MME nº 614/2014 estabeleceu os critérios da declaração anual da inflexibilidade das usinas com CVU diferente de zero, isto é, fixou a rotina de definição da alocação da inflexibilidade ao longo de cada ano:

“Art. 3º O agente de geração deverá submeter ao ONS, até 30 de novembro de cada ano, a declaração dos valores de inflexibilidade de geração da respectiva usina termoeétrica com CVU declarado diferente de zero despachada centralizadamente, para os 5 (cinco) anos subsequentes, discretizados em base mensal e observando que:

I – caso a usina disponha de garantia física estabelecida pelo Ministério de Minas e Energia – MME, a média dos valores de que trata o caput deverá ser maior ou igual ao valor utilizado no cálculo da referida garantia física; e

II – os valores mensais de inflexibilidade poderão ser declarados de maneira a atender aos requisitos de sazonalidade de operação da usina.

Art. 4º O ONS deverá avaliar a declaração dos valores de inflexibilidade, considerando a otimização eletroenergética do SIN e, observado o disposto no art. 3º, poderá sugerir ajuste nos referidos valores, o qual, caso não acatado pelo agente de geração, deverá ser por este devidamente justificado.”

Já a Portaria MME nº 382/2015, que definiu as regras para inscrição do Leilão A-5 de 2016, fixou a inflexibilidade máxima para a habilitação técnica pela EPE de empreendimentos termoeétricos com o CVU não nulo em no máximo 50%, número que é expressivo, embora talvez não ideal para alguns projetos.

A declaração dos valores de inflexibilidade por parte dos agentes em novembro de cada ano não é ideal para o Setor Elétrico e poderia ser alterada, pelo menos para novos empreendimentos, tornando esta modalidade de contratação mais interessante para o sistema.

A declaração no fim de novembro coincide com o início do período úmido (dezembro-abril) do Subsistema SE-CO, o maior do país. Como a variabilidade das afluências durante o verão é muito alta, bem maior do que a do período seco, o ONS tem, em novembro, uma capacidade limitada para avaliar a alocação da indisponibilidade para o ano seguinte.

Uma possibilidade seria inverter a lógica e alocar a energia dos empreendimentos com inflexibilidade comercial de forma a que aumente a probabilidade de que ela se mostre mais interessante para o sistema. Nessa direção, dois aprimoramentos são possíveis, quais sejam, fazer a alocação ao final do período úmido ou permitir a realocação dinâmica da inflexibilidade pelo ONS.

Pelo fato de a variabilidade nas afluências do período seco ser menor do que as do período úmido, seria interessante para o sistema que a programação da inflexibilidade dos agentes fosse realizada no fim do mês de abril, isto é, no fim do

período úmido. Conhecendo o nível dos reservatórios ao fim do último mês do período de chuvas, o ONS estaria em melhores condições para realizar a programação de otimização do sistema, podendo negociar, da melhor maneira possível, as declarações dos agentes de geração e criar valor para o sistema elétrico.

A segunda alternativa seria especificar que, toda vez que uma usina fosse despachada por ordem de mérito, o ONS poderia abater esse despacho da inflexibilidade declarada pela usina (abatimento da franquía). Ou seja, os despachos pela ordem de mérito que ocorrerem durante todo o período que a usina está disponível para ser despachada poderiam ser descontados da inflexibilidade, tonando, assim, esta mais atraente para o sistema e mantendo, ao mesmo tempo, a previsibilidade dos fluxos de caixa para geradores e fornecedores de combustíveis.

2.5.3. Possibilidade de Criação de um Leilão Específico para Projetos Térmicos com CVU em Reais

Outra inovação interessante seria elaborar leilões ou produtos específicos voltados a usinas a gás com CVU em reais. O racional deste tipo de leilão ou produto seria reduzir o risco cambial e o risco de preços de combustíveis embutidos na contratação de geração térmica, estimulando a participação de projetos com geração baseada em gás *onshore*, em biomassa de cavaco de madeira, desde que com robusta comprovação de viabilidade⁵², e, a depender das diretrizes ambientais, em carvão nacional.

Contudo, a elaboração de leilões ou de produtos específicos para a contratação de usinas em reais deve considerar, ao menos, dois aspectos. Primeiro, deve haver um número adequado de agentes vendedores interessados. Somente fará sentido a criação de um leilão de energia específico para este propósito caso haja uma quantidade suficiente de *players* que garanta concorrência de forma que o leilão seja eficiente. Deve-se, também, destacar a necessidade de que a energia a ser contratada por meio destes leilões seja inferior à ofertada pelos agentes. Caso toda a energia ofertada pelos agentes possa ser contratada, o leilão ou o produto perdem sentido, pois não se estaria estimulando a concorrência.

52 Os projetos a cavaco de eucalipto oriundo de florestas dedicadas, com CVU não nulo, não tem acumulado uma experiência de sucesso. Nos últimos leilões, alguns projetos se saíram vencedores, mas posteriormente solicitaram à ANEEL a revogação da outorga (UTE Canto do Buriti – 150 MW e UTE Campo Grande – 150 MW) ou vêm enfrentando grandes dificuldades de viabilização (usinas do Grupo Yser vencedoras do Leilão A-5 de 2014). De todo modo, projetos de geração à biomassa de cavaco de madeira com CVU não nulo também possuem a vantagem de ter o combustível indexado ao IPCA.

2.6. Considerações Finais

A matriz de geração brasileira continuará centrada em fontes renováveis de energia, mas com a geração hídrica perdendo progressivamente participação em detrimento a novas renováveis, sobretudo a geração eólica e solar. Em uma matriz com cada vez maior participação de geração não controlável – geração hídrica a fio d'água, eólica e solar –, a geração térmica terá um espaço complementar garantido, como geração de base para uso durante o período seco ou durante todo o ano em caso de hidrologia desfavorável, e, possivelmente, também como geração de ponta, devido à redução da potência disponível das hidroelétricas durante o período seco.

Este Capítulo demonstrou que os critérios de seleção de projetos térmicos para os leilões de energia nova precisam ser aperfeiçoados, pois os critérios atuais dão valor excessivo a projetos que envolvem elevado grau de risco financeiro para o sistema, seja pelo CVU elevado, seja pelo risco de variação de preços de combustíveis ou do câmbio.

Neste sentido, foram estudadas as principais alternativas no âmbito da geração térmica no Brasil, a qual esbarra no problema de ser dependente de importações de seus dois principais combustíveis, o gás e o carvão. Dentre as fontes de geração térmica, a mais promissora para a criação de projetos com custos relativamente previsíveis e sem risco cambial parece ser a geração a gás a partir de campos *onshore*. O desenvolvimento deste potencial esbarra, porém, nas regras dos leilões, que poderiam ser aperfeiçoadas com a flexibilização da necessidade de comprovação de reservas, se adotado um horizonte rolante de seis anos.

Outro aperfeiçoamento desejável seria tornar a inflexibilidade operativa mais aderente às necessidades de otimização do sistema. A lógica, aqui, é que é possível encontrar um compromisso entre a previsibilidade do despacho a nível anual, algo importante para garantir a economicidade de alguns projetos, e uma maior flexibilidade na alocação da geração mínima pelo ONS ao longo do ano.

2.7. Referências Bibliográficas

ABEGÁS, Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado. *Terminais de GNL da Petrobras Passam a ser Atendidos por Apenas Duas Embarcações*. 2017. Disponível em: <http://www.abegas.org.br/Site/?p=62827>. Acesso em: 16 de novembro de 2017.

ALMEIDA, Edmar Fagundes; FERRARO, Marcelo Colomer. *Indústria do Gás Natural: Fundamentos Técnicos e Econômicos*. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Formação Atual do Preço do Gás Natural no Brasil*. Agência Nacional do Petróleo. Rio de Janeiro: 2010.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Reservas Brasileiras de Gás Convencional e Potencial para Gás Não Convencional*. Agência Nacional do Petróleo. Rio de Janeiro: Seminário Gás Não Convencional, 2012.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2016*. Agência Nacional do Petróleo. Rio de Janeiro: 2016.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2017*. Agência Nacional do Petróleo. Rio de Janeiro: 2017a.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *Oil and Gas Opportunities in Brazil: 2017 – 2019 Bidding Rounds*. Agência Nacional do Petróleo. Rio de Janeiro: 2017b.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. *14a Rodada de Licitações*. Disponível em: http://www.brasil-rounds.gov.br/Round_14/portugues_R14/setores.asp. Acesso em: 24 de agosto de 2017.

BANCO CENTRAL. *Conversão de Moedas*. Disponível em: <http://www4.bcb.gov.br/pec/conversao/conversao.asp>. Acesso em: 26 de julho de 2017.

BOCCARD, Nicolas. *The Cost of Nuclear Electricity: France after Fukushima*. Energy Policy, [s.l.], v. 66, p.450-461, mar. 2014. Elsevier BV. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.037>.

CARDOSO, Eliezer de Moura. *A Energia Nuclear*. 3. ed. Rio de Janeiro: CNEN, 2012. 52 p. Disponível em: <http://www.cnen.gov.br/imagens/cnen/documentos/educativo/apostila-educativa-aplicacoes.pdf>. Acesso em: 02 de janeiro de 2018.

CERI, Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura. *Transporte de Gás Natural no Brasil*. CERI, Rio de Janeiro: jun. 2016. Disponível em: <http://ceri.fgv.br/sites/ceri.fgv.br/files/arquivos/cartilha-transporte-de-gas-natural-no-brasil-aspectos-regulatorios-fgv-ceri-jun-2016.pdf>.

CLARA, Yanna. *O Mercado de GNL do Futuro: Risco ou Oportunidade para o Brasil?* Blog Infopetro, Rio de Janeiro: set. 2015. Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2015/09/21/o-mercado-de-gnl-do-futuro-risco-ou-oportunidade-para-o-brasil/>. Acesso em: 13 de julho de 2017.

CNI, Confederação Nacional da Indústria. *Gás Natural em Terra: uma Agenda para o Desenvolvimento e Modernização do Setor*. CNI. Brasília: 2015.

COELHO, Alberto Carlos Caldeira Costa. *Risco Operacional no Descomissionamento de Unidade Marítima Fixa de Exploração e Produção de Petróleo*. Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Sistemas de Gestão da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Sistemas de Gestão. Niterói: 2010.

ENEVA. *Quem Somos*. Disponível em: <http://www.pgnsa.com.br/quem-somos/quem-somos/>. Acesso em: 07 de julho de 2017.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT 2013-2022*. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: 2014.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: 2015.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Balanço Energético Nacional 2016: Ano Base 2015*. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: 2016a.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016*. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: 2016b.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia*. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: 2017a.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2026*. Consulta Pública. Rio de Janeiro: 2017b.

GESEL/UFRJ. *Perspectivas da Matriz Elétrica de Fontes Térmicas no Mundo e no Brasil*. Relatório Técnico. Campinas: GESEL/UFRJ, 2013.

GRUPO PRISMA. *Dossier de Comunicación*. La Paz: Grupo Prisma, 2017.

IAEA, International Atomic Energy Agency. *Five Years after Fukushima: Making Nuclear Power Safer*. IAEA, 2016. Disponível em: <https://www.iaea.org/newscenter/news/five-years-after-fukushima-making-nuclear-power-safer>. Acesso em: 02 de janeiro de 2018.

IEA, International Energy Agency. *World Energy Outlook*. IEA. Paris: 2013.

IEA, International Energy Agency. *GAS 2017, Analysis and forecasts to 2022*. IEA. Paris: 2017.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. *O Mercado de Gás Natural e a Geração Termelétrica*. White Paper 16, 40 p. São Paulo: 2016.

MMA, Ministério do Meio Ambiente. *Acordo de Paris*. 2018. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris>. Acesso em: 19 de janeiro de 2018.

MME, Ministério de Minas e Energia. *Norma Brasileira para Classificação de Recursos e Reservas Minerais*. Departamento Nacional de Produção Mineral, MME. Brasília: 2002.

MME, Ministério de Minas e Energia. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Dezembro de 2016. Edição nº 118. 2016a.

MME, Ministério de Minas e Energia. *Relatório Técnico – Versão Beta. Gás Para Crescer*. 2016b.

MME, Ministério de Minas e Energia. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*. Abril de 2017. Edição nº 122. 2017.

NEI, Nuclear Energy Institute. *Fukushima Response*. Disponível em: <https://www.nei.org/Issues-Policy/Safety-and-Security/Fukushima-Response>. Acesso em: 28 de dezembro de 2017.

PEREIRA, Leandro. *A Gênese do Programa Nuclear Brasileiro: Nacionalismo e Crítica ao Alinhamento Automático*. In: XIV ENCONTRO DA ANPUH-RIO. Rio de Janeiro: 2010, p. 1-10. Disponível em: http://www.encontro2010.rj.anpuh.org/resources/anais/8/1276656502_ARQUIVO_AGenesedoProgramaNuclearBrasileiroNacionalismoeCriticaaoAlinhamentoAutomatico.pdf. Acesso em: 28 de dezembro de 2017.

RONCEROS, Nestor. *Simulação do Processo de Liquefação de Gás Natural APCI C3MR*. Dissertação apresentada no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio. Rio de Janeiro: 2008.

TOLMASQUIM, Maurício Tiomno. *Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear*. Mauricio Tiomno Tolmasquim (coord.). Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: 2016.

URENCO. *About Us*. Disponível em: <https://urengo.com/about-us/company-structure/enrichment-technology-company-limited/>. Acesso em: 28 de dezembro de 2017.

3

Histórico da Contratação de Usinas Termoelétricas no SIN

Roberto Brandão, Victor José Ferreira Gomes

Este possui o intuito de apresentar a evolução histórica dos modelos de contratação de longo prazo de usinas termoelétricas utilizados no Sistema Interligado Nacional (SIN), enfatizando os problemas que os contratos por disponibilidade apresentaram durante o período de despacho praticamente contínuo entre o final de 2012 e 2015.

Ao realizar a descrição dos modelos de contratação de termoelétricas no Setor Elétrico Brasileiro, este Capítulo pretende abordar diversos aspectos da contratação de longo prazo, tais como a estrutura comercial e contratual de cada modelo, a forma de remuneração dos geradores e os impactos da contratação para os consumidores finais, além de realizar uma análise crítica de cada modelo sob uma perspectiva histórica, avaliando se os modelos utilizados foram adequados para os fins desejados em cada momento.

Este Capítulo está estruturado em três partes. A primeira Seção, dividida em dois tópicos, apresenta, detalhadamente, a evolução histórica dos modelos de contratação de usinas termoelétricas no Setor Elétrico Brasileiro. Dando continuidade, a Seção 3.2 trata do modelo atual de contratação. Destaca-se que esta Seção também se aprofunda nas características dos contratos por disponibilidade com termoelétricas do modelo atual e na sua evolução ao longo do tempo. Por fim, a Seção 3.3 é dedicada, especificamente, a detalhar os problemas verificados durante o recente despacho contínuo das termoelétricas entre fins de 2012 e 2015.

3.1. Histórico das Diretrizes Comerciais de Contratação de Usinas Termoelétricas no Setor Elétrico Brasileiro

Até o final da década de 1990, as usinas termoelétricas eram construídas e operadas por empresas estatais, em um modelo de subsídio de combustível e repasse total à tarifa dos custos da geração. Nesse modelo, foram viabilizadas diversas usinas importantes para o SIN, que continuam em operação com subsídio do combustível pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), tais como as UTEs Jorge Lacerda A, B e C, Figueira, Charqueadas, Presidente Médici A e B e São Jerônimo.

A mudança no arcabouço comercial de contratação de usinas termoelétricas está associada à reforma liberalizante do SEB, a partir da segunda metade da década de 1990. Mais especificamente, a criação da figura do Produtor Independente de Energia (PIE), através da promulgação da Lei nº 9.648/1998, abriu a possibilidade de contratação de longo prazo de usinas termoelétricas, mediante celebração de contratos de compra e venda de energia com: (i) concessionárias de distribuição, com repasse da compra de energia aos consumidores finais, conforme os critérios estabelecidos pela ANEEL; e (ii) consumidores livres. Embora algumas usinas termoelétricas tenham sido viabilizadas nesse modelo, o mesmo somente resultou em contratações relevantes através do Programa Prioritário de Termoeletricidade, iniciado após a edição do Decreto nº 3.371/2000¹.

Posteriormente, com a implementação do Novo Modelo do Setor Elétrico, através das Leis nºs 10.847/2004 e 10.848/2004 e do Decreto nº 5.163/2004, verificou-se uma nova grande reformulação das normas comerciais. Em síntese, foram instituídos dois ambientes de contratação de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), para atender ao consumidor cativo das distribuidoras; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), destinado a abastecer consumidores que podem comprar energia diretamente dos geradores ou de comercializadores.

Como a expansão do parque de geração no Brasil ocorre essencialmente através da contratação de energia no âmbito do ACR, o exame das normas comerciais de contratação de usinas termoelétricas atualmente vigentes passa pelo conhecimento das diretrizes de contratação neste ambiente. Em linhas gerais, o Governo Federal, por meio do Ministério de Minas e Energia, organiza periodicamente leilões de energia elétrica, com o objetivo de vender a energia que as distribuidoras declaram necessitar, a partir de suas projeções de mercado. Os critérios e os prazos de contratação são definidos pelo MME e os geradores se inscrevem nos leilões para firmar contratos de longo prazo com as distribuidoras. Estas, por sua vez, não têm gerência direta sobre a contratação de energia realizada nos leilões, mas, em contrapartida, possuem o direito de repassar aos consumidores o custo da energia verificado.

¹ Foram contratadas diversas usinas termelétricas, principalmente movidas a gás natural, como as UTEs Termoeará, Norte Fluminense, Termoaçu, Termopernambuco, entre outras.

No caso específico das usinas termoeletricas, a contratação ocorre na modalidade por disponibilidade, em que o risco hidrológico é do comprador. Embora seja um modelo comercial adequado a um parque gerador de predominância hídrica e que viabilizou a contratação de montantes expressivos de geração térmica, a mudança do paradigma operativo do Setor Elétrico Brasileiro, apresentada no Capítulo 1, traz consequências de ordem comercial e financeira para os empreendimentos termoeletricos. O despacho contínuo de usinas termoeletricas, entre o fim de 2012 e de 2015, é emblemático destas possíveis consequências. Assim, observa-se a necessidade de uma revisão crítica das regras específicas vigentes nos contratos de usinas termoeletricas, especialmente em termos de obrigações e penalidades.

3.1.1. Modelo Estatal

Desde os primórdios do Setor Elétrico Brasileiro até a introdução da competição no segmento de geração, por meio da Lei nº 9.648/1998, as usinas termoeletricas eram, via de regra, verticalizadas às concessionárias de distribuição. Assim, estas usinas tinham seus custos de implantação e operação repassados às tarifas dos consumidores finais.

Verifica-se que a capacidade instalada de usinas termoeletricas implantadas até a década de 1970 era uma pequena fração da capacidade instalada total do SEB, fortemente dominado por usinas hidroeletricas. De todo modo, tendo em vista a necessidade de rateio dos custos das usinas termoeletricas, cujos custos de operação são mais elevados do que os de usinas hidroeletricas, a Lei nº 5.899/1973² instituiu a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). Esta lei previa que os ônus e vantagens, decorrentes do consumo dos combustíveis fósseis para atender às necessidades dos sistemas interligados ou por imposição de interesse nacional, fossem rateados entre todas as empresas concessionárias daqueles sistemas.

2 “Art 13. A coordenação operacional, a que se refere o artigo anterior, terá por objetivo principal o uso racional das instalações geradoras e de transmissão existentes e que vierem a existir nos sistemas interligados das Regiões Sudeste e Sul, assegurando ainda:

I - que se dê utilização prioritária à potência e energia produzidas na central elétrica de Itaipu;

II - que os ônus e vantagens decorrentes das variações de condições hidrológicas em relação ao período hidrológico crítico sejam rateados entre todas as empresas concessionárias daqueles sistemas, de acordo com critérios que serão estabelecidos pelo Poder Executivo;

III - que os ônus e vantagens decorrentes do consumo dos combustíveis fósseis, para atender às necessidades dos sistemas interligados ou por imposição de interesse nacional, sejam rateados entre todas as empresas concessionárias daqueles sistemas, de acordo com critérios que serão estabelecidos pelo Poder Executivo.

Parágrafo único. A coordenação operacional poderá estender os princípios estabelecidos neste artigo, à operação conjugada de ambos os sistemas, a critério da Eletrobras.”

O Decreto nº 73.102/1973, que regulamenta a referida lei, detalha, a partir de seu artigo 28, o funcionamento e a forma de reembolso da CCC, conforme abaixo:

“Art. 28. Serão criadas, pela ELETROBRAS, contas especiais para atender ao rateio dos ônus e vantagens do consumo de combustíveis fósseis, da Região Sudeste e da Região Sul, que se denominarão abreviada e respectivamente CCC - Sudeste e CCC - Sul, ou simplesmente CCC em tudo que se referir a ambas.

Art. 29. A CCC - Sudeste e a CCC - Sul constituir-se-ão em reservas financeiras para cobertura do custo dos combustíveis fósseis, funcionando como contas de compensação, através das quais, obedecidos os critérios estabelecidos neste Decreto, se realizará o rateio dos ônus e vantagens do consumo daqueles combustíveis nas centrais geradoras termelétricas integrantes dos sistemas interligados e pertencentes às empresas concessionárias participantes, respectivamente, do GCOI - Sudeste e do GCOI - Sul.

Art. 30. Para determinação das reservas financeiras a que se refere o artigo anterior e realização do rateio nele referido, serão consideradas as despesas na aquisição dos combustíveis, determinadas na forma do disposto nas alíneas "f", "g" e "h" do artigo 21.

Art. 31. As CCC serão constituídas com as quotas de rateio que serão atribuídas as empresas concessionárias integrantes do GCOI - Sudeste e do GCOI - Sul, que distribuírem energia elétrica diretamente a consumidores finais, ou a outras empresas concessionárias que não as participantes dos mesmos GCOI.”

Dessa forma, a CCC surgiu como política energética adstrita ao Setor Elétrico, sendo uma forma de incentivo à geração termoelétrica, a fim de garantir o suprimento de energia elétrica, considerando o caráter complementar desta fonte em relação à hidroeletricidade.

Com a Lei nº 9.648/1998, foi criada uma fase de transição entre o regime de remuneração garantida dos geradores e a comercialização por conta e risco dos mesmos. Foram celebrados, nos termos da lei acima, os Contratos Iniciais entre geradores e concessionárias de distribuição, os quais teriam seus montantes reduzidos de forma escalonada, até que os geradores possuíssem toda energia livre para comercializarem por sua conta e risco.

Paralelamente, no contexto da liberalização do segmento de geração de energia elétrica, o art. 11, *caput* da Lei nº 9.648/1998 extinguiu o benefício da CCC para as usinas dos sistemas interligados que entrassem em operação comercial após 6 de fevereiro de 1998:

“Art. 11. As usinas termelétricas, situadas nas regiões abrangidas pelos sistemas elétricos interligados, que iniciarem sua operação a partir de 6 de fevereiro de 1998, não farão jus aos benefícios da sistemática de rateio de ônus e vantagens decorrentes do consumo de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica, prevista no inciso III do art. 13 da Lei no 5.899, de 5 de julho de 1973.”

No entanto, o mesmo artigo, em seu parágrafo primeiro, determinou a manutenção temporária da sistemática até 2005, observada uma regra de transição, sendo que, no caso das termoeletricas a carvão mineral, somente manteriam o benefício aquelas que utilizassem produto de origem nacional, conforme segue:

“Art. 11 (...)

§1º É mantida temporariamente a aplicação da sistemática de rateio de ônus e vantagens, referida neste artigo, para as usinas termelétricas situadas nas regiões abrangidas pelos sistemas elétricos interligados, em operação em 6 de fevereiro de 1998, na forma a ser regulamentada pela Aneel, observando-se os seguintes prazos e demais condições de transição:

a) no período de 1998 a 2002, a sistemática de rateio de ônus e vantagens referida neste artigo, será aplicada integralmente para as usinas termelétricas objeto deste parágrafo;

b) no período contínuo de três anos subsequentes ao término do prazo referido na alínea anterior, o reembolso do custo do consumo dos combustíveis utilizados pelas usinas de que trata este parágrafo, será reduzido até sua extinção, conforme percentuais fixados pela ANEEL;

c) a manutenção temporária do rateio de ônus e vantagens prevista neste parágrafo, no caso de usinas termelétricas a carvão mineral, aplica-se exclusivamente àquelas que utilizem apenas produto de origem nacional – sem grifos no original.”

Posteriormente, com a justificativa de manutenção da cadeia produtiva do carvão mineral nacional, uma nova política pública foi criada no âmbito da Conta de Desenvolvimento Energético.

ACDE foi instituída, com a previsão de duração de 25 anos, pela Lei nº 10.438/2002, visando, entre outros, o desenvolvimento energético dos estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelo SIN.

Dessa forma, as usinas térmicas a carvão mineral nacional foram incluídas entre os beneficiários da CDE, em razão da extinção gradativa da utilização dos recursos da CCC, até 2005, aos empreendimentos termoeletricos que entrassem em operação a partir de 6 de fevereiro de 1998.

Assim, a Lei nº 10.438/2002 previu que:

“Art. 13. Fica criada a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, visando o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional e garantir recursos para atendimento à subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda, devendo seus recursos se destinar às seguintes utilizações:

I - para a cobertura do custo de combustível de empreendimentos termelétricos que utilizem apenas carvão mineral nacional, em operação até 6 de fevereiro de 1998, e de usinas enquadradas no §2º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, situados nas regiões abrangidas pelos sistemas elétricos interligados e do custo das instalações de transporte de gás natural a serem implantados para os Estados onde, até o final de 2002, não exista o fornecimento de gás natural canalizado, observadas as seguintes limitações:

(...)

b) para garantir até cem por cento do valor do combustível ao seu correspondente produtor, incluído o valor do combustível secundário necessário para assegurar a operação da usina, mantida a obrigatoriedade de compra mínima de combustível estipulada nos contratos vigentes na data de publicação desta Lei, a partir de 1º de janeiro de 2004, destinado às usinas termelétricas a carvão mineral nacional, desde que estas participem da otimização dos sistemas elétricos interligados, compensando-se, os valores a serem recebidos a título da sistemática de rateio de ônus e vantagens para as usinas termelétricas de que tratam os §§ 1º e 2º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, podendo a ANEEL ajustar o percentual do reembolso ao gerador, segundo critérios que considerem sua rentabilidade competitiva e preservem o atual nível de produção da indústria produtora do combustível.”

Portanto, enquanto política pública voltada à cadeia de produção do carvão mineral nacional, a CDE tem como base o reembolso dos custos do combustível às usinas termoeletricas que utilizam este insumo.

Assim, no modelo da CCC-CDE, a viabilização da implantação e operação das usinas termoeletricas ocorreu por meio do rateio dos custos do combustível pelos integrantes do Sistema Interligado Nacional.

Nota-se que algumas usinas termoeletricas viabilizadas no SIN, a partir do modelo CCC-CDE, ainda estão em operação usufruindo do subsídio dos custos do combustível, conforme tabela a seguir.

Tabela 1: Usinas Termelétricas em Operação com Reembolso dos Custos do Combustível

Usina Termelétrica	Potência (MW)	Combustível
Figueira	20	Carvão mineral nacional
Presidente Medici A e B	383	Carvão mineral nacional
Jorge Lacerda A	363	Carvão mineral nacional
Jorge Lacerda B	262	Carvão mineral nacional
Jorge Lacerda C	232	Carvão mineral nacional
Charqueadas	36	Carvão mineral nacional

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Atualmente, tais usinas podem comercializar livremente seu lastro e energia e, ainda, recebem subsídio referente aos custos do combustível, conforme valores aprovados pela ANEEL e repassados pela Eletrobras.

Vale destacar que a Resolução Normativa nº 500/2012 estabelece os procedimentos para reembolso dos custos do combustível a empreendimentos que utilizem carvão mineral nacional, por intermédio da CDE. Em 1º de janeiro de 2016, entrou em vigor o parágrafo 4º do artigo 3º da referida resolução, o qual traz parâmetros de eficiência térmica para o reembolso da CDE às usinas que fazem jus. Assim, mesmo com a garantia legal de reembolso total dos custos, a partir de 2016, as usinas podem não receber o reembolso integral, caso não estejam dentro das faixas de eficiência estabelecidas pela Agência.

3.1.2. Modelo de Contratos Bilaterais

Entre 1998 e 2004, a partir das conclusões do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, foram identificadas as necessidades de desverticalizar as empresas de energia elétrica, incentivar a competição na geração e comercialização e manter sob forte regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados como monopólios naturais.

Desta forma, a Medida Provisória nº 1.531-18/1998, convertida na Lei nº 9.648/1998, instituiu o princípio da competição setorial e pretendeu introduzir um novo regime, de maior liberdade, nos contratos celebrados entre Produtores Independentes de Energia e distribuidores, conforme a diretriz do artigo 10 da mencionada lei:

“Art. 10. Passa a ser de livre negociação, a compra e venda de energia elétrica entre concessionários ou autorizados, observados os seguintes prazos e demais condições de transição (...)”

Como decorrência da livre negociação, o Poder Concedente delegou à ANEEL novas competências. Dentre estas competências, estava um mecanismo específico para a proteção dos consumidores: o Valor Normativo (VN). Não obstante a liberdade negocial que se pretendia implantar, o repasse aos consumidores da compra de energia por parte das concessionárias de distribuição era regulado pela Agência, conforme o art. 10, § 2º da lei em análise:

“Art. 10. (...)”

§ 2º Sem prejuízo no disposto no caput, a ANEEL poderá estabelecer critérios para limitação do repasse do custo da compra de energia elétrica entre concessionários e autorizados para as tarifas de fornecimento aplicáveis aos consumidores finais não abrangidos pelo disposto nos arts. 12, inciso III, 15 e 16 da Lei 9.074, de 1995, com vistas a garantir sua modicidade.”

Além disso, o Poder Concedente, representado pela ANEEL, ainda ficava autorizado a intervir nos contratos entre os PIES e as distribuidoras para analisá-los, em especial no que dizia respeito aos preços e condições. Nesse sentido, se apurado que a concessionária adquiriu energia de forma ineficiente, o Poder Concedente poderia não homologar (ou aprovar) o contrato ou, ainda, intervir no preço, impondo condições à contratação.

Em agosto de 1998, a ANEEL editou a Resolução nº 266/1998, que estabelecia um *“limite ao repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários de distribuição”*.

Deste modo, o repasse dos custos da energia transacionada a partir de contratos bilaterais não seria, por certo, automático. Os valores praticados nesses negócios jurídicos de suprimento sofreriam a ação de um mecanismo destinado a propiciar a *“modicidade tarifária”*, nos termos do art. 10, § 2º da Lei nº 9.648/1998.

Esse mecanismo complexo envolvia a construção de um **valor de referência**, desvinculado do contrato específico de que se tratava, em face do qual o preço efetivamente praticado pelas partes (gerador e distribuidora) seria comparado. Desta comparação (interação entre o valor pago e o valor de referência) sairia, finalmente, a grandeza a ser assumida pelos consumidores da distribuidora, designada pela Resolução nº 266/1998 como *“PCE”*³. Dependendo de condições específicas, o PCE poderia ser o próprio preço negociado ou um percentual do valor de referência, chamado de Valor Normativo.

Nota-se que a instituição do mecanismo do VN único, em conjunto com a extinção da CCC no sistema interligado para usinas com entrada em operação após 1998, não induzia à expansão termoelétrica. Isto é justificado pelo fato de que o custo de implantação e operação das usinas térmicas tendia a ser maior do que o repasse autorizado aos consumidores finais, causando prejuízo às distribuidoras que eventualmente celebrassem contratos com agentes termoelétricos.

Por isso, em julho de 1999, a ANEEL aperfeiçoou o mecanismo e introduziu importantes elementos, por meio da edição da Resolução nº 233/1999. Destaca-se que, ao lado da modicidade tarifária, passou a haver uma preocupação expressa com o estímulo à expansão da oferta de energia elétrica⁴.

A preocupação com a viabilidade da geração ficava clara em inúmeros dispositivos desta resolução, como, por exemplo, pela estipulação de diferentes VNs segundo o tipo de fonte de geração (art. 2º, § 2º). Além disso, a cada contrato de

3 De acordo com a Resolução nº 266/1998, o *“PCEi”* é definido como o preço de repasse da compra de energia elétrica relativa ao contrato bilateral *“i”* livremente negociado, atualizado para o período de referência, expresso em R\$/MWh.

4 Conforme redação da Resolução n.º 233/1999, *“Considerando (...) que é responsabilidade da ANEEL garantir a modicidade tarifária, estimular a expansão da oferta e a compra eficiente de energia e definir mecanismos de proteção ao consumidor de energia elétrica; (...) que é diretriz do Governo Federal aumentar a diversidade da matriz energética brasileira, incentivando o desenvolvimento de fontes energéticas renováveis e o uso do carvão nacional, resolve:”*.

compra e venda, segundo a fonte de onde proviria a energia, seria associado um desses VNs, o qual serviria de base para o repasse dos custos efetivos à concessionária de distribuição (art. 3º, *caput*).

Adicionalmente, a Resolução nº 233/1999 continha disposições para a atualização do repasse do preço da energia aos consumidores finais, vinculada aos índices de reajustes dos próprios contratos de compra e venda de energia. Mais especificamente, quando do registro do contrato de compra de energia, a concessionária de distribuição devia apresentar à ANEEL os diferentes elementos em função dos quais variava o valor da energia comprada, em particular os “fatores de ponderação” do IGP-M (K1i), do índice de combustíveis (K2i) e do índice de variação cambial (K3i).

Na prática, o VN deixava de ser um elemento de atuação em favor da modicidade tarifária para se transformar em um mecanismo de regulação do contrato de compra e venda de energia elétrica celebrado entre o PIE e a distribuidora e *de política energética, por induzir a expansão de diferentes fontes, conforme os VNs definidos para cada uma delas.*

Assim, com o “manejo” do VN, a ANEEL pretendia assegurar a viabilidade econômico-financeira do investimento na geração de energia elétrica. Por um lado, se não existisse a especificação de VN por fonte, apenas certos empreendimentos (hidroelétricos) seriam implantados e não haveria diversificação da matriz elétrica. Em contrapartida, se não existisse a possibilidade de revisão do VN por variações de custos relativos à geração específica, as concessionárias de distribuição não aceitariam celebrar contratos com índices de reajuste vinculados aos custos reais das usinas termoeletricas, inviabilizando a expansão.

Em linhas com a necessidade de estimular a expansão do parque gerador termoeletrico, o Governo Federal instituiu, em 24 de fevereiro de 2000, o Programa Prioritário de Termoeletricidade, a partir da edição do Decreto nº 3.371/2000, depois complementado pela Portaria MME nº 43/2000.

A intenção original do Governo Federal era estrutural, qual seja, promover um aumento da capacidade de geração de energia termoeletrica no país, notadamente pelo emprego do gás natural como combustível. A fim de dar incentivo à diversificação da matriz energética, o Decreto nº 3.371/2000 indicava as vantagens do programa para seus integrantes:

“Art. 2º As usinas termelétricas, integrantes do Programa Prioritário de Termeletricidade, farão jus às seguintes prerrogativas:

I - garantia de suprimento de gás natural, pelo prazo de até vinte anos, de acordo com as regras a serem estabelecidas pelo Ministro de Minas e Energia;

II - garantia da aplicação do valor normativo à distribuidora de energia elétrica, por um período de até vinte anos, de acordo com a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL;

III - garantia pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES de acesso ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico.”

Com a edição da Portaria MME nº 215/2000, por um lado, as garantias relativas ao fornecimento de gás natural pela Petrobras foram restringidas apenas a usinas vinculadas ao SIN e, por outro lado, foram abertas aos investidores diferentes possibilidades quanto ao preço do fornecimento do combustível:

“Art. 2º

I - garantia pela Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS de suprimento de gás natural, por prazo de até vinte anos, para as usinas vinculadas ao sistema elétrico interligado, de acordo com uma das seguintes alternativas de preço, a critério do investidor:

a) preço médio equivalente em reais a US\$ 2,26/MM btu, na base de setembro de 1999, reajustado trimestralmente, de acordo com a política de gás natural nacional e com as demais condições de comercialização constantes nos contratos firmados para o gás natural importado;

b) preço equivalente em reais a US\$ 2,475/MM btu, na base de abril de 2000, de acordo com a política de gás natural nacional e de acordo com as demais condições de comercialização constantes nos contratos firmados para o gás natural importado, reajustado anualmente com base na variação percentual do Índice de Preços ao Atacado nos Estados Unidos, publicado pelo U. S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics, relativo ao mesmo período de referência;

c) garantia de que os preços do gás natural definidos nas alíneas “a” e “b”, serão reajustados pró-rata tempore, até a data de reajuste de preços dos contratos de compra e venda de energia elétrica das usinas, de maneira a obter-se coincidência entre as datas de reajustes anuais, dos contratos de gás e de energia elétrica;

d) o valor fixado na alínea “b” será mantido constante em moeda norte-americana por um período de 12 meses após a sincronia dos reajustes previstos na alínea “c”;

e) o investidor poderá optar, até a data de início de operação comercial da usina, por uma das alternativas de preço de gás natural.”

Como se nota, as usinas integrantes do PPT fariam jus a quatro vantagens fundamentais: (i) garantia de suprimento de gás natural, por prazo de até 20 anos; (ii) garantia condições econômicas favoráveis, em particular referente ao *preço do gás natural*; (iii) garantia de aplicação do VN à distribuidora compradora da energia da usina integrante do PPT, nos termos da Resolução nº 233/1999, por um período de até 20 anos; e (iv) garantia de acesso ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico, do BNDES, inclusive para as instalações de transmissão associadas ao empreendimento.

No decorrer do ano 2000, os riscos de uma crise de suprimento no Setor Elétrico Brasileiro tornaram-se notórios. Neste contexto, o Governo Federal utilizou as prerrogativas do Decreto nº 3.371/2000, não apenas para aumentar o percentual da matriz termoeétrica em relação às fontes hidráulicas, tal como previsto originalmente, mas também para acelerar a instalação de empreendimentos termoeétricos com tempo de construção e implantação reduzidos, se comparados a usinas hidroelétricas e a projetos térmicos mais sofisticados. Nesse contexto, foi iniciada uma nova fase do PPT, o chamado **PPT Cogeração 2000-2003**, que estendia às usinas de cogeração as vantagens do PPT, conforme o art. 1º, inc. II da Portaria nº 551, de 6 de dezembro de 2000, abaixo:

“Art. 1º As usinas termelétricas de cogeração (...) serão integrantes do Programa Prioritário de Termelétricidade 2000-2003, fazendo jus às seguintes prerrogativas, quando aplicáveis:

(...)

II - garantia de destinação específica de um total de 3 milhões de m³/dia de gás natural para emprego em termelétricas cogedoras, sendo 2 milhões de m³/dia para as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste e 1 milhão de m³/dia para a região Nordeste; (...)⁵”

No entanto, o PPT Cogeração 2000-2003 não foi suficiente para promover os investimentos em geração de energia elétrica que o país necessitava. Dessa forma, a partir das restrições de consumo de energia elétrica impostas pelo Programa de Racionamento de Energia Elétrica, um outro modelo de incentivo à geração termoeétrica foi iniciado, aprofundando medidas concretas e imediatas para mitigar a escassez de geração de energia no país.

A crise suprimento de energia elétrica no Brasil foi oficialmente reconhecida em 15 de maio de 2001, quando o então Presidente da República editou a Medida Provisória nº 2.147/2001⁶, a qual, dentre outras providências, criou e instalou a Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE). Esta Câmara tinha como finalidade específica oficial administrar programas de ajuste da demanda energética e coordenar os esforços para o aumento da oferta de energia elétrica, além de propor e implementar medidas de caráter emergencial para solucionar a crise energética que grassava no país.

Neste sentido, a GCE, por meio de suas competências legais em relação à adoção de providências à expansão da oferta de energia, editou a Resolução nº 23/2001, a qual estipulou novos requisitos para que outras usinas térmicas, além

5 Ressalta-se que esta limitação de destinação para as cogedoras foi revogada pela Portaria nº 551/2000. A partir desse diploma, a Petrobras passou a garantir o suprimento das usinas geradoras, na medida de suas necessidades.

6 Esta medida provisória foi reeditada várias vezes até a consolidação na Medida Provisória nº 2.198-5/2001.

daquelas já visadas nas fases anteriores, também pudessem gozar das prerrogativas do PPT. De fato, diversas usinas foram cadastradas nos termos da resolução citada.

Em resumo, no PPT, desde o ano 2000, foram incluídas usinas ao longo das diversas fases do Programa, passando pela fase de incentivo à cogeração até a fase emergencial, entre meados de 2001 e 2002.

Assim, o modelo comercial adotado no modelo setorial entre 1998 e 2004 foi, grosso modo, o de viabilização das usinas termoelétricas, por meio de contratos bilaterais de compra e venda de energia de longo prazo (normalmente 20 anos) com as concessionárias de distribuição e, na maior parte dos casos, com o preço do combustível (gás natural) determinado pelo Governo Federal.

Uma crítica comum ao modelo então vigente era que ele induzia à expansão da geração apenas com empresas do mesmo grupo econômico das concessionárias de distribuição, uma vez que estas tinham liberdade de contratar com qualquer agente, desde que o contrato atendesse aos critérios estabelecidos pela ANEEL. Assim, as distribuidoras poderiam, em tese, apenas escolher contratar com empresas do seu grupo econômico, afastando a competição e criando barreiras à entrada de novos agentes de geração.

Além disso, algumas usinas foram viabilizadas com contratos de compra de energia com prazos mais curtos ou até mesmo como *merchant*, liquidando a energia no Mercado de Curto Prazo, com suas receitas vinculadas ao PLD.

A Tabela 2, abaixo, detalha as usinas termoelétricas relevantes (despachadas pelo ONS), viabilizadas nesse período e que estão em operação comercial até hoje.

Tabela 2: Usinas Termoelétricas Viabilizadas no Modelo Setorial de 1998 a 2004 – Despachadas pelo ONS, Atualmente em Operação

Usina Termelétrica	Potência (MW)	Combustível	Prazo do contrato	Comprador da energia	Self-dealing (na assinatura do contrato)	Preço do Contrato	k1 (IGP-M), k2 (COMB) e k3 (Dólar)
Norte Fluminense	826	Gás Natural	20 anos	LIGHT	SIM	100,16 R\$/MWh - jul/2001	0,25; 0,54; 0,21
Luiz Carlos Prestes (Três Lagoas)	386	Gás Natural	15 anos	CPFL, CPFL PIRATININGA	NÃO		0,25; 0,5; 0,25
Gov. Leonel Brizola (Termório)	1058	Gás Natural	N/A	CPFL, CPFL PIRATININGA. Ambos não aprovados pela ANEEL. Venda por Leilão de Energia Nova (botox)	N/A	N/A	N/A
Aureliano Chaves (Ibirité)	226	Gás Natural	15 anos	CPFL, CPFL PIRATININGA.	NÃO		0,25; 0,5; 0,25
Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt)	386	Gás Natural	N/A	Merchant (contrato de consórcio com Petrobras)	N/A	N/A	N/A

Juiz de Fora	87	Gás Natural	20 anos	Energisa MG, Energiepe, SAELPA e CELB	SIM		
Willian Arjona	206	Gás Natural	N/A	Contratos Iniciais. Depois mercado livre. Obrigação de construção decorrente da privatização da Gerasul	NÃO	N/A	N/A
Fernando Gasparian (Nova Piratininga)	576	Gás Natural					
Cuiabá (Governador Mário Covas)	529	Gás Natural	21 anos	PPA com Eletronorte (posição cedida para Furnas)	NÃO	N/A	N/A
Mario Lago (Macaé Merchant)	923	Gás Natural	N/A	Merchant (contrato de consórcio com Petrobras)	N/A	N/A	N/A
Uruguaiana	640	Gás Natural		AES SUL	SIM		
Araucária	484	Gás Natural		COPEL	SIM		
Sepé Tiaraju (Canoas)	262	Gás Natural	15 anos	CPFL, CPFL PIRATININGA	NÃO		0,25; 0,5; 0,25
Termopernambuco	523	Gás Natural	20 anos	CELPE	SIM		
Fortaleza	347	Gás Natural	20 anos	COELCE	SIM		
Romulo Almeida (FAFEN)	138	Gás Natural	11 anos	BANDEIRANTE ENERGIA	SIM	101,31 R\$/MWh - base out/2003	0,3; 0,5; 0,2
Celso Furtado	186	Gás Natural	20 anos	SAELPA, ENERGIPE e CELB	NÃO	144,20 R\$/MWh - base jun/2003	0,32; 0,43; 0,25
Termo Ceará	220	Gás Natural	N/A	Merchant (contrato de consórcio com Petrobras)	N/A	N/A	N/A
Jesus Soares Pereira	323	Gás Natural	20 anos	COELBA e COSERN.	SIM	124,88 R\$/MWh - base março 2003	0,31; 0,3; 0,39
Termocabo	50	Óleo Diesel		Emergencial CBEE - Leilão de Energia (botox)	N/A	Preço da CBEE	N/A
Xavantes Aruanã		Oleo Diesel		Emergencial CBEE - Leilão de Energia (botox)	N/A	Preço da CBEE	N/A
Daia	44	Óleo Combustível		Emergencial CBEE - Leilão de Energia (botox)	N/A	Preço da CBEE	N/A
Goiânia 2	140	Oleo Diesel		Emergencial CBEE - Leilão de Energia (botox)	N/A	Preço da CBEE	N/A

Fonte: Elaboração própria com dados de processos administrativos e contratos disponibilizados pela ANEEL.

Destaca-se que, atualmente, a diferença entre a energia contratada e a energia gerada das termoelétricas em operação no SIN é liquidada no Mercado de Curto Prazo. Conforme as Regras de Comercialização, a CCEE realiza mensalmente o balanço energético dos agentes, considerando todos os seus requisitos (venda de energia) e recursos (geração própria e compra de energia). O saldo positivo ou negativo é valorado ao PLD e pode representar uma despesa ou receita adicional ao agente térmico, além dos valores definidos nos contratos bilaterais.

Por fim, vale mencionar que, na fase mais aguda da crise de fornecimento, muitas usinas foram contratadas em caráter emergencial e transitório, pela recém criada Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial, nos termos da Medida Provisória nº 2.209/2001. Porém, tal contratação tinha regime próprio e transitório, não sendo relevante para a expansão de longo prazo do sistema.

3.2. O Modelo Atual

Em 2004, o Governo Federal instituiu o Novo Modelo do Setor Elétrico, através das Leis nºs 10.847/2004 e 10.848/2004 e do Decreto nº 5.163/2004. Dentre diversas inovações, destaca-se, para os propósitos deste livro, a reformulação do modelo de comercialização de energia elétrica no atacado.

O art. 2º, *caput* da Lei nº 10.848/2004 dispõe que as concessionárias de distribuição deverão garantir a totalidade do seu mercado mediante contratação regulada, por meio de licitação. A partir dessa obrigação, a reforma do modelo de comercialização de energia teve como objetivo central dar maior previsibilidade à expansão da capacidade instalada de geração de energia elétrica, com a criação de uma rotina de leilões periódicos para novos projetos de geração, a fim de atender ao crescimento da demanda das distribuidoras.

Foram, assim, criados dois ambientes de contratação de energia, conforme já mencionado, o Ambiente de Contratação Regulada, para atender ao consumidor cativo das distribuidoras, e o Ambiente de Contratação Livre, destinado a abastecer consumidores que podem comprar energia diretamente dos geradores e dos comercializadores. Neste momento, também foi criada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, com a função de registrar os contratos de energia e contabilizar e liquidar financeiramente as diferenças entre a energia contratada e a energia efetivamente gerada ou consumida.

No ACR, o Governo Federal, através do Ministério de Minas de Energia, organiza periodicamente leilões de energia elétrica, com o objetivo de vender a energia que as distribuidoras declaram necessitar, a partir de suas projeções de mercado. Os critérios e os prazos de contratação são definidos pelo MME e os geradores se inscrevem nos leilões para firmar contratos de longo prazo com as distribuidoras. Estas, por sua vez, não têm gerência direta sobre a contratação de energia realizada nos leilões, mas, em contrapartida, possuem o direito de repassar aos consumidores o custo da energia verificado, caso realize de forma eficiente suas declarações de demanda para os leilões de energia⁷.

O mecanismo dos leilões visa estimular a competição e permite a entrada de novos *players* no segmento de geração, se constituindo um aperfeiçoamento ao modelo anterior, o qual, conforme descrito acima, induzia o *self dealing*.

Os leilões do ACR podem ser de novos empreendimentos (“energia nova” no jargão do setor) ou de energia existente, originária de empreendimentos já implantados. Os leilões de energia nova são abertos a empreendedores que desejem implementar novos projetos de geração e que, caso se saírem vencedores, contrairão com contratos de longo prazo, capazes de viabilizar economicamente seus projetos e de servir de garantia à contratação de financiamentos. Já os leilões de

⁷ O repasse dos custos com a compra de energia aos consumidores é tratado nos arts. 35 a 46 do Decreto nº 5.163/2004.

energia existente estão abertos a geradores que não tenham comprometido em contratos toda a energia de suas centrais de geração.

Por sua vez, o ACL destina-se a suprir os consumidores livres, isto é, aqueles que, a partir de autorização legal, optaram por realizar suas compras de energia diretamente de geradores ou de comercializadores, pactuando livremente preços, prazos e condições.

Os contratos oriundos dos leilões de energia nova e leilões de energia existente são chamados de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) e podem ter duas modalidades: por quantidade, em que os riscos hidrológicos são assumidos pelo vendedor, ou por disponibilidade, em que os riscos hidrológicos são assumidos pelo comprador⁸. Em regra, as usinas termoeletricas são contratadas na modalidade disponibilidade, conforme detalhado a seguir.

3.2.1. CCEARs por Disponibilidade

No modelo setorial passado, a forma mais utilizada de contratação de energia térmica era a contratação por quantidade, a qual atribuía ao vendedor a exposição ao MCP na hipótese de não geração da usina. Esse critério de alocação de riscos dos contratos por quantidade imputava um risco elevado aos geradores termoeletricos, o qual era precificado, com impactos financeiros negativos ao consumidor final⁹.

8 A redação original da Lei nº 10.848/2004 trazia a alocação clara de riscos nas modalidades contratuais. No entanto, a Lei nº 13.203/2015 flexibilizou a alocação de riscos dos CCEARs, conforme a redação alterada do art. 2º, § 1º da Lei nº 10.848/2004:

“Art. 2º (...)

§ 1º Na contratação regulada, a critério do Ministério de Minas e Energia, os riscos hidrológicos serão assumidos, total ou parcialmente, pelos geradores ou pelos compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais, conforme as seguintes modalidades contratuais:

I - Contratos de Quantidade de Energia; e

II - Contratos de Disponibilidade de Energia.”

No entanto, a redação do art. 28, § 4º do Decreto nº 5.163/2004 permanece alocando todo o risco hidrológico para o comprador, no caso de contratos na modalidade por disponibilidade:

“Art. 28 (...)

§ 4º No CCEAR, na modalidade por disponibilidade de energia elétrica, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes compradores, e eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da CCEE, positivas ou negativas, serão assumidas pelos agentes de distribuição, garantido o repasse ao consumidor final, conforme mecanismo a ser estabelecido pela ANEEL.”

9 Para os geradores hidroelétricos, a contratação por quantidade não traz riscos excessivos devido ao mecanismo de realocação de energia (MRE), o qual é um mecanismo de compartilhamento de riscos entre as usinas hidroelétricas do SIN.

Deste modo, o novo marco regulatório do Setor Elétrico trouxe a figura dos **CCEARs por disponibilidade**, o que passou a atribuir, em regra, o risco de exposição ao MCP ao comprador, com vistas a mitigar os riscos atribuídos ao agente de geração.

Neste sentido, a redação original da Lei nº 10.848/2004 diferenciava as modalidades dos contratos conforme a alocação dos riscos hidrológicos: se o risco for do comprador (distribuidora/consumidor), trata-se de um contrato por disponibilidade; se o risco for do vendedor (gerador), a modalidade contratual é por quantidade.

Vale recordar que, na otimização eletroenergética do SIN, os recursos energéticos são utilizados conforme a disponibilidade presente e futura da água dos reservatórios das usinas hidroelétricas do sistema. Neste contexto, tanto para as usinas hidroelétricas, quanto para as termoeletricas, há algum risco hidrológico associado à operação.

Por exemplo, em caso de hidrologia favorável e, conseqüentemente, custo marginal de operação baixo, a maior parte das usinas termoeletricas flexíveis não são despachadas por mérito. Se tais usinas tiverem comercializado energia por meio de contratos por quantidade, estarão expostas no Mercado de Curto Prazo. Já em situações de seca, se o preço da energia contratada por uma térmica for fixo, como é a praxe nos contratos por quantidade, é possível que ela seja obrigada a gerar com prejuízo, isto é, com receitas abaixo dos custos.

Em contrapartida, alocar o risco hidrológico para o comprador, como previsto nos CCEARs por disponibilidade, significa que:

- a) Os compradores (distribuidoras/consumidores) irão arcar com a exposição ao Mercado de Curto Prazo quando o gerador não for despachado ou não opera devido a paradas programadas e forçadas, desde que tais paradas estejam dentro dos índices declarados para cálculo da garantia física; e
- b) No caso de despacho, o gerador é ressarcido pelos seus custos variáveis, mas o resultado da geração no Mercado de Curto Prazo é de titularidade do comprador (distribuidoras/consumidores).

Portanto, os CCEARs por disponibilidade são caracterizados pelo recebimento, por parte do gerador, de uma receita fixa, independente da geração, e de uma receita variável, a qual serve, em tese, para cobrir os custos variáveis de geração. Independentemente da tecnologia (motor, turbina a gás ou turbina a vapor) e da fonte (gás natural, carvão mineral, óleo diesel ou óleo combustível) da usina vencedora do leilão de energia nova, todos os agentes termoeletricos possuem, *grosso modo*, direitos e obrigações semelhantes, quais sejam, geração de energia em caso de despacho, ressalvados os índices de indisponibilidade declarados para cálculo da garantia física, e recebimento de receita fixa e variável.

Concomitantemente, a operacionalização de tais conceitos nos contratos por disponibilidade é de extrema importância à alocação efetiva dos riscos, tanto nos leilões, como na fase de operação. Conforme será apresentado na sequência deste

Capítulo, ocorreram modificações relevantes na regulação e na redação dos CCEARs por disponibilidade, no que diz respeito à alocação dos riscos hidrológicos.

Vale mencionar que, como consequência da discussão regulatória havida no ano de 2015 sobre o *Generation Scaling Factor* (GSF), o dispositivo da Lei nº 10.848/2004 que trata da alocação dos riscos dos CCEARs foi modificado pela Lei nº 13.203/2015. O atual dispositivo traz a seguinte redação:

“Art. 2º

§ 1º Na contratação regulada, a critério do Ministério de Minas e Energia, os riscos hidrológicos serão assumidos, total ou parcialmente, pelos geradores ou pelos compradores, com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais, conforme as seguintes modalidades contratuais:

I - Contratos de Quantidade de Energia;

II - Contratos de Disponibilidade de Energia.”

De todo modo, na prática, tal dispositivo tinha o objetivo de trazer uma flexibilização legal à alocação de riscos dos CCEARs por quantidade, possibilitando que os riscos hidrológicos fossem suportados total ou parcialmente pelos consumidores. No entanto, a alteração legal não é desprezível para a modalidade por disponibilidade, pois os futuros leilões podem trazer um regime com risco hidrológico suportado parcial ou totalmente pelo gerador.

Na sequência, serão apresentadas as principais características dos CCEARs por disponibilidades dos leilões de energia nova realizados desde o início do novo modelo setorial.

3.2.1.1 Risco Hidrológico nos CCEARs por Disponibilidade (Obrigação de Entrega) e Ressarcimentos

Ao operacionalizar o comando legal da alocação dos riscos hidrológicos, a ANEEL, inicialmente, introduziu a seguinte cláusula contratual aos CCEARs, assinados pelas distribuidoras e geradoras, dos leilões de energia nova de 2005 e 2006:

“6.2.1. As exposições financeiras no mercado de curto prazo junto à CCEE serão assumidos pelo COMPRADOR, à exceção daquelas motivadas por (i) INDISPONIBILIDADE da(s) USINA(S), (ii) não cumprimento da DATA DE INÍCIO DE SUPRIMENTO por ausência de apresentação e registro de contrato bilateral pelo VENDEDOR, quando o cronograma de entrada em operação comercial de unidade(s) geradora(s) for posterior à DATA DE INÍCIO DE SUPRIMENTO; e (iii) atraso do cronograma de entrada de unidade(s) geradora(s) em operação comercial, que terão o tratamento previsto nas subcláusulas 5.5 e 5.6.”

Como se percebe, os primeiros CCEARs alocavam, expressamente, o risco hidrológico para o comprador, com algumas exceções, dentre as quais está a indisponibilidade da usina. Ocorre que, conforme visto, do ponto de vista conceitual, nem toda indisponibilidade deve acarretar em exposição ao MCP para o gerador, mas somente aquelas que superam os índices de paradas forçadas e programadas declarados para o cálculo da garantia física.

Nesse sentido, com o objetivo de deixar mais clara a alocação dos riscos hidrológicos no caso de indisponibilidade das usinas termelétricas por indisponibilidade com CVU não nulo, a ANEEL propôs, no âmbito da Audiência Pública nº 013/2007, a seguinte redação para a Subcláusula 6.2.1 dos CCEARs dessas usinas.

“6.2.1 As exposições financeiras no mercado de curto prazo junto à CCEE serão assumidas pelo COMPRADOR, à exceção daquelas motivadas por (i) verificação de INDISPONIBILIDADE superior à utilizada no cálculo da GARANTIA FÍSICA da(s) USINA(s) (...).” (Grifo nosso).

Assim, a nova redação proposta, utilizada nos leilões de energia nova ocorridos entre os anos de 2007 e 2010, detalha de forma clara a regra conceitualmente correta: (i) a exposição ao MCP motivada por indisponibilidade inferior à utilizada no cálculo da garantia física é assumida pela concessionária de distribuição; e (ii) a exposição ao MCP motivada por indisponibilidade superior à utilizada no cálculo da garantia física é assumida pelo gerador.

De todo modo, não houve a aplicação diferenciada das Subcláusulas 6.2.1 nos leilões de 2005 a 2010. Ou seja, tais subcláusulas eram tratadas como conceitualmente idênticas pela ANEEL e pela CCEE.

Os CCEARs de 2011 em diante, por sua vez, trazem uma diferenciação conceitual importante sobre a obrigação de entrega de energia e riscos hidrológicos associados. Como exemplo, a Subcláusula 6.8 dos CCEARs por disponibilidade (do Leilão A-5 de 2015) dispõe o seguinte:

“6.8. Para todo período de comercialização posterior à entrada em operação comercial da última unidade geradora da usina e posterior ao término do terceiro ano civil, o compromisso de entrega do vendedor será dado:

(i) pelo valor modulado da INFLEXIBILIDADE CONTRATUAL, no caso da USINA não ser despachada por ordem de mérito de preço.

(ii) pela DISPONIBILIDADE MÁXIMA CONTRATUAL HORÁRIA, no caso da USINA ser despachada por ordem de mérito de preço.”

Com a nova redação, quando há despacho por ordem de mérito, a obrigação de entrega de energia pelo gerador é dada pela Disponibilidade Máxima Contratual e toda a exposição no MCP, seja ela positiva ou negativa, é de responsabilidade do próprio.

De acordo com os CCEARs, a Disponibilidade Máxima Contratual é a “parcela da DISPONIBILIDADE MÁXIMA da USINA comprometida com o CONTRATO, cujo valor está apresentado no Anexo I do CCEAR”. A Disponibilidade Máxima contínua da usina termelétrica é definida, conforme estabelecido no Anexo I da Portaria MME nº 258/2008, recentemente substituída pela Portaria MME nº 101/2016, como o produto dos seguintes parâmetros: $Disp = Pef * FCmax * (1-TEIF) * (1-IP)^{10}$.

Assim, para o cálculo da obrigação de entrega de energia, as indisponibilidades programadas e forçadas utilizadas no cálculo da garantia física são abatidas da potência da usina.

Portanto, na prática e em condições normais de operação, uma determinada usina que esteja comprometida totalmente com os CCEARs por disponibilidade gera mais energia do que o comprometido no contrato. Deste modo, a diferença entre a geração e o compromisso é liquidada ao PLD em favor da geradora. Esse valor, em tese, serve para cobertura da exposição ao MCP quando o gerador é despachado, mas está indisponível. No longo prazo, caso o gerador verifique exatamente os mesmos níveis de indisponibilidade declarados para o cálculo da garantia física e na hipótese de PLDs constantes, suas despesas e receitas no MCP se anulam. No entanto, sabe-se que o PLD é volátil, o que traz um risco financeiro para o gerador caso a indisponibilidade ocorra em momentos de PLD alto. Destaca-se que, conceitualmente, tal risco não deveria ser imputado ao gerador em um contrato por disponibilidade.

Vale transcrever os comentários das áreas técnicas da ANEEL sobre as novas cláusulas dos CCEARs por disponibilidade, consubstanciados na Nota Técnica nº 061/2014-SEM-SRG/ANEEL:

“(...) para os contratos originados de leilões posteriores a 2011, é repassado ao comprador no mercado de curto prazo a obrigação de entrega de energia, independente da geração realizada que permanece atribuída ao gerador. Em outras palavras, na hipótese de o empreendimento de geração vinculado ao contrato não gerar sua obrigação contratual (disponibilidade máxima contratual referenciada no centro de gravidade quando despachado por ordem de mérito de preço pelo ONS) é imputado ao agente vendedor a exposição correspondente no mercado de curto prazo para a parcela não gerada. Por outro lado, qualquer montante gerado acima da obrigação contratual é liquidado no mercado de curto prazo em favor do agente vendedor. Tal regra procura trazer para o ambiente de comercialização a representação adequada da situação física enfrentada por um empreendimento termelétrico, principalmente para aqueles com

10 Onde:

Disp é a disponibilidade máxima.

Pef é a potência efetiva da usina;

FCmax é o fator de capacidade máximo;

TEIF é a taxa equivalente de indisponibilidade forçada; e

IP é a indisponibilidade programada.

CVU reduzido e, portanto, sujeitos a despachos por ordem de mérito por tempo mais prolongado.”

Nesse contexto, as obrigações de entrega de energia dos CCEARs por disponibilidade de 2005 a 2010 podem ser consideradas como uma situação semelhante ao “aluguel” da usina para a distribuidora (com obrigações de desempenho do agente de geração), enquanto as obrigações de entrega dos CCEARs a partir de 2011 remetem para uma situação semelhante a uma opção de compra, em que o comprador tem direito de receber determinado montante de energia quando o CMO for maior que o CVU.

3.2.1.2. Operacionalização das Cláusulas dos CCEARs por Disponibilidade – Regras e Controvérsias

A operacionalização das cláusulas dos CCEARs por disponibilidade dos leilões realizados entre 2005 e 2010 suscitou discussões regulatórias na ANEEL e no Poder Judiciário, notadamente em relação à *metodologia de verificação da indisponibilidade das usinas termelétricas para fins de alocação de riscos e exposição no MCP*. Logo, é necessário apresentar a evolução regulatória da forma de instrumentalização destas cláusulas ao longo dos anos.

Com vistas a operacionalizar os primeiros CCEARs por disponibilidade, os quais estavam em início de suprimento, a versão de 2008 das Regras de Comercialização, resultado da Audiência Pública nº 037/2007, foi aprovada por meio da Resolução Normativa nº 293/2007, contendo um módulo específico sobre a contabilização dos CCEARs por disponibilidade.

No entanto, este módulo não tratava especificamente do horizonte para verificação das indisponibilidades dos CCEARs por disponibilidade, o que se mostra extremamente relevante para a definição, na realidade operativa, do agente que irá assumir a exposição no MCP, em caso de indisponibilidade das usinas.

Nesse sentido, após a publicação da versão 2008, a CCEE encaminhou à SEM/ANEEL a Carta nº 0447/2008, pela qual solicitou a ratificação do seguinte entendimento acerca da apuração da exposição financeira do gerador no MCP:

“Vimos informar que, no conjunto de informações fornecidas pelo ONS para a contabilização das Regras de Comercialização versão 2008, em especial a contabilização dos CCEAR na modalidade por disponibilidade, a referida entidade encaminhou o Despacho por Ordem de Mérito (DOMP) tendo como base a potência efetiva da usina contratada por disponibilidade.

Tendo em vista a metodologia de cálculo dos parâmetros COP e CEC adotada para realização dos Leilões de Energia Nova, entendemos que devem ser considerados o Fator de Capacidade Máxima (FCmax), o valor de referência da Taxa Equivalente de Interrupções Programadas (REF_TEIP)

e o valor de referência da Taxa Equivalente de Interrupções Forçadas (REF_TEIF) de cada usina, constantes do anexo da Portaria nº 500/2005 do MME, para definição adequada do acrônimo DOMP e sua correspondente utilização na apuração das exposições financeiras no Mercado de Curto Prazo que devem ser assumidas pelo Agente Vendedor.”

Em resposta, a ANEEL encaminhou à CCEE o Ofício nº 046/2008, com o seguinte posicionamento:

“Esta Superintendência considera procedente o entendimento, manifesto na Carta supra, de que, para fins de apuração das exposições financeiras no mercado de curto prazo junto à CCEE assumidas pelo agente vendedor, devem ser considerados os parâmetros utilizados no cálculo da garantia física.

Dessa forma, à potência efetiva informada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS deve-se aplicar o Fator de Capacidade Máxima (FCmax), o valor de referência da Taxa Equivalente de Interrupções Programadas (REF_TEIP) e o valor de referência da Taxa Equivalente de Interrupções Forçadas (REF_TEIF) de cada usina, conforme valores constantes do Anexo da Portaria MME nº 550, de 07 de dezembro de 2005, alterada pela Portaria MME nº 562, de 14 de dezembro de 2005.”

A partir desta orientação, a CCEE consolidou o mecanismo horário de verificação de indisponibilidade das usinas comprometidas com CCEARs por disponibilidade para fins de apuração da exposição financeira do vendedor no MCP.

Com isso, a forma como o mecanismo previsto era aplicado exigia que o gerador, que não pretendesse se sujeitar ao ressarcimento por insuficiência de geração, alocasse suas saídas forçadas e programadas em períodos horários.

Alguns agentes titulares de usinas térmicas com poucas unidades geradoras, como usinas a gás natural ou carvão mineral, questionaram a regra, alegando que a ANEEL e a CCEE estavam adotando um mecanismo de verificação de indisponibilidade e ressarcimento que, na prática, (i) não considerava os índices de indisponibilidade utilizados no cálculo da garantia física para fins de apuração da obrigação de entrega de energia e (ii) violava os direitos dos geradores relacionados à programação da manutenção e às possíveis falhas das usinas até os limites utilizados no cálculo da garantia física.

Os agentes alegavam, em resumo, que a regra impossibilitava o gerador de alocar as situações mais comuns de saída forçada e programada do empreendimento e, ao mesmo tempo, evitar sua exposição no MCP.

A Audiência Pública nº 063/2014 foi instaurada com o objetivo de *“obter subsídios para o aprimoramento da compatibilização da forma de entrega de energia dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs por disponibilidade de leilões antes de 2011 com a forma dos CCEARs dos leilões posteriores”*.

Na Nota Técnica nº 061/2014-SRG/ANEEL, que fundamentou a referida audiência pública, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração defendeu a uniformização da obrigação de entrega de energia dos contratos por disponibilidade com CVU não nulo. De acordo com a área técnica, haveria “(...) *razoabilidade técnica em ser alterado o tratamento dispensado aos contratos anteriores a 2011 no que se refere ao compromisso de entrega de energia, de modo a ser uniformizado com o tratamento dado aos contratos a partir de 2011.*”

Assim, referida nota técnica concluiu o seguinte:

“Da análise efetuada, conclui-se pela proposta de alteração das REGRAS com o objetivo de alocar ao agente vendedor em CCEARs por disponibilidades anteriores ao leilão de energia nova de 2011, excetuando-se os CCEARs originados do leilão de energia nova ocorrido em 2005, a receita proveniente da produção de energia elétrica acima da disponibilidade máxima da UTE, na proporção da venda da garantia física no ambiente regulado, mesma regra, portanto, utilizada nos CCEARs por disponibilidades posteriores leilão de 2011.”

Após a análise das contribuições dos agentes no âmbito da audiência pública, a Diretoria da ANEEL editou a Resolução Normativa nº 658/2015, que regulamenta a obrigação de entrega de energia para as usinas termelétricas com CVU não nulo vencedoras dos leilões de 2006 a 2010. Destaca-se o artigo 2º da resolução, o qual dispõe o seguinte:

“Art. 2º A obrigação de entrega de energia que trata o art. 1º se aplica às usinas termelétricas com CVU não nulo que se sagraram vencedoras nos Leilões de Energia Nova, realizados nos anos de 2006, 2007, 2008, 2009 e 2010.

§ 1º O montante de energia a ser entregue pela usina termelétrica ao comprador será considerado no processo de contabilização das operações de compra e venda de energia no Mercado de Curto Prazo, referenciados no centro de gravidade do submercado da usina, e será definido com base:

I – na geração inflexível verificada, na condição de a usina:

- a) não ser despachada por ordem de mérito; e*
- b) não ter atendido o compromisso de entrega anual de energia associada à inflexibilidade contratual, caso aplicável.*

II – no maior valor entre a geração inflexível verificada e a disponibilidade máxima contratual, na condição de a usina:

- a) ser despachada por ordem de mérito; e*
- b) não ter atendido o compromisso de entrega anual de energia associada à inflexibilidade contratual, caso aplicável.*

III – na disponibilidade máxima contratual, na condição de a usina:

- a) ser despachada por ordem de mérito; e*

b) ter atendido o compromisso de entrega do montante anual de energia associada à inflexibilidade declarada no CCEAR, caso aplicável.

§ 2º A disponibilidade máxima contratual corresponderá à parcela da disponibilidade máxima da usina termelétrica, comprometida com o CCEAR.”

Com a publicação da Resolução Normativa nº 658/2015, todas as usinas termelétricas vencedoras dos leilões de energia nova, a partir de 2006, passaram a ter a obrigação de entrega de energia nos moldes dos CCEARs de 2011 em diante.

No entanto, ainda *permanece o mecanismo temporal de verificação de indisponibilidade em base mensal*, o que, no entendimento de alguns agentes, fere o direito do gerador em ter paradas programadas e forçadas sem ficar exposto no MCP.

Alguns agentes recorreram ao Poder Judiciário para ter sua indisponibilidade contabilizada em média móvel de 60 meses. Destaca-se que as seguintes usinas termelétricas possuem decisões judiciais (liminares e sentenças) favoráveis à verificação de indisponibilidade nesse horizonte temporal, quais sejam, UTE Porto do Pecém, UTE Itaquí, UTE Pecém II, UTE Maranhão IV, UTE Maranhão V, UTE Parnaíba III, UTE Pernambuco III, UTE LORM (ex-Linhares), UTE Viana, UTE Maracanaú, UTE Borborema, UTE Palmeiras de Goiás e UTE Suape II.

Por fim, outro tema relevante em relação à obrigação de entrega de energia é a *geração fora da ordem de mérito de custo*, criada pela Resolução CNPE nº 8/2007.

Esta resolução autorizou o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) a decidir, com vistas à garantir o suprimento energético, que o ONS despache recursos energéticos fora da ordem de mérito econômico ou mude o sentido do intercâmbio entre submercados. Em outras palavras, a partir de dezembro de 2007, passou-se a permitir o despacho pelo ONS, por decisão do CMSE, de qualquer usina termelétrica, mesmo em situações de CMO inferior ao CVU e sem qualquer razão elétrica.

Essa modalidade de despacho aumentou significativamente o tempo de operação de algumas usinas termelétricas. Evidentemente, os CCEARs anteriores à Resolução CNPE nº 8/2007 não previam a geração fora da ordem de mérito, o que pode resultar em questionamentos, por parte de alguns agentes, em relação à obrigatoriedade do despacho e aos custos associados ao aumento do tempo de operação.

3.2.2. Outros Temas Relevantes Vinculados às Usinas Termelétricas no Novo Modelo

3.2.2.1. Penalidades

Além dos ressarcimentos e da possibilidade de exposição no Mercado de Curto Prazo, decorrentes da obrigação de entrega de energia, a legislação setorial e os CCEARs por disponibilidade trazem outras penalidades, elencadas a seguir:

- a) Penalidade da Cláusula 14;
- b) Penalidade por falta de combustível; e
- c) Atraso na entrada em operação comercial.

A penalidade prevista pela Cláusula 14 dos CCEARs por disponibilidade era aplicada caso os índices de indisponibilidade fossem superiores aos de referência utilizados no cálculo da garantia física, sendo o ressarcimento da energia indisponível calculado pelo PLD máximo para alguns leilões e pelo PLD médio para outros.

Após pleitos de agentes termoeletricos, a ANEEL entendeu que tal cláusula trazia um sinal regulatório excessivamente contundente para o gerador. Nesse sentido, a Agência editou a Resolução Normativa nº 599/2014, a qual revogou a penalidade da Cláusula 14 dos CCEARs por disponibilidade.

A penalidade por falta de combustível¹¹ é prevista na Resolução Normativa nº 583/2013, a qual substituiu a Resolução nº 433/2003. Seu artigo 6º dispõe que, para a entrada em operação de uma usina termoeletrica a combustível fóssil, o gerador deve apresentar um contrato de compra e venda de combustível que contenha uma cláusula de penalidade por falta de combustível, nos seguintes termos:

$$VSm = \{PMEDm + j \times [(PLDmax - PLDm)/4]\} \times ENPm$$

Onde:

VSm é o valor da Sanção, no mês m, em que tenha ocorrido falta de combustível, expresso em R\$;

PMEDm é o PLD médio mensal, no mês m, conforme divulgado pela CCEE, expresso em R\$/MWh;

j é a quantidade de meses em que tenha ocorrido falta de combustível, variando de 1 a 4. A cada mês em que tenha ocorrido falta de combustível, o valor de **j** será incrementado em uma unidade. Ao atingir 4, o valor de **j** permanecerá constante. Após 12 meses sem ocorrências de falta de combustível, o valor de **j** retornará a 1, caso ocorra nova falta de combustível;

PLDmax é o máximo valor vigente para o PLD, expresso em R\$/MWh; e

ENPm é a quantidade de energia que deixar de ser produzida no mês m, decorrente da falta de combustível, expressa em MWh.

No que diz respeito à penalidade por atraso na entrada em operação comercial das usinas termoeletricas, é importante destacar, inicialmente, que as usinas termoeletricas somente terão lastro para garantir a venda da energia de seus CCEARs

¹¹ A próxima Seção deste Capítulo discutirá a conveniência da exigência desta cláusula.

a partir da declaração de operação comercial, realizada pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração da ANEEL, nos termos da Resolução Normativa nº 583/2013.

Portanto, caso seja iniciado o período de suprimento dos CCEARs, mas a usina termoeétrica não esteja em operação comercial, o agente de geração deve celebrar contratos de compra de energia para fazer jus à sua venda. Caso não o faça, será penalizado por insuficiência de lastro de energia e potência e ficará, ainda, exposto no MCP. Caso o agente celebre os contratos de substituição, sua receita referente aos CCEARs poderá sofrer restrições, a depender do preço da energia acordado naqueles contratos.

Desde a celebração dos primeiros CCEARs por disponibilidade, houve uma evolução normativa acerca da remuneração do gerador em atraso, com a introdução do conceito do ICB online pela Resolução Normativa nº 595/2013. Inicialmente, a Resolução Normativa nº 165/2005 estabelece que o gerador em atraso deveria receber o menor entre os seguintes valores:

- I. Valor da energia do contrato de compra;
- II. Custo variável de geração ou disponibilização da energia, em caso de empreendimento termoeétrico;
- III. PLD acrescido de 10%; ou
- IV. Percentagem do preço da energia do contrato de venda original, de acordo com estas condições: a) para atraso de até três meses, 90%; b) para atraso superior a três e de até seis meses, 85%; c) para atraso superior a seis e de até nove meses, 80%; d) para atraso superior a nove e de até 12 meses, 70%; ou e) para atraso superior a 12 meses, 50%.

A partir da edição da Resolução Normativa nº 595/2013, o gerador em atraso passou a receber o menor entre os seguintes valores:

- I. Preço atualizado do contrato de venda original, reduzido pela aplicação do percentual de 15%, a partir do terceiro mês de atraso¹²;
- II. Valor médio mensal do PLD do submercado em que deve ocorrer a entrega da energia associada ao contrato de venda original, acrescido do montante obtido pela aplicação da seguinte fórmula¹³: ou

12 Neste caso, o preço será o valor simulado, em R\$/MWh, que seria suportado pelo comprador no mês, caso o empreendimento estivesse em operação.

13 Onde:

s é o montante a ser acrescido ao valor médio mensal do PLD;

PLD_{med} é o PLD médio mensal do mês em que restar configurado o atraso;

PLD_{max} é o máximo valor vigente para o PLD no mês em que restar configurado o atraso; e

PLD_{min} é mínimo valor vigente para o PLD no mês em que restar configurado o atraso.

$$s = \frac{25PLD_{\max} - 24PLD_{\text{med}} - PLD_{\min}}{PLD_{\max} - PLD_{\min}}$$

III. Preço do contrato de compra de energia elétrica adquirido pelo agente vendedor para recompor lastro ao contrato de venda original.

Destaca-se que o novo regramento tornou a remuneração ao gerador termoeletrônico em caso de atraso mais razoável e compatível com os princípios setoriais.

3.2.2.2. Potência Associada

O Novo Modelo do Setor Elétrico, criado a partir da Lei nº 10.848/2004, previu que os agentes vendedores do SIN devem apresentar lastro, não somente de energia (garantia física), mas também de potência, para garantir 100% de seus contratos. Assim, os contratos de compra e venda de energia, incluindo os CCEARs, passaram a ter, nos próprios instrumentos ou nas regras setoriais, uma potência associada.

Nos CCEARs por disponibilidade, a potência referente à venda de energia está normalmente associada à disponibilidade máxima da usina. Ou seja, se o gerador comercializou 100% de sua garantia física por meio de CCEARs, esse possui 100% de sua disponibilidade máxima associada ao contrato. No mesmo sentido, se comercializou 50% de garantia física, teria 50% de potência vinculada.

No entanto, em alguns leilões, como o 1º Leilão A-5 de 2013, a ANEEL inseriu um dispositivo nos CCEARs prescrevendo que a potência associada seria uma vez e meia o valor de energia vendida, enquanto em outros leilões, como o 2º Leilão A-5 de 2013, que a potência seria igual à disponibilidade máxima, independentemente do montante vendido.

A previsão de potência associada em desacordo com os requisitos de potência (capacidade instalada) das usinas titulares dos CCEARs pode trazer uma obrigação de o vendedor suprir mais potência do que a suprida pela própria usina que se sagrou vencedora no leilão. Além disso, há a possibilidade de os agentes de geração incorrerem em prejuízo, pois os mesmos podem precisar adquirir lastro de potência no mercado. Finalmente, trata-se de uma previsão que pode inviabilizar usinas com CVU baixo (com garantia física elevada).

Conforme destacado pela Eneva em suas contribuições à Audiência Pública referente ao 2º Leilão A-5 de 2013, (i) não há, nas diretrizes dos leilões, a obrigação de aquisição de lastro de potência adicional para cumprir os CCEARs e ii) tal exigência (de potência sendo uma vez e meia a garantia física vendida), efetuada pela ANEEL, é uma diretriz de política energética, cuja competência é do MME e não da Agência. Ademais, esta prática conflitaria com diretrizes emanadas pelo Ministério, no sentido de privilegiar a contratação de UTEs mais eficientes, ou seja, com alto fator de capacidade.

Assim, apesar de o problema financeiro não ser elevado para os geradores que possuem déficit de potência, trata-se de uma questão que deve ser analisada de modo criterioso, pois pode trazer graves problemas no futuro, principalmente se os valores a serem pagos por lastro de potência no mercado aumentarem a partir da exigência legal de obrigatoriedade de sua comprovação pelas concessionárias de distribuição.

3.3. Descasamento entre a Realidade Operacional e as Obrigações

Conforme visto acima, a contratação de geração térmica por disponibilidade é relativamente recente no Brasil, datando o arcabouço regulatório geral da reforma do modelo de comercialização de energia de 2004. Os primeiros contratos foram firmados após o Leilão de Energia Nova de 2005 e as primeiras usinas viabilizadas nessa modalidade contratual entraram em operação a partir de 2008. Já o uso intenso das termoeletricas contratadas por disponibilidade é um fato ainda mais recente, tendo ocorrido, pela primeira vez, entre o último trimestre de 2012 e o final de 2015. Este episódio de uso praticamente contínuo de todas as termoeletricas disponíveis representou um teste significativo à robustez da regulação econômica das termoeletricas e ao desenho dos contratos por disponibilidade.

A seguir, será feito um apanhado dos problemas operacionais e, sobretudo, econômico-financeiros verificados com termoeletricas contratadas por disponibilidade durante o referido período, bem como as medidas, em especial, de ordem regulatória realizadas para mitiga-los.

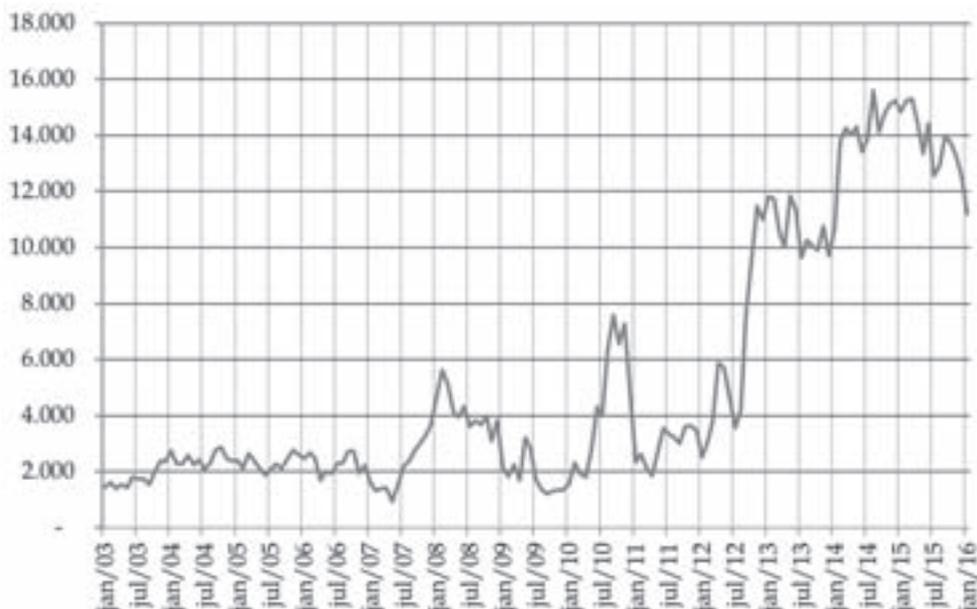
3.3.1. Contextualização do Problema

O uso intenso e prolongado das termoeletricas disponíveis enfrentado entre outubro de 2012 e finais de 2015 era, nos cenários utilizados nos leilões que contrataram os empreendimentos hoje em operação, um evento de baixa probabilidade. Considerando os cenários de despacho disponibilizados pela EPE para os leilões de 2008, uma termoeletrica a óleo, com CVU elevado, possuía, em ano qualquer, uma probabilidade de ser despachada continuamente de cerca de 5%.

Entretanto, o que ocorreu nos últimos anos foi o despacho contínuo de todas as termoeletricas com CVU baixo ou intermediário e o despacho por longos períodos de usinas com CVU elevado.

O Gráfico 1 mostra a geração térmica convencional entre janeiro de 2003 e janeiro de 2016, auxiliando a demonstrar o ocorrido. Há três episódios, no período em questão, com despacho contínuo de todas as termoeletricas. O primeiro deles ocorreu no início de 2008, por um período de tempo curto. O segundo ocorreu entre outubro de 2012 e meados de 2013 e incluiu várias termoeletricas que ainda não haviam entrado em operação no início de 2008. Nota-se que, no segundo semestre de 2013, as termoeletricas mais caras foram desligadas em um momento em que entravam em operação usinas a carvão e a gás, com CVU mais baixo. Finalmente, em início de 2014, houve um novo acionamento de todo o bloco térmico disponível, desta vez por um período longo, até o segundo semestre de 2015, quando começou o desligamento progressivo das termoeletricas mais caras.

Gráfico 1: Geração Térmica Convencional no SIN, entre janeiro de 2003 e janeiro de 2016 (em MWméd)



Fonte: www.ons.org.br, histórico de operação do ONS.

Com os episódios de despacho contínuo de todas as termoelétricas após outubro de 2012, o tempo de acionamento esperado para as usinas com CVU elevado, contratadas até 2008, já superou a expectativa original de acionamento para todo o contrato. Já as termoelétricas com CVU baixo ou intermediário têm sido, majoritariamente, despachadas continuamente desde o último trimestre de 2012 até o início de 2016.

3.3.2. Relação entre Índices de Disponibilidade e Despacho

O despacho contínuo representou um problema para os geradores térmicos, na medida em que estas usinas passaram a enfrentar restrições técnicas associadas ao próprio despacho ininterrupto, tornando a geração, dentro dos níveis de disponibilidade declarados previamente nos leilões, um grande desafio. Como consequência, verificou-se uma alta expressiva nos volumes de ressarcimentos dos contratos por disponibilidade, bem como uma degradação dos valores de garantia física de alguns geradores.

Conforme já fora relatado, os ressarcimentos às distribuidoras ocorrem quando as usinas termoelétricas contratadas por disponibilidade não cumprem com o compromisso contratual de entrega de energia. Em termos simplificados, o

compromisso de entrega de energia está relacionado à disponibilidade da usina, declarada pelo empreendedor à época do leilão e que inclui, tanto uma previsão para paradas forçadas por quebra de equipamentos, como uma previsão para indisponibilidades programadas relacionadas à manutenção dos equipamentos.

Do ponto de vista técnico, a taxa de paradas forçadas e a indisponibilidade por manutenções programadas podem ser estimadas com base em informações fornecidas pelos fabricantes dos equipamentos. Porém, o valor declarado pelo empreendedor no leilão pode não se realizar na prática mesmo que os equipamentos se comportem como o previsto. Isso pode ocorrer, tendo em vista que as manutenções, tanto preventivas como corretivas, decorrem da utilização efetiva dos equipamentos, sendo mais frequentes quando seu uso é mais intenso. Para ilustrar este ponto, apresenta-se o exemplo abaixo.

A rotina de manutenção dos equipamentos normalmente está associada à utilização dos mesmos. Por exemplo, pode o fabricante especificar que deve haver uma parada para revisão simples a cada 2.000 horas de uso e uma parada para revisão completa a cada 10.000 horas. Se a usina for despachada apenas 10% do tempo, somente no terceiro ano haverá a primeira revisão e a revisão completa de 10.000 horas só será realizada após 11 anos de operação. Todavia, se a geração for contínua, logo ao início do segundo ano de funcionamento já terão sido realizadas quatro revisões simples e uma revisão completa, resultando em um tempo de indisponibilidade programada muito maior do que no primeiro caso. Supondo que na revisão completa ocorra uma parada de 30 dias e definindo a indisponibilidade decorrente desta manutenção como o tempo de parada sobre o tempo total transcorrido, com um despacho de 10% do tempo, a revisão completa representa uma indisponibilidade de 0,7%, enquanto que, com um despacho de 100%, ela representa uma indisponibilidade de 7,3%.

Algo análogo ocorre com as paradas forçadas, decorrentes de problemas com os equipamentos. Como só há paradas forçadas quando os equipamentos são acionados, se a usina ficar parada durante anos, não haverá nenhuma parada forçada durante o período. No outro extremo, as paradas forçadas serão relativamente frequentes se há um despacho contínuo.

Assim, na prática, os índices de disponibilidade estão relacionados à frequência de despacho, caindo, significativamente, se há um despacho contínuo, como ocorreu a partir do final de 2012.

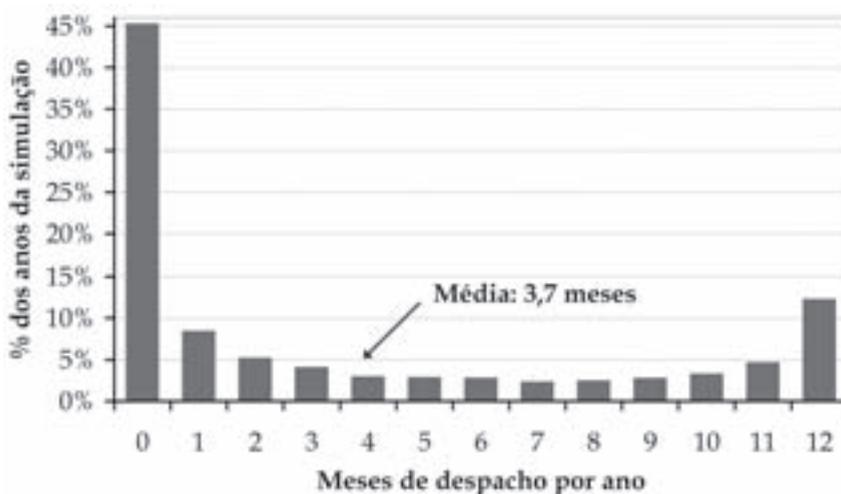
Neste período, também ocorreu outro tipo de problema, relacionado ao fato de haver uma parcela significativa de novas termoelétricas, as quais enfrentavam problemas de confiabilidade, normalmente associados ao início da operação comercial. Trata-se da famosa curva da banheira, a qual atribui ao início e ao fim da vida útil dos equipamentos índices de falha mais elevados.

3.3.3. Imprevisibilidade de Despacho e Índices de Disponibilidade

Devido à relação entre a frequência de paradas e o nível de despacho efetivo da usina, a declaração dos níveis de disponibilidade, realizada à época da inscrição do leilão, possui uma precariedade que é fruto da elevada incerteza do próprio despacho, como será visto a seguir.

O Gráfico 2 ilustra este ponto, exibindo a expectativa de funcionamento para uma usina termoeétrica com CVU intermediário à época dos Leilões A-3 e A-5 de 2008, através de um histograma do despacho anual de uma térmica flexível com CVU de R\$ 140/MWh. Esperava-se que esta usina fosse despachada, em média, 3,7 meses por ano, permanecendo ociosa em 45,3% dos anos e sendo despachada na base, durante 12 meses, em 12,3% dos anos.

Gráfico 2: Meses de Despacho por Ano para uma UTE com CVU de R\$ 140/MWh no Cenário Utilizado no Leilão A-3 de 2008



Fonte: Elaboração própria a partir de EPE, Cenários de CMO para o Submercado SE-CO para cálculo da garantia física do Leilão de A-3 de 2008.

O Gráfico 2 mostra que o despacho esperado de 3,7 meses ao ano é, na verdade, um valor atípico, com baixa probabilidade de ocorrência. Por exemplo, a probabilidade de, em um ano qualquer, haver despacho próximo à média, entre três e cinco meses, é de pouco mais de 10%. Destaca-se que se trata de uma distribuição de probabilidade que tende aos extremos, alternando alta ociosidade com geração muito intensa, e em que a ocorrência da média é improvável. Como a disponibilidade é função do nível de despacho, a disponibilidade esperada, baseada nas especificações do fabricante dos equipamentos, também é um valor atípico, o qual dificilmente se realizará em um período dado.

A imprevisibilidade do despacho se traduz em uma imprevisibilidade dos índices de disponibilidade da usina em questão, o mesmo se aplicando a todas as usinas que possuem, ao menos, uma parte da geração flexível. A relação entre disponibilidade e despacho faz, como foi visto, a declaração pelo empreendedor dos parâmetros associados à disponibilidade, à época da inscrição para o leilão, ser uma decisão de risco. Porém, esta relação também tem efeitos importantes ao planejamento da operação e da expansão.

Os *softwares* de planejamento da operação contam com as usinas termoelétricas flexíveis para economizarem água, em períodos de hidrologia desfavorável, e o volume de energia térmica que eles estimam poder adicionar ao sistema nestas situações reflete, justamente, o índice de disponibilidade de cada usina. Ocorre, porém, que a relação entre despacho e índices de disponibilidade torna as modelagens pouco realistas. Nas situações mais críticas, a suposição é que o desempenho das usinas seja igual ao de situações em que o despacho térmico médio seja bem menor, algo que seguramente não se verificará.

Esta relação possui, ainda, implicações ao planejamento da expansão, porque, de modo análogo ao que acontece no planejamento da operação, o planejador não considera, hoje, que em períodos de seca severa e prolongada deve ocorrer uma deterioração dos índices de disponibilidade do parque térmico flexível.

3.3.4. Problemas Relacionados à Comprovação de Reservas e aos Custos Variáveis

Outro problema relevante apresentado por termoelétricas contratadas por disponibilidade refere-se à necessidade de garantia das condições de fornecimento de combustíveis no longo prazo. Por um lado, as termoelétricas que operam com combustível nacional precisam apresentar, previamente ao leilão, comprovação de reservas para o uso contínuo durante toda a duração do contrato, o que, a depender do leilão, pode chegar a 25 anos. Por outro lado, todos os geradores térmicos contratados por disponibilidade precisam declarar parâmetros técnicos e econômicos que compõe o Custo Variável Unitário e embasam o seu reajuste por toda a extensão do contrato.

Ambas as exigências possuem inconvenientes, embora sejam de natureza distinta. Como já fora discutido em Capítulo anterior, a exigência de comprovação de combustível para uso contínuo durante todo o contrato torna difícil viabilizar novos projetos térmicos baseados em combustíveis nacionais, sobretudo de gás natural. Isso é justificado por dois fatores: a) o custo de comprovar reservas é muito elevado; e b) não se mostra econômico monetizar reservas em prazo tão longo, provavelmente muito maior do que o prazo do contrato, haja vista a exigência de que, pelo menos, metade da geração térmica seja flexível.

A solução para o problema da comprovação de reservas de combustível é relativamente simples, qual seja, permitir a contratação por períodos mais curtos ou

ocorrer o encerramento antecipado do contrato caso não se comprovem reservas em um horizonte rolante de, por exemplo, seis anos, tempo suficiente para contratar usinas substitutas.

Já a fixação dos parâmetros técnicos e econômicos associados à determinação do CVU atinge, tanto novos projetos, como projetos em fase operacional. O problema de fundo é um só: há sempre risco de que os custos variáveis reais discrepem da indexação do contrato, seja em favor do empreendedor, prejudicando, neste caso, o consumidor, que pagará pela energia mais do que o seu custo, seja contra o empreendedor, que terá dificuldade em manter o projeto funcionando nos moldes como ele foi contratado, pois incorrerá em prejuízo sempre que houver despacho.

O tema é complexo e merece tratamento aprofundado, mas cabem, aqui, duas considerações preliminares a respeito. Um descasamento entre os custos variáveis verificados e o CVU calculado a partir dos parâmetros do contrato pode ocorrer, basicamente, por duas razões. A primeira delas é uma eventual discrepância entre a variação do indexador adotado para o combustível e a variação dos custos efetivos de aquisição e transporte do mesmo. A segunda é uma variação nos parâmetros técnicos do próprio projeto ou da logística de combustíveis.

A declaração dos parâmetros econômicos para inscrição no leilão envolve a escolha de um indexador, na maior parte dos casos um índice internacional de carvão, gás ou óleo. O problema é que nem sempre é possível assegurar que os custos de aquisição e transporte do combustível para a planta vão variar na mesma proporção.

Tome-se, como exemplo, um contrato indexado ao Henry Hub, isto é, ao gás no mercado americano. No longo prazo, os custos de importação de GNL podem divergir substancialmente dos custos do Henry Hub, o que aconteceu, por exemplo, no período posterior à crise econômica de 2008, quando o consumo de gás no mercado americano caiu ao mesmo tempo em que a sua oferta interna, sobretudo de *shale gas*, aumentava a ritmo elevado. Na ausência de infraestrutura de exportação de gás de dimensão adequada nos EUA, aconteceu um descolamento por um período prolongado dos preços do mesmo no Henry Hub, ou seja, dos preços do GNL no mercado internacional. Assim, um agente brasileiro que tivesse o repasse dos custos de combustível indexado ao Henry Hub operaria com pesado prejuízo.

Outro exemplo hipotético é o da mudança de referência na formação do preço do gás. Hoje, o Brasil é um mercado consumidor de GNL e, assim, o preço do produto no país tende a ser determinado como o preço no mercado exportador de referência **mais** o custo do transporte. Ora, se ao longo dos 25 anos de um contrato de GNL, o Brasil se tornar exportador do produto, a formação de preço tenderá a ser dada em função do preço no mercado consumidor de referência **menos** o custo do transporte. Como o custo de liquefação, transporte e regaseificação do gás é elevado, é possível que a planta contratada a GNL gere, no futuro, com gás nacional, mas a custos muito elevados, descolados da realidade brasileira.

3.4. Referências Bibliográficas

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 658, de 14 de abril de 2015*. Brasília: DOU, 20.04.2015, seção 1, p. 87, v. 152, nº 74.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Contribuições da Eneva S.A. à Audiência Pública nº 108/2013*. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/108/contribuicao/eneva_ap108_2013.pdf. Acesso em: 28 de março de 2016.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Minuta de CCEARs – Audiência Pública nº 13/2007*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>. Acesso em: 28 de março de 2016.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Nota Técnica nº 061/2014-SRG-SEM/ANEEL*. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/063/documento/nota_tecnica_n%C2%BA_61-2014-srg-sem-aneel.pdf. Acesso em: 28 de março de 2016.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Processo Administrativo nº 48500.003200/2013. Ressarcimento por verificação de indisponibilidade superior à utilizada no cálculo da garantia física*. Maio de 2013.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Processo Administrativo nº 48500.005331/2002-11. Grupo EDP*. Novembro de 2002.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Processo Administrativo nº 48500.005404/2002-93. Copel Distribuição S/A*. Novembro de 2002.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Processo Administrativo nº 48500.005608/2002-33. Companhia Força e Luz Cataguazes Leopoldina*. Novembro de 2002.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução nº 233, de 14 de julho de 1998*. Brasília: DOU, 14.03.2003, seção 1, p. 60, v. 140, n. 51.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução nº 266, de 27 de maio de 2007*. Brasília: DOU, 05.06.2007, seção 1, p. 50, v. 144, n. 107.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 165, de 19 de setembro de 2005*. Brasília: DOU, 29.09.2005, seção 1, p. 56, v. 142, n. 188.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 293, de 04 de dezembro 2007*. Brasília: DOU, 07.12.2007, seção 1, p. 80, v. 144, n. 235.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 500, de 17 de julho de 2012*. Brasília: DOU, 27.07.2012, seção 1, p. 63, v. 149, n. 145.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 583, de 22 de outubro de 2013*. Brasília: DOU, 05.11.2013, seção 1, p. 57, v. 150, nº 215 e retificado no DOU de 12.11.2013.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 595, de 17 de dezembro de 2015*. Brasília: DOU, 02.01.2014, seção 1, p. 34, v. 151, nº 1.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 599, de 28 de janeiro de 2014*. Brasília: DOU, 05.02.2014, seção 1, p. 48, v. 151, nº 25.

BRASIL. *Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2004*. Brasília: DOU, 25.02.2000. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D3371.htm. Acesso em: 28 de março de 2016.

BRASIL. *Decreto nº 73.102, de 07 de novembro de 1973*. Brasília: DOU, 08.11.1973. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1970-1979/d73102.htm. Acesso em: 28 de março de 2016.

BRASIL. *Lei nº 5.899, de 05 de julho de 1973*. Brasília: DOU, 09.07.1973. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L5899.htm. Acesso em: 28 de março de 2016.

BRASIL. *Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998*. Brasília: DOU, 28.05.1998. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm. Acesso em: 28 de março de 2016.

BRASIL. *Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002*. Brasília: DOU, 29.04.2002, seção 1, p. 2.

BRASIL. *Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004*. Brasília: DOU, 16.03.2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm. Acesso em: 28 de março de 2016.

BRASIL. *Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015*. Brasília: DOU, 09.12.2015. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13203.htm. Acesso em: 28 de março de 2016.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de Azevedo. *Considerações sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro*. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 15. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, 2010.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de Azevedo. *Desequilíbrio Econômico e Financeiro das Usinas Termoeletricas frente à Persistência da Crise Hidrológica: 2012-2014*. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 61. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, 2014.

CNPE, Conselho Nacional de Política Energética. *Resolução nº 8, de 20 de dezembro de 2007*. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resolucao.pdf>. Acesso em: 28 de março de 2016.

MME, Ministério de Minas e Energia. *Portaria nº 43, de 25 de fevereiro de 2000*. Brasília: DOU, 28.02.2000.

MME, Ministério de Minas e Energia. *Portaria nº 215, de 26 de julho de 2000*. Brasília: DOU, 27.07.2000.

MME, Ministério de Minas e Energia. *Portaria nº 551, de 06 de dezembro de 2000*. Brasília: DOU, 07.12.2000.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico *Informativo Diário Preliminar da Operação – 14 de abril de 2016*. Disponível em: http://www.ons.org.br/publicacao/ipdo/Ano_2016/IPDO-14-04-2016.pdf. Acesso em: 15 de abril de 2016.

4

Análise Comparativa Internacional de Desenhos de Mercados Atacadistas de Energia¹

Nivalde J. de Castro, Roberto Brandão, Guilherme de A. Dantas,
Pedro Vardiero, Paola Dorado

O modelo comercial do Setor Elétrico Brasileiro vem se apresentando financeiramente instável em períodos de crise hidrológica prolongada. Entre outubro de 2012 e o início de 2016, o Operador Nacional do Sistema despachou de forma ininterrupta a maior parte das usinas termoeletricas existentes, incluindo as mais caras usinas a óleo, que operaram continuamente durante boa parte desse período. Evitou-se o racionamento, mas os altos preços da energia no curto prazo provocaram um grande impacto financeiro para os agentes expostos: consumidores subcontratados, geradores hídricos com déficit de geração (GSF), geradores térmicos que, por qualquer razão, não conseguiram gerar a energia despachada pelo ONS e geradores com entrada em operação em atraso.

O Governo Federal reagiu à crise financeira com uma série de inovações regulatórias, destinadas, essencialmente, a manter o sistema solvente. As distribuidoras que, em 2013 e 2014, estavam subcontratadas, tendo que comprar energia no Mercado de Curto Prazo a um PLD muito elevado, foram socorridas, primeiro mediante aportes extraordinários do Tesouro Nacional, via CDE, depois com a captação de empréstimos, via CCEE, garantidos por aumentos futuros da tarifa dos consumidores cativos. Em fins de 2014, a ANEEL decidiu reduzir o teto do PLD para 2015, diminuindo o risco dos agentes expostos no Mercado de Curto Prazo. Também foi introduzido e aperfeiçoado, já em 2015, o mecanismo das bandeiras tarifárias, através do qual as faturas dos consumidores cativos passaram a conter uma sinalização mensal da situação hidrológica do país, com a finalidade de adiantar receita às distribuidoras.

¹ Este Capítulo é uma versão revista e modificada do texto Castro, N.; Brandão, R.; Dantas, G.; Vardiero, P.; Dorado, P.: *Análise comparativa internacional e desenhos de mercados atacadistas de energia*, TDSE nº 75, publicado pelo GESEL, em agosto de 2017, e disponível em www.gesel.ie.ufrj.br.

De todo modo, muitos geradores procuraram proteção judicial contra as obrigações financeiras relacionadas ao elevado PLD, no âmbito do Mercado de Curto Prazo da CCEE. Observa-se que projetos em atraso obtiveram liminares suspendendo débitos, relativos a obrigações de compra de energia ao PLD, para honrar compromissos relacionados a contratos de longo prazo firmados. Por sua vez, usinas termoeletricas questionaram o entendimento da ANEEL quanto à forma de mensurar a obrigação de entrega de energia dos contratos por disponibilidade e de calcular o ressarcimento devido às distribuidoras, em caso de geração inferior à ordem de despacho, obtendo decisões favoráveis em primeira e até em segunda instância, as quais reduziram substancialmente o risco associado à indisponibilidade de equipamentos. Em paralelo, geradores hidroelétricos com altos compromissos na CCEE, originados no GSF, também tiveram os débitos suspensos por decisões liminares. A inadimplência derivada destas ações levou o Governo Federal a propor uma fórmula de repactuação do risco hidrológico, a qual transferiu, mediante desconto, parte dos riscos dos contratos para os consumidores do mercado regulado.

A dimensão do estresse financeiro, a quantidade de inovações regulatórias que se fez necessária e o volume de ações judiciais, muitas delas ainda em tramitação, deixaram evidente que o modelo de comercialização de energia no atacado não estava preparado para uma situação de seca prolongada, como a experimentada nos anos recentes.

No entanto, cabe indagar se o problema estava no desenho do mercado como um todo ou na sua implementação e em que medida as alterações já introduzidas solucionaram, adequadamente, os problemas verificados².

O objetivo central deste Capítulo é analisar exemplos internacionais de desenhos de mercados ou de arranjos contratuais que possam subsidiar propostas que permitam, devidamente adaptadas à realidade brasileira, mitigar os riscos que impactaram o modelo brasileiro na recente situação de seca severa.

De uma forma geral, a amostra internacional concentrou-se em modelos com semelhanças mínimas com o modelo brasileiro. O ponto principal para a seleção dos mercados estudados é que neles os geradores consigam algum nível de previsibilidade de receitas, ou seja, que a renda dos geradores não dependa excessivamente dos preços de curto prazo da energia. A justificativa deste critério está no perfil do parque gerador brasileiro, em que a forte predominância da geração hídrica faz os preços de curto prazo oscilarem de forma acentuada no tempo, podendo assumir valores irrisórios ou extremamente elevados por períodos prolongados. Assim, foi dada preferência a países com mecanismos de contratação de longo prazo ou modelos de remuneração do gerador capazes de dar maior previsibilidade às receitas, por exemplo, através de um misto de pagamentos por capacidade e energia, tema relevante e atual, em função da proposta sobre esta

² Para uma análise detalhada da crise financeira no Setor Elétrico Brasileiro, ver Castro, Brandão, Machado e Gomes (2017).

questão específica formulada na Nota Técnica da Consulta Publicado nº 33/2017³, do Ministério de Minas e Energia, que objetiva aperfeiçoar o modelo do SEB.

O Capítulo está dividido em cinco partes. Na parte um, é realizada uma avaliação histórica da evolução dos Setores Elétricos ao redor do mundo, destacando as características básicas das reformas liberalizantes. Na parte dois, são analisados os fundamentos do mercado atacadista de energia. Na parte três, são detalhados o funcionamento básico dos mercados de energia de curto prazo e as limitações apresentadas para garantir a apropriada expansão dos sistemas elétricos. Por fim, as partes quatro e cinco examinam as diferentes formas de contratação a prazo adotadas nos países analisados.

4.1. A Indústria Elétrica no Mundo

Historicamente, a indústria elétrica organizou-se em monopólios verticalizados, os quais, em geral, eram propriedade do Estado. As empresas monopolistas eram encarregadas da produção, do transporte e da distribuição da energia até o consumidor final. Tratavam-se de estruturas verticalizadas, de monopólio natural em toda a cadeia produtiva (JOSKOW, 2008).

Porém, os altos custos verificados, tanto de operação, quanto de investimento, levavam ou a uma tarifa elevada para o consumidor final ou à necessidade de subsídios por parte do Estado. Grosso modo, a ineficiência e os altos custos do setor induziram a transferência desta atividade ao capital privado, o que determinou um processo de transformação radical da indústria elétrica, a partir dos anos 1980 e 1990.

Neste processo, tornou-se o objetivo principal da reforma criar um novo marco institucional no Setor Elétrico, que permitisse o aumento de produtividade no longo prazo, assegurando a apropriada distribuição dos benefícios aos usuários, através de um sistema de preços capaz de refletir a alocação eficiente dos custos econômicos do fornecimento de energia e estimular a melhoria da qualidade do serviço para o consumidor (JOSKOW, 2008).

Perseguindo este objetivo, um dos primeiros países que reestruturou o Setor Elétrico foi o Reino Unido, em um processo de liberalização iniciado em 1989, com a promulgação da *The Electric Act* (ROTARU, 2013). As reformas introduzidas no Reino Unido converteram-se em referência às reformas ao redor do mundo, visando implementar estruturas de mercado através dos seguintes elementos centrais (JOSKOW, 2008):

3 Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=jvd05hAf&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultald-Normal=33&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_javax.portlet.action=downloadArquivo.

- i. Desverticalização da indústria elétrica nas diferentes atividades: geração, transmissão, distribuição e comercialização;
- ii. Privatização das empresas públicas;
- iii. Restruturação horizontal da geração, a fim de criar várias empresas com capacidade de competição intramercado;
- iv. Redes de transmissão e de distribuição mantidas como monopólios naturais com tarifas definidas pelo Estado, através de uma Agência Reguladora;
- v. Operação do sistema elétrico executada por um operador independente;
- vi. Criação do mercado atacadista de energia elétrica, no qual geradores vendem grandes blocos de energia; e
- vii. Competição no mercado de varejo, através da liberalização de todos os consumidores, tornando livre a escolha do comercializador de energia.

Vários países seguiram o modelo inglês e liberalizaram seus setores elétricos. Contudo, nem todos implementaram o mesmo modelo e, frequentemente, a liberalização ficou restrita à comercialização da energia no atacado. A adoção de mecanismos de mercado é um traço comum, mas a estrutura do mercado varia bastante de país a país. Alguns países mantiveram o modelo anterior de monopólios verticalmente integrados, como é o caso, por exemplo, do México, que somente iniciou sua reforma liberalizante em 2014.

Neste contexto, a presente análise estará centrada em diferentes estruturas de mercados atacadistas de energia, adotadas em 12 países selecionados⁴ e em três operadores de sistema dos Estados Unidos (Califórnia, PJM e New England ISO).

A opção pela análise de uma amostra diversificada de modelos advém da necessidade de comparação entre mecanismos de contratação utilizados com o atual modelo comercial brasileiro. Espera-se que esta diversidade permita uma maior e melhor compreensão dos problemas que o modelo do Brasil possui.

A Tabela 1 apresenta os países selecionados, possibilitando a compreensão da dimensão do mercado de energia elétrica através do consumo *per capita*.

4 A justificativa para a seleção de cada um destes países encontra-se em Castro *et al.* (2017a).

Tabela 1: Países Selecionados para Análise Comparativas (em kWh *per capita*)

Países Selecionados	Tamanho dos Mercados				
	724 a 1.211	1.211 a 2.453	2.463 a 3.810	3.810 a 5.452	5.452 a 12.954.5
Brasil		X			
Peru	X				
Colômbia	X				
México		X			
Chile			X		
Estados Unidos					X
Portugal				X	
Reino Unido				X	
Índia	X				
China			X		
Coreia do Sul					X
Japão					X

Fonte: World Bank Data Base (2016).

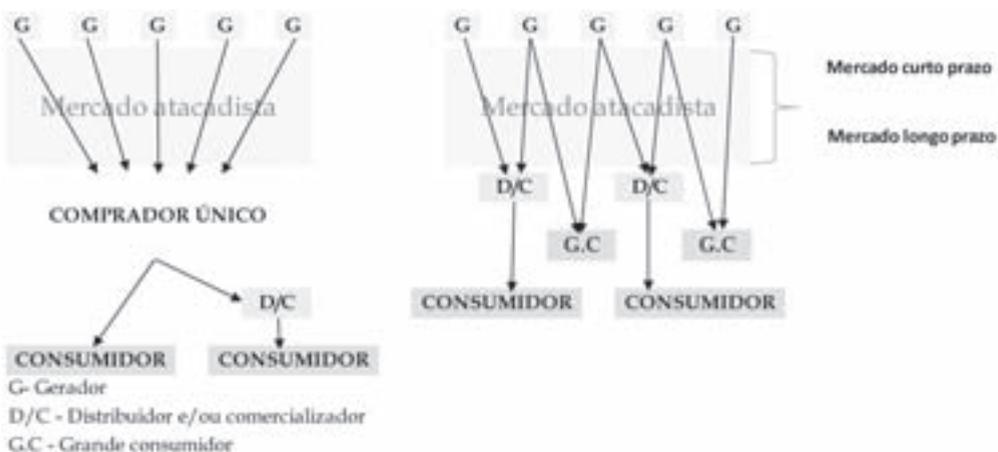
4.2. O Mercado Atacadista de Energia

Com a liberalização da indústria elétrica e a introdução de mecanismos de mercado, os Setores Elétricos em todos os países analisados foram divididos em dois grandes mercados: o **mercado de varejo** e o **mercado atacadista**.

No mercado de varejo, a energia é vendida aos consumidores finais, tipicamente consumidores residenciais e comerciais com baixo consumo de energia elétrica. Já no mercado atacadista, a energia é vendida em grandes blocos pelos geradores aos comercializadores, distribuidores e grandes consumidores.

O mercado atacadista pode estar organizado em função de duas estruturas básicas: o esquema de comprador único e a diferenciação entre o mercado de curto e longo prazo, conforme apresentado na Figura 1, embora cada país apresente características próprias.

Figura 1: Modelos de Organização Básica do Mercado Atacadista



Fonte: Elaboração própria.

Dentre os países estudados, a China, a Coreia do Sul e o México (este último, antes da reforma de 2014) apresentam um esquema de comprador único, enquanto no restante dos países analisados, comercializadores e mesmo grandes consumidores compram no mercado atacadista, através de contratos de curto ou de longo prazo.

O esquema de comprador único de energia apresenta algumas características gerais, dentre as quais destaca-se que o comprador único é uma empresa do Estado, normalmente proprietária das redes de transmissão e distribuição e se encarrega de repassar a energia aos consumidores finais. Na atividade de geração, existem produtores públicos, os quais, em geral, são a parte de geração da empresa estatal que foi desverticalizada, e Produtores Independentes de Energia.

Contudo, o mecanismo de comercialização dos geradores com o comprador único pode variar entre os países. Através do Quadro 1, constata-se que, na China, são as empresas de rede que atuam como comprador único, dependendo da região, sendo o Estado, através do *National Development and Reform Commission* (NDRC), que aprova os contratos de compra e venda de energia, inclusive quanto à fixação de preços. No México, no modelo verticalizado adotado até recentemente, era a *Comisión Federal de Electricidad* (CFE), empresa pública verticalizada, que atuava como comprador único dos Produtores Independentes de Energia, mediante três tipos de contratos. Já na Coreia do Sul, é a *Korean Electric Power Corporation* (KEPCO), empresa pública, que compra toda a energia através de uma espécie de mercado de curto prazo onde os geradores realizam suas ofertas.

Quadro 1: Esquema de Comprador Único

País	Comprador Único	Geradores	Comercialização
China	State Grid Corporation of China ou China Southern Power Grid Corporation	Cinco grandes geradores do Estado e Produtores Independentes de Energia	Contratos de longo prazo negociados entre o gerador e a empresa de rede correspondentes, porém aprovados e validados pelo Governo, por meio da NDRC, que determina o preço de venda.
México*	Comisión Federal de Electricidad	Geradores da CFE e Produtores Independentes de Energia	Investidor realizava o investimento e, após concluída a construção, era assinado um contrato tipo <i>leasing</i> , através do qual a operação da usina era transferida à CFE. (2) Produtor Externo de Energia (PEE): investidor realizava o investimento e assinava contrato de longo prazo para venda de energia à CFE. (3) Obra Pública Financiada (OPF): investidor realizava o investimento na obra e, posteriormente, a CFE contratava um crédito público para o financiamento da compra total da usina.
Coreia do Sul	Korean Electric Power Corporation	Seis empresas subsidiárias da KEPCO e Produtores Independentes de Energia	Mercado <i>spot</i> onde as geradoras submetem suas ofertas. No ponto onde a curva de demanda encontra a curva de oferta, produz-se o preço de equilíbrio e todas as plantas despachadas são remuneradas com esse preço.

* O quadro refere-se ao modelo mexicano anterior a 2014. Desde 2014, o Setor Elétrico do México atravessa por uma profunda reforma, visando a implementação de um modelo de mercado. Os contratos firmados no modelo antigo seguem vigentes, havendo intenção de oferecer aos Produtores Externos de Energia a opção de migrarem para o modelo de mercado.

Fonte: Castro et al. (2017a).

O caso da Coreia do Sul é interessante, porque tenta replicar as condições de um mercado de energia onde o despacho é determinado pela ordem de mérito e o preço é definido em função dos custos variáveis. Porém, como se constata no Box 1, o modelo sul-coreano ainda se caracteriza por ter uma alta participação estatal, não apenas na cadeia produtiva, mas também no controle dos preços de mercado.

Box 1: Mercado Atacadista de Energia da Coreia do Sul⁵

O Setor Elétrico Sul-Coreano passou por uma importante reestruturação, iniciada oficialmente no ano de 2001. O plano de reestruturação foi concebido para acontecer em três fases: (i) competição no segmento de geração; (ii) competição no atacado; e (iii) competição no varejo. Em 2004, em resposta às pressões políticas antirreforma, o plano de reestruturação foi suspenso abruptamente por tempo indeterminado, após a implementação da primeira fase.

Desse modo, na atual estrutura do Setor Elétrico, todas as geradoras competem entre si para vender energia elétrica para a KEPCO, a qual ainda mantém seu *status* de monopolista nos demais segmentos, através de um mercado de curto prazo que funciona da seguinte forma.

Um dia antes do despacho, a *Korean Power Exchange* (KPX) calcula a demanda prevista e recebe as ofertas de disponibilidade de geração por parte dos geradores. O preço de oferta de cada gerador é calculado mensalmente pelo Comitê de Estimação de Custos, subordinado à KPX, tendo em vista os custos variáveis de cada usina. Os custos variáveis consistem em três componentes: custo do combustível incremental, custo sem carga e custo de inicialização. Sendo assim, os geradores informam a capacidade que podem vender, dado o preço de oferta que foi calculado por cada um pelo Comitê de Estimação de Custos. Com base nessa informação, realiza-se o despacho por ordem de mérito até o ponto onde a oferta se iguala à demanda, sendo precisamente neste ponto que se forma o preço do mercado (*System Marginal Price - SMP*), o qual corresponde à última usina despachada para atender à demanda.

A remuneração paga pela KEPCO aos geradores possui três elementos distintos. O primeiro é o SMP. O segundo elemento é o preço por capacidade, calculado para compensar os custos fixos dos geradores. Este preço é diferenciado para cada tipo de usina e é calculado pelo Comitê de Avaliação de Custos da KPX, baseado em plantas de geração de referência, sendo revisto anualmente. Cada planta que se apresenta com disponibilidade para gerar no mercado *spot* é remunerada por seu preço de capacidade correspondente. Por fim, é acrescentada a remuneração pelos custos de serviços ancilares.

⁵ Informações detalhadas sobre o Setor Elétrico da Coreia do Sul encontram-se em Castro *et al.* (2017a).

Todos os outros países analisados apresentam uma estrutura de mercado atacadista que possui um mercado de curto prazo e algum mecanismo de longo prazo capaz de garantir os investimentos em expansão. A seguir, são detalhados os tipos de mercado de curto prazo identificados neste estudo.

4.3. Mercados de Curto Prazo

Em linhas gerais, o objetivo das reformas liberalizantes no Setor Elétrico era criar um novo modelo que permitisse a sociedade auferir benefícios de longo prazo, obtidos através de mecanismos de mercado, notadamente estimulando, onde fosse possível, a concorrência entre agentes econômicos.

Em princípio, conforme destaca Joskow (2008), os incentivos criados no mercado competitivo deveriam promover a correta expansão do sistema, reduzir os custos de operação dos investimentos em capital fixo, incentivar as inovações tecnológicas e promover um melhor serviço de redes, sendo a sociedade beneficiada por preços mais competitivos e melhor qualidade do serviço.

A ideia fundamental foi aproximar ao máximo o mercado atacadista de energia elétrica de um mercado em concorrência perfeita (GREEN e NEWBERY, 1992). Na teoria microeconômica, segundo Varian (2005), existem condições fundamentais para caracterizar um mercado como perfeitamente competitivo:

- i. O mercado deve ter grande número de produtores e compradores para que nenhum deles tenha poder de mercado;
- ii. Como nenhum agente pode influenciar o preço, eles são apenas tomadores de preço, podendo somente decidir o quanto desejam produzir;
- iii. Há um produto homogêneo;
- iv. Não existem barreiras à entrada nem à saída no mercado;
- v. Existe livre mobilidade dos fatores de produção, capital e trabalho, em todas as empresas e na indústria como um todo; e
- vi. Não existe assimetria da informação, logo todos os agentes sempre possuem exatamente as mesmas informações para tomarem suas decisões.

Na realidade, nenhum mercado apresenta as condições de concorrência perfeita. Porém, o desafio do desenho de mercado é criar várias destas condições para que o resultado do mercado seja o mais próximo possível da concorrência perfeita.

No caso da indústria elétrica, a desverticalização dos monopólios estatais e a permissão para que novos agentes privados atuem como produtores de energia aumentaram o número de agentes e o livre acesso às redes retirou barreiras à entrada de produtores e consumidores. Com muitos agentes, todos são tomadores de preço e, como será analisado a seguir, o este é determinado pela interação da oferta e da demanda de energia. Porém, Castro *et al.* (2014) assinalam que, em sistemas pequenos, existe maior possibilidade de exercício do poder de mercado, pois as economias de escala impedem que existam muitos agentes do lado da oferta.

A energia elétrica é um produto homogêneo, porque, independente da fonte, o produto final é o mesmo, a energia elétrica. Porém, como será analisado mais adiante, quando o produto a ser transacionado é a capacidade ou a confiabilidade, ele pode não ser perfeitamente homogêneo, criando dificuldades para o desenho de mercado.

Ademais, a energia elétrica, na prática, não pode ser estocada e a oferta e a demanda precisam estar em equilíbrio dinâmico em todos os momentos. Esta característica faz com que o mercado tenda a ser complexo e o preço possa ser extremamente volátil, mesmo em prazos curtos, comparado com mercados para outro tipo de bens e serviços.

Concomitantemente, a indústria elétrica caracteriza-se por ser intensiva em capital, possuir longo prazo de maturação e por ter altos custos afundados, o que *per se* constitui em uma barreira à entrada e à saída de empresas (GREEN e NEWBERY, 1992).

Considerando as características da indústria elétrica e visando aproximar o mercado de energia elétrica de um mercado perfeitamente competitivo, os países optaram, em geral, pela formação de mercados de energia de curto prazo. Embora em alguns mercados existam especificidades, essencialmente o mercado de energia funciona como detalhado de forma sucinta a seguir (KRISCHEN e STRBAC, 2004):

- i. Os geradores realizam ofertas (*bids*) de uma certa quantidade de energia a um determinado preço, o qual, em geral, é em função dos custos variáveis de geração para um determinado período de tempo. A partir dos *bids* de todos os geradores, define-se a curva de oferta do mercado.
- ii. Por sua vez, a curva de demanda é formada a partir dos requerimentos de energia dos consumidores. Como a demanda de energia é altamente inelástica no curto prazo⁶, em geral é estabelecida a partir de projeções de mercado, em que a curva tende, em muitos casos, a ser vertical, ou seja, no curto prazo ela é inelástica ao preço⁷.
- iii. Da interseção das curvas de oferta e de demanda em determinado período resulta o preço de mercado. Este preço é igual ao preço do último gerador necessário para fornecer a energia demandada no momento.
- iv. Como o preço do gerador é determinado pelo custo variável de produção, o preço do mercado é igual ao custo marginal do último gerador necessário para atender à demanda em um determinado período de tempo.

6 Não apresenta grandes variações de volume demandado ante uma variação de preço.

7 Em alguns mercados, como no Texas, os consumidores também podem fazer ofertas de preço e quantidade para reduzirem a demanda quando o preço de mercado atingir o valor ofertado, tornando, na prática, a demanda flexível.

- v. Todos os geradores cujos custos sejam menores ou iguais ao preço de mercado são chamados a operar e a remuneração dos agentes despachados é feita ao preço de mercado.
- vi. Existe um operador independente do sistema que garante, em tempo real, o equilíbrio instantâneo da oferta e da demanda de energia elétrica, fazendo o ajuste fino entre a geração e o consumo efetivos.

Este esquema, em um mercado competitivo, a princípio criaria incentivos econômicos capazes de sinalizar, tanto o funcionamento eficiente do mercado de energia, quanto a expansão adequada do sistema.

Como mencionado por Castro *et al.* (2014), o mercado de curto prazo sinaliza corretamente a eficiência econômica na geração, uma vez que os agentes mais eficientes, portanto menos custosos, são despachados com maior frequência. Existem, também, incentivos à expansão ao mínimo custo, porque novas plantas, geralmente mais eficientes, são remuneradas durante boa parte do tempo com preços acima do custo direto de produção, o que lhes permite recuperar os custos variáveis e remunerar o capital investido. Por sua vez, as centrais mais custosas tendem a operar menos tempo, dificultando a recuperação dos custos fixos e, no limite, criando um incentivo para que saiam do mercado.

Como já mencionado, os mercados de energia foram criados na maioria dos países estudados. Conforme apontam Shuttlesworth e McKenzie (2002), existem dois tipos de mercados de energia, denominados *gross pool* e *net pool*.

O *gross pool* caracteriza-se por ser um tipo de mercado de energia no qual o operador realiza o despacho centralizado, independente dos contratos. Em outras palavras, os contratos assinados entre geradores e compradores são contratos financeiros, os quais não envolvem despacho físico de energia elétrica (SHUTTLEWORTH e MCKENZIE, 2002).

Neste esquema, o operador independente conhece os preços unitários de geração de cada gerador, realiza o despacho centralizado em função da ordem de mérito e o último gerador necessário para fornecer à demanda determina o preço de mercado. Destaca-se que o esquema de *gross pool* é amplamente implementado em países da América Latina (SHUTTLEWORTH e MCKENZIE, 2002).

Em contraste ao *gross pool*, no *net pool*, os agentes realizam negociações, através de plataformas de negociação, firmando contratos de curto prazo até poucas horas antes do despacho efetivo da energia. A oferta resultante do conjunto de contratos é informada ao operador independente, o qual realiza o despacho em função dos mesmos. Assim, estes contratos são denominados contratos físicos de energia (SHUTTLEWORTH e MCKENZIE, 2002).

Nestes mercados de energia, as negociações de curto prazo estão diferenciadas pelo período de realização, distinguindo-se três tipos:

- i. Mercado do dia seguinte (*day ahead market*), onde se liquida a energia para o dia seguinte;
- ii. Mercado intradiário (*intraday market*), no qual os participantes podem ajustar suas posições no mesmo dia do despacho físico; e
- iii. Mercado de balanço ou em tempo real.

No mercado do dia seguinte, os geradores realizam ofertas de energia para cada hora ou fração do dia seguinte com o respectivo preço, assim existe um preço de equilíbrio para o intervalo de mercado. Em geral, é no mercado do dia seguinte que se transaciona o maior volume de energia no curto prazo.

O mercado intradiário começa a operar logo após o fechamento do mercado do dia seguinte e se estende até pouco tempo antes da operação real do sistema. Este mercado permite aos agentes ajustarem suas posições, na medida em que a hora efetiva do despacho se aproxima, determinando um preço para cada hora ou fração das negociações intradiárias.

O mercado de balanço, por sua vez, funciona na hora da operação efetiva. Como a energia é um produto que requer a oferta e a demanda equilibradas em tempo real, nem sempre a operação do sistema determinada nos mercados do dia seguinte e intradiário se concretiza. Isso justifica-se pelo fato de que a demanda em tempo real dificilmente é exatamente igual à demanda estimada e, adicionalmente, existem contingências, como a saída inesperada de alguma máquina ou a queda de uma linha de transmissão. Além de precisar solicitar em tempo real alterações, para mais ou para menos, na produção e no consumo de energia, o operador também precisa de outros serviços para manter o equilíbrio do sistema. Estes serviços são denominados serviços ancilares⁸, os quais, usualmente, são contratados diretamente pelo operador através de diferentes mecanismos, desde contratos bilaterais até mercados de serviços ancilares.

Na Europa, as negociações de contratos, via de regra, são realizadas em plataformas financeiras. Já nos Estados Unidos, apesar de o Setor Elétrico estar dividido em diferentes mercados com características próprias, eles convergem para um desenho em que os operadores de sistema⁹ são responsáveis pela administração do mercado de energia e não as plataformas financeiras (ELA *et al.*, 2014). Estes mercados estão organizados como um *pool*, onde os agentes compram e vendem energia no mercado do dia seguinte (*day ahead market*), para cada hora do dia, sendo que estas transações de fato determinam o despacho. Devido a diferenças entre a quantidade contratada e a demanda real, o mercado de energia norte-americano também possui um mercado em tempo real, onde o preço é determinado a

8 Estes são serviços, além da geração de energia, necessários para o correto funcionamento do sistema. Por exemplo, o *blackstart*, a reserva girante, o controle de tensão, entre outros.

9 Atualmente, nos Estados Unidos, existem nove operadores de sistema, entre *Independent System Operator* (ISO) e *Regional Transmission Organization* (RTO) (ELA *et al.*, 2014).

cada 5 minutos e, assim, os agentes podem ajustar suas posições imediatamente (ELA *et al.*, 2014).

Observa-se que, em todas as modalidades (contratos financeiros e contratos físicos), prevalece a lógica de mercado e o preço é determinado pela interação da oferta e da demanda. Porém, a diferença está no tipo de contrato. No *net pool*, europeu e norte-americano, os contratos de fato determinam o despacho do sistema, sendo que, em ambos os casos, existem mecanismos de reajuste de posições dos agentes no dia da operação real. Já no *gross pool*, o operador realiza o despacho centralizado independente de qualquer contrato, sendo os mesmo apenas instrumentos financeiros.

Finalmente, em diversos mercados, existe um mecanismo de conciliação de diferenças, em que são liquidadas as diferenças entre as quantidades contratadas e as quantidades efetivamente realizadas. Por se basear em medições, este mecanismo é *ex-post* à operação real do sistema. Em alguns países, como no Brasil, o mecanismo de conciliação de diferenças possui um preço específico para a liquidação das mesmas no curto prazo.

Box 2: Preço de Liquidação das Diferenças no Mercado de Curto Prazo do Brasil

O modelo implantado no Brasil com a reforma de 2004 teve como um dos objetivos centrais criar condições para a realização de investimentos em geração. A característica mais marcante do novo modelo de comercialização de energia é a contratação compulsória, pelos consumidores, de garantia física em volume equivalente a 100% do consumo. Não se transaciona energia, mas um contrato financeiro. A garantia física de cada usina é calculada pelo Ministério de Minas e Energia, utilizando uma metodologia definida regulatoriamente, e é sempre menor do que sua potência instalada (CASTRO *et al.*, 2014).

Os contratos de garantia física são assignados no mercado regulado mediante os leilões de energia nova. Estes leilões podem ser realizados em diversos formatos, sendo os principais os leilões A-5 (cinco anos antes do início do suprimento) e A-3 (três anos antes do início de suprimento). Há também leilões de energia existente, que visam contratar energia para manter o nível de contratação.

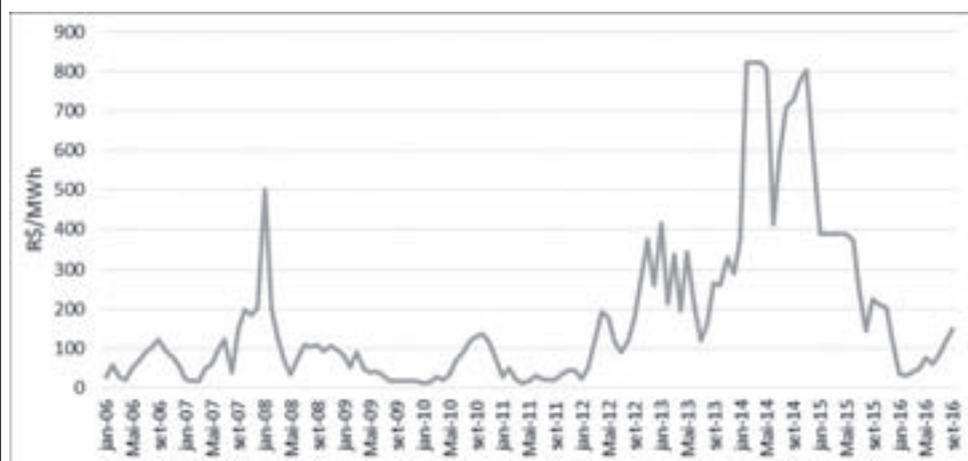
Adicionalmente, o Brasil conta com um mecanismo de conciliação de diferenças, chamado de Mercado de Curto Prazo, onde são apuradas as diferenças entre os montantes contratados e os montantes medidos, isto é, a energia efetivamente produzida e consumida. As diferenças são valoradas a um preço específico, denominado Preço de Liquidação das Diferenças, o qual é calculado a partir de modelos computacionais.

O PLD é um preço estabelecido *ex-ante*, válido por uma semana, para cada submercado (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste) e para cada patamar de carga (leve, média e pesada). Este preço resulta de modelos computacionais de planejamento da operação, cujo objetivo é encontrar uma solução ótima de equilíbrio

entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada do uso de combustíveis nas usinas térmicas (CCEE, 2016). Em outras palavras, o PLD resulta principalmente da hidrologia e não da interação da oferta e da demanda de energia em um mercado competitivo, refletindo o custo de oportunidade social do uso da água.

Ainda, como se verifica no Gráfico 1, ao depender principalmente da hidrologia, o PLD pode ficar em patamares muito baixos por longos períodos de tempo quando a hidrologia for favorável.

Gráfico 1: PLD Médio Mensal do Submercado Sudeste/Centro-Oeste, entre 2006 e 2016



Fonte: CCEE (2016).

Por refletir mais a hidrologia do que os custos efetivos de geração, existe uma discrepância sistemática entre o PLD e o custo médio da energia e, ainda, este preço de curto prazo não fornece a sinalização econômica para o aumento ou a diminuição estrutural da oferta no mercado de energia (CASTRO *et al*, 2014).

No Quadro 2, é apresentado um resumo das principais características dos mercados de curto prazo identificados nos países analisados. Observa-se que 10 dos 14 mercados elétricos estudados possuem despacho centralizado de energia. A China e a Coreia do Sul caracterizam-se por mercados de tipo comprador único, conforme já analisado, sendo que, na Coreia do Sul, existe um mercado do dia seguinte onde a KEPCO compra toda a energia que precisa. Por sua vez, o México encontra-se em processo de reforma do Setor Elétrico e procura introduzir mecanismos de mercado.

O Brasil, o Chile e a Colômbia, além do despacho centralizado, possuem mecanismos de conciliação de diferenças estruturalmente importantes. No Brasil e no Chile, o volume de diferenças é decorrência da ênfase em contratos de longo prazo puramente financeiros, os quais tendem a desviar, em grande medida, da geração real. Destaca-se que, no Brasil, o chamado Mercado de Curto Prazo inclui todos os agentes do mercado atacadista, ao passo que, no Chile, o Mercado de Diferenças envolve exclusivamente geradores. Na Colômbia, o mercado de energia comporta ofertas de geração física no curto prazo, porém estas definem apenas o despacho ideal¹⁰, para um sistema de nó único, sem restrições de transmissão. Como o sistema colombiano tem sido caracterizado por restrições importantes de transmissão, o mercado de diferenças, onde se liquidam as diferenças entre o despacho ideal e o despacho real feito pelo operador, tende a movimentar volumes expressivos em termos financeiros e de energia. Nos demais países, não há um mecanismo de conciliação de diferenças estruturalmente importante, isto é, as diferenças tendem a ter caráter residual.

Nos casos do Peru e da Colômbia, existe um mercado do dia seguinte do tipo *gross pool*, onde os geradores oferecem energia para cada hora ou fração, sendo o despacho centralizado pelo operador em função da demanda esperada para o dia seguinte, com o preço formado pela última usina necessária para fornecer à demanda.

Como a energia efetivamente consumida dificilmente é igual à prevista, os três sistemas norte-americanos (New England ISO, PJM e Califórnia) e o Peru possuem um mercado em tempo real no qual os agentes oferecem aumento ou redução da produção ou consumo por um determinado preço, utilizando o operador as opções mais baratas.

Por outro lado, os países da Europa (Reino Unido e Portugal), os sistemas elétricos norte-americanos analisados (New England ISO, PJM e Califórnia), além da Índia e do Japão, apresentam mercados de curto prazo de tipo *net pool*, com contratos físicos de energia. Nos países europeus, na Índia e no Japão há um mercado do dia seguinte, um mercado intradiário e um mercado em tempo real. No caso dos sistemas norte-americanos, há um mercado do dia seguinte e um mercado em tempo real, no qual os agentes podem ajustar suas posições.

¹⁰ Na Colômbia, o preço do mercado do dia seguinte é calculado em função do despacho ideal. Ver Castro *et al* 2017a.

Quadro 2: Características dos Mercados de Curto Prazo dos Países Estudados

País	Despacho*	Mercados			Conciliação de diferenças**
		Dia seguinte	Intradiaário	Balanço/ Tempo real	
Brasil	Centralizado				SIM
Chile	Centralizado				SIM
China***	Centralizado				
Colômbia	Centralizado	SIM			SIM
Coreia do Sul	Centralizado	SIM			
Estados Unidos					
Califórnia	Contratos físicos	SIM		SIM	
PJM	Contratos físicos	SIM		SIM	
New England					
Iso	Contratos físicos	SIM		SIM	
Índia	Contratos físicos	SIM	SIM	SIM	
Japão	Contratos físicos	SIM	SIM	SIM	
México****	Centralizado				
Peru	Centralizado	SIM			SIM
Portugal	Contratos físicos	SIM	SIM	SIM	
Reino Unido	Contratos físicos	SIM	SIM	SIM	

* Forma de despacho centralizado faz referência ao mercado de energia tipo *gross pool*. O despacho por contrato físico faz referência ao mercado de energia tipo *net pool*.

** Somente países que têm Mecanismos de Conciliação de Diferenças estruturalmente importantes.

*** China tem um mercado tipo comprador único.

**** México está em processo de reforma.

Fonte: Castro et al. (2017a).

Com base na análise realizada, é possível afirmar que as experiências de implementação de mercados de energia nos diversos países têm encontrado alguns problemas e limitações, especialmente no que se refere à expansão do sistema elétrico.

O problema da expansão da capacidade do sistema tem duas dimensões. No curto prazo, há que considerar a segurança no fornecimento, porque, além de se precisar da capacidade suficiente para fornecer a demanda atual, se requer uma margem de reserva que possa ser utilizada caso ocorra uma contingência no sistema ou um pico excepcional de consumo. Já no longo prazo, a adequação da capacidade refere-se aos incentivos para atrair investimentos que permitam garantir o fornecimento futuro da demanda (CRETI e FABRA, 2007). Neste contexto, a seguir serão analisados os três principais problemas do desenho de mercados de energia, no que se refere à criação de incentivos para a expansão do sistema.

4.3.1. Volatilidade dos Preços de Curto Prazo

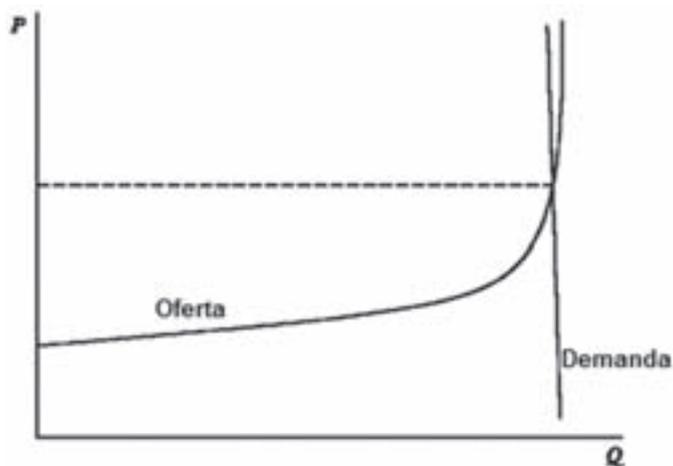
Os preços horários no mercado *spot* de energia elétrica tendem a ser muito voláteis. Borestein (2002) assinala que este problema se deve às próprias características do Setor Elétrico:

- i. A energia elétrica não é estocável, logo requer o equilíbrio instantâneo entre a oferta e a demanda;
- ii. Existem restrições técnicas na operação das redes;
- iii. A demanda é altamente inelástica no curto prazo; e
- iv. Quando a geração de energia se encontra perto da capacidade máxima de fornecimento do sistema, é possível afirmar que existe inelasticidade pelo lado da oferta.

O fato do preço no mercado *spot* ser formado pela última usina necessária para atender à demanda tende a criar um desestímulo à manutenção em operação de centrais com baixíssima frequência esperada de despacho e torna os preços altamente voláteis quando a demanda se aproxima muito da capacidade instalada disponível. Em um mercado onde o gerador seja remunerado apenas pela energia, esperar-se que não exista muita capacidade ociosa no sistema, porque as usinas que não são despachadas com frequência podem não conseguir recuperar todos os custos, o que pode levá-las, no limite, a sair do mercado.

Nas situações em que a oferta está muito próxima da demanda, os geradores mais caros, na prática, têm poder de mercado, no sentido de que sabem que sua oferta definirá os preços, o que permite que eles ofereçam preços superiores ao custo marginal de produção. Como se observa no Gráfico 2, qualquer variação da demanda na região da curva de oferta, onde ela é altamente inelástica, pode gerar grandes variações nos preços (BORESTEIN, 2002). Assim, as variações da demanda fazem com que os preços horários do mercado *spot* sejam voláteis, particularmente nos dias em que se observam picos de consumo ou paradas para manutenção de centrais importantes.

Gráfico 2: Curva de Oferta e Demanda de Energia Elétrica de Curto Prazo



Fonte: Borestein (2002).

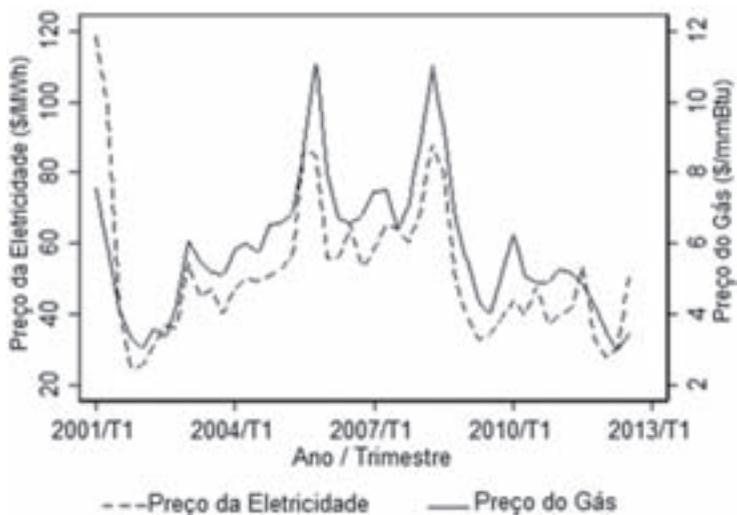
Na medida em que as energias renováveis, principalmente solar e eólica, aumentam sua participação nas matrizes elétricas do mundo, os preços *spot* tendem a se tornar mais voláteis. Isso decorre do fato de que as fontes renováveis, ao dependerem das condições climatológicas, são intermitentes (DOAN, 2013), levando a preços muito baixos, em momentos de picos de produção, e a preços muito altos, quando a produção das renováveis cai.

A consequência deste problema é que os investidores não podem ter uma previsão minimamente estável da remuneração dos seus investimentos, o que implica em um risco maior. Assim, a alta volatilidade de preços no mercado pode constituir um entrave para a realização de novos investimentos, principalmente em uma indústria intensiva em capital, como a indústria elétrica.

4.3.2. Preços Baixos pela Inserção de Renováveis

Grosso modo, pode-se afirmar que os mercados de energia funcionam melhor em países onde a energia é gerada principalmente a partir de fontes térmicas, em função da previsibilidade da geração e de seus custos (CASTRO *et al.*, 2014). Nestes mercados, o preço da usina marginal tende a ser igual ao custo variável de geração associado ao preço do combustível que ela utiliza. Portanto, o preço do mercado é altamente correlacionado ao preço dos combustíveis, como demonstrado no Gráfico 3.

Gráfico 3: Relação entre o Preço Médio do Gás Natural e o Preço da Energia Elétrica nos Períodos de Ponta nos Estados Unidos, entre 2001 e 2013

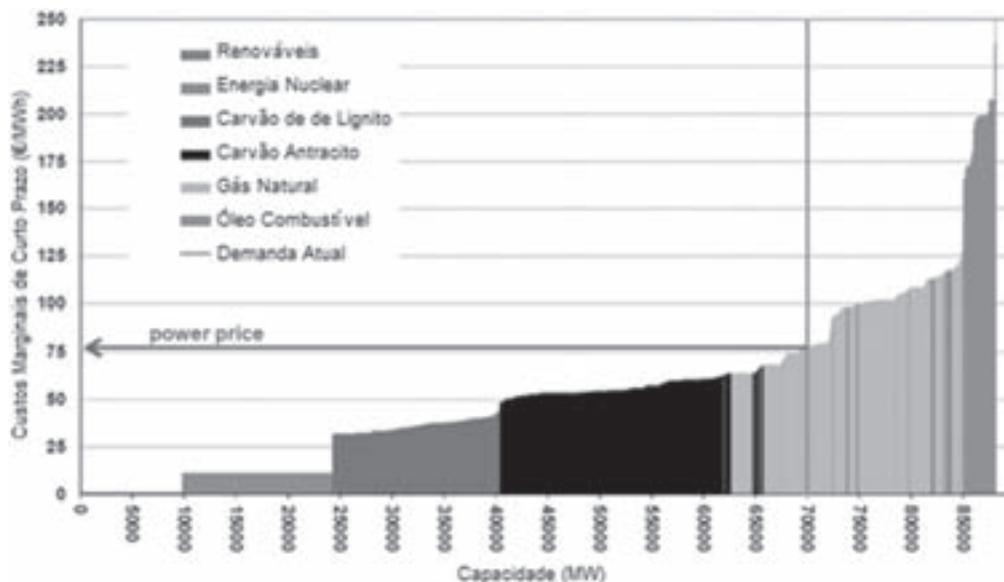


Fonte: Linn et al. (2014).

No caso dos mercados onde a geração depende, em grande medida, de fontes renováveis, essa correlação se enfraquece e os preços podem ser muito baixos por longos períodos de tempo (CASTRO *et al.*, 2014). Isso acontece, porque as fontes renováveis possuem altos custos de capital, proporcionalmente maiores do que as plantas térmicas, mas custo marginal zero ou próximo de zero. Assim, quando uma central renovável (hídrica, eólica, solar ou biomassa) é a usina marginal, o preço de mercado tende a zero e pode estacionar em níveis irrisórios enquanto a demanda puder ser coberta apenas com centrais renováveis. Em outras situações, pode haver o deslocamento de parte das centrais movidas a combustíveis fósseis, com a redução do preço de mercado, por exemplo, com o preço em horas de ponta formado por térmicas de custos variáveis baixos (geração de base) ou intermediários.

De fato, existem evidências de que, nos países com políticas de inserção de renováveis agressivas, como em vários países europeus, ocorre o chamado “efeito da ordem de mérito”. Como as fontes renováveis possuem custos marginais próximos de zero, elas são despachadas primeiro, deslocando outros geradores, conforme apresentado no Gráfico 4. Assim, o gerador marginal possui um custo menor do que na ausência de renováveis e, conseqüentemente, o preço do mercado é menor. Neste sentido, o efeito da ordem de mérito tenta medir quanto menor seria o preço no mercado de energia se um GWh a mais fosse fornecido por fontes renováveis (CLUDIUS, 2013).

Gráfico 4: Curva de Ordem de Mérito da Alemanha

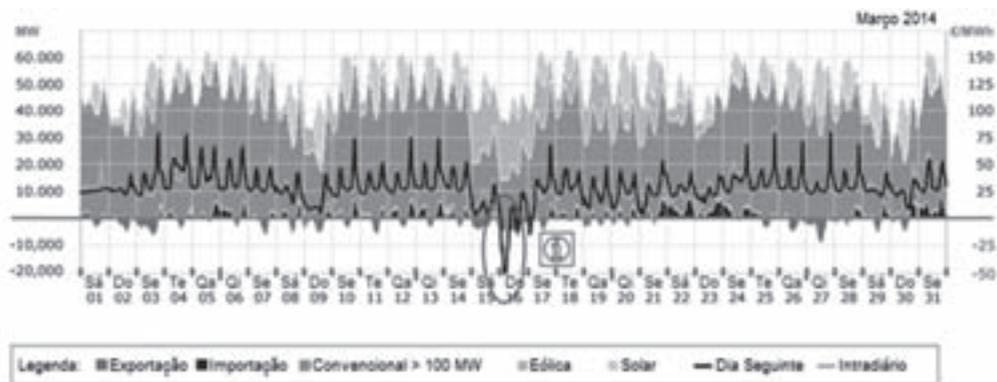


Fonte: Cludius et al. (2013).

No limite, podem existir situações nas quais, devido à massiva geração de fontes renováveis, ocorra um excesso de oferta em um determinado momento, o que pode levar a preços negativos no mercado de curto prazo. No Gráfico 5, pode-se constatar esta situação ocorrida na Alemanha, onde, em alguns dias do mês de março de 2014¹¹, o aumento da geração eólica permitiu que o país exportasse energia e reduzisse os preços ao ponto de ficarem negativos por algumas horas (CASTRO *et al.*, 2014). Esse fenômeno está associado à presença de geração nuclear na matriz alemã, uma vez que as centrais nucleares possuem um tempo de arranque muito lento, o que faz com que qualquer parada implique em perda total ou parcial de receita por um período longo, frequentemente bem superior a um dia. Isso faz com que as centrais nucleares se disponham a pagar para não serem desligadas, remunerando a perda de produção de geradores renováveis.

11 Esta mesma situação foi verificada nos meses de maio e agosto de 2014 (MAYER, 2014).

Gráfico 5: Produção de Energia por Fonte e Preço Spot na Alemanha, em Março 2014



Fonte: Mayer (2014).

O efeito dos baixos preços na expansão do sistema é claro. Na medida em que as fontes renováveis aumentam sua participação na geração e por serem intermitentes, faz-se necessária uma maior reserva de fontes de geração firmes e de rápida sincronização com o sistema, tipicamente térmicas movidas a combustíveis fósseis. Porém, devido aos baixos preços no mercado de energia, os investidores podem não ter incentivos econômicos adequados para investir em fontes firmes de geração, pois dificilmente conseguiriam remunerar seus custos fixos dentro desta dinâmica de mercado.

4.3.3. O Problema da Suficiência da Receita

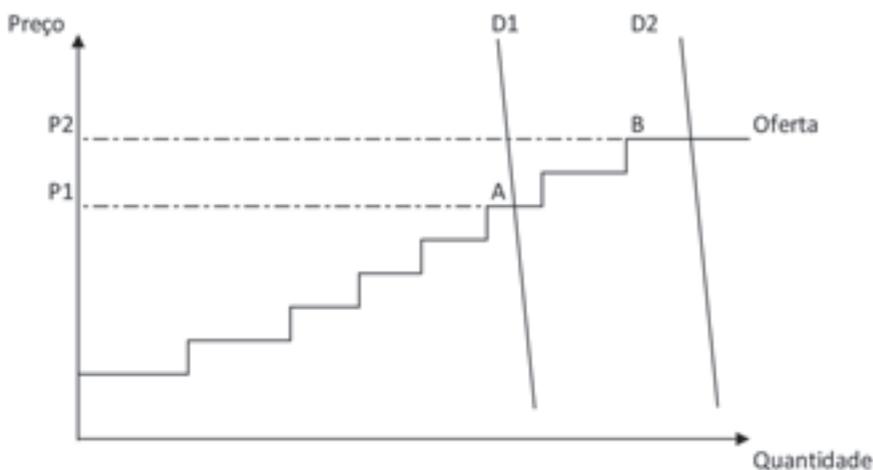
Mesmo em sistemas puramente térmicos, nos quais se espera que o preço seja menos volátil, sempre positivo e correlacionado ao preço dos combustíveis, o mercado de energia pode não gerar incentivos para a apropriada expansão do sistema. Neste sentido, o ISO New England (2012) aponta que a razão para esta constatação é a própria formação de preços no mercado de energia, considerando que, conforme já salientado, o preço é determinado pelo custo marginal que depende dos custos variáveis de geração das diversas usinas.

Neste esquema, os geradores mais eficientes despachados, os quais possuem custo variável unitário menor do que o preço de mercado, receberão uma receita capaz de cobrir seus custos variáveis de produção, os custos fixos e a remuneração ao capital. Porém, os geradores marginais, aqueles que determinam o preço, receberão apenas uma remuneração suficiente para cobrir o custo variável quando forem despachados, não podendo recuperar seus custos fixos ou remunerar o capital investido. Os geradores com baixa frequência esperada de despacho serão

sempre ou quase sempre os geradores marginais e não conseguirão obter receitas suficientes para sustentar o negócio, *mesmo que sejam plantas tecnicamente eficientes* para a geração de ponta. Este problema é conhecido na literatura como o problema da suficiência da receita ou *Missing Money Problem*.

No Gráfico 6, observa-se que, no caso do preço formado com base no custo marginal, a última usina despachada apenas recebe uma remuneração equivalente a seu custo variável. Assim, quando a demanda é D1, a última usina despachada A é aquela que determina o preço, recebendo uma remuneração equivalente a seu custo variável. Quando a demanda passa a ser D2, a última usina despachada é a usina B e a usina A passa a receber um preço maior do que seu custo marginal, mas B recebe apenas o equivalente a seu custo variável. Portanto, fica evidente que as usinas marginais, se remuneradas apenas no mercado de energia, receberiam somente um valor suficiente para cobrir seus custos variáveis. Assim, o *Missing Money* faz referência à receita que falta para o gerador marginal conseguir cobrir todos os seus custos e remunerar o seu capital.

Gráfico 6: *Missing Money* no Mercado de Curto Prazo de Energia



Fonte: Elaboração própria.

Embora o gerador marginal possua custos marginais maiores, ele é necessário para garantir que a demanda seja atendida, dando segurança ao sistema. Entretanto, fica evidente que o preço do mercado de energia, formado com base no custo marginal, não cria incentivos para que o gerador marginal continue a operar no mercado.

Em suma, conforme analisado nesta Seção, o mercado de energia *per se* pode apresentar limitações que impedem a correta e necessária expansão dos

sistemas elétricos. Diante destas limitações, diversos países têm adotado mecanismos para garantir o investimento na expansão e, nas seguintes Seções, os principais serão avaliados.

4.3.4. Pagamento por Capacidade ou Confiabilidade

O pagamento por capacidade pode ser definido como um pagamento específico relacionado à potência. Já o pagamento por confiabilidade estabelece uma remuneração ao gerador vinculada à contrapartida de efetivamente contribuir para a confiabilidade do sistema, por exemplo, gerando em horas críticas. Estes pagamentos estão relacionados a garantir que o sistema possa contar com recursos de geração para atender à carga no curto e no longo prazos.

Conforme analisado na Seção anterior, o mercado de energia de curto prazo não remunera os investimentos dos geradores marginais do sistema, nem mesmo em sistemas puramente térmicos. Assim, no curto prazo, o primeiro objetivo do pagamento por capacidade ou por confiabilidade é possibilitar uma melhor distribuição de receitas para as usinas de ponta, permitindo a remuneração de seus investimentos. O segundo objetivo é criar incentivos para investimentos na expansão apropriada da oferta, o que costuma ser feito através de mecanismos que remunerem as usinas que aumentem, de fato, o grau de confiabilidade do sistema.

Conforme apontam Prada e Ospina (2004), o pagamento de capacidade ou de confiabilidade estrutura-se, de forma sintética, da seguinte forma:

- i. Deve-se especificar como a capacidade ou a confiabilidade serão medidas. Pode-se considerar como medida de capacidade ou de confiabilidade a potência disponível nos períodos de ponta ou a potência firme das usinas.
- ii. Em seguida, determina-se o pagamento pelo serviço. Para isso, deve-se selecionar uma tecnologia de referência e, em geral, utiliza-se uma tecnologia despachada no período de ponta do sistema. Uma vez determinada a tecnologia de referência, deve-se calcular qual o pagamento por capacidade que, somado à receita de energia obtida no mercado, seja capaz de remunerar os custos variáveis e fixos, incluindo a remuneração ao investimento.
- iii. Posteriormente, determina-se o requerimento de pagamento de capacidade global para o sistema para um período de tempo.
- iv. Define-se, então, uma forma de distribuição deste pagamento entre os geradores que contribuem à confiabilidade do sistema, por exemplo, através do próprio mercado de energia ou através de um encargo específico.
- v. Todos os consumidores remuneram a capacidade do sistema.

Em essência, os geradores receberam uma remuneração pela potência que colocam à disposição do sistema e este pagamento é independente da geração

efetiva de energia (MOYANO, 2002). Contudo, o esquema de remuneração de capacidade apresenta algumas limitações. Prada e Ospina (2004) e Moyano (2002) apontam as quatro mais relevantes:

- i. A estimação da capacidade requerida pelo sistema não é trivial, pois determina a quantidade global de recursos necessários a serem remunerados através dos pagamentos de capacidade;
- ii. O uso de uma tecnologia de referência não garante que todos os geradores que tenham potência disponível no sistema recebam uma remuneração adequada. Embora a energia seja um produto homogêneo, a confiabilidade não é, pois diferentes tipos de projetos podem contribuir de forma distinta para a confiabilidade do sistema como um todo, em função da fonte e da tecnologia utilizadas;
- iii. Há dificuldade em calcular qual a contribuição de um gerador para a confiabilidade do sistema como um todo em um determinado momento; e
- iv. A forma de distribuição do pagamento por capacidade entre os geradores pode não garantir que aqueles que efetivamente aportam segurança ao sistema recebam a remuneração por capacidade.

O Quadro 3 apresenta os países estudados onde existe algum tipo de remuneração específica para a capacidade ou a confiabilidade. Nota-se que todos os países (Chile, Colômbia antes de 2006, Coreia do Sul e Peru) distribuem esta remuneração entre os geradores utilizando o próprio mecanismo do mercado de curto prazo, além de todos considerarem uma tecnologia, geralmente gás natural, como referência para o cálculo da remuneração.

Quadro 3: Países que Possuem um Pagamento Específico pela Confiabilidade ou Capacidade

Pais	Definição	Remuneração
Chile	Receita por confiabilidade	Receita fixa anual com base no custo de incrementar a capacidade do sistema usando a tecnologia mais barata. Remunera-se todas as usinas em função da potência firme.
Colômbia*	Encargo por capacidade	Calculado para cada kW instalado com base na tecnologia mais moderna (gás ciclo aberto). Liquidado mensalmente usando o próprio mercado de energia.
Coreia do Sul	Pagamento por capacidade	Diferenciado para cada tipo de usina e calculado pelo Comitê de Avaliação de Custos, baseado em uma tecnologia de referência revista anualmente. Liquidado via mercado de curto prazo mensalmente.
Peru	Preço básico de potência	Corresponde à anuidade do investimento em uma central de ponta (turbina a gás) incluído os custos de conexão. Liquidado através do mercado de curto prazo mensalmente.

* Somente até 2006, quando a remuneração por capacidade foi substituída pelo Encargo por Confiabilidade.

Fonte: Castro et al. (2017a).

É importante destacar que, na Colômbia, o encargo por capacidade foi substituído em 2006, quando se realizou uma reforma a partir da qual se passou a operar um mercado de confiabilidade, em que a receita líquida adicional do gerador está associada à sua performance em momentos de escassez. No Box 3, apresenta-se o encargo por capacidade que era aplicado na Colômbia, bem como as limitações que levaram à sua substituição.

Box 3: Encargo de Capacidade na Colômbia

Na Colômbia, aplicava-se o encargo de capacidade até 2006, o qual era calculado para cada kW disponível e remunerado pela anuidade capaz de cobrir os custos fixos de um kW instalado da tecnologia de ponta mais eficiente. Utilizava-se, como referência, o custo fixo de turbinas a gás natural em ciclo aberto, no valor de US\$ 5/kW disponível por mês (PRADA e OSPINA, 2004).

O encargo por capacidade foi incorporado no preço de curto prazo formado no mercado de energia. A ideia era manter o desenho do mercado sem criar grandes distorções no preço e deixar que o mercado se encarregasse de distribuir a remuneração à capacidade entre os geradores. Neste esquema, o encargo era liquidado

mensalmente, aplicando, a cada kWh comercializado no mercado de energia, um valor adicional correspondente à remuneração por capacidade.

O gerador devia incluir na oferta de energia ao mercado o seu Custo Equivalente do Encargo por Capacidade (CEE). Para isso, o Centro Nacional de Despacho (CND) publicava o CEE antes do primeiro dia de cada mês, o qual era calculado com base na Capacidade Remunerável Teórica (calculada anualmente para todo o sistema pelo CND) para o mês de referência, multiplicado pelo valor estabelecido por kW para a tecnologia mais eficiente (PRADA e OSPINA, 2004).

Este esquema apresentou diferentes problemas, como mostram Villareal e Córdoba (2008): (i) não existia uma remuneração adequada para as diferentes tecnologias, já que se utilizava a tecnologia de ponta como referência; (ii) eram hidroelétricas, as tecnologias mais eficientes e menos custosas, que recebiam a maior receita por capacidade, embora não necessariamente aportassem confiabilidade ao sistema, especialmente no período de seca; e (iii) criou-se um incentivo espúrio para que as usinas hidrelétricas mantivessem os reservatórios cheios, pois a medição da capacidade disponível era feita com base no nível do reservatório no momento e, quanto mais cheio o reservatório, maior a queda, maior a potência e maior o encargo. Destaca-se que foram precisamente estes problemas que determinaram a substituição do encargo de capacidade por um mercado de confiabilidade.

Além dos encargos por capacidade, os demais países analisados utilizam outros mecanismos para garantir a confiabilidade e expansão de seus respectivos sistemas. Todos estes mecanismos envolvem algum tipo de contratação a prazo, como será examinado na próxima Seção.

4.4. Mercados a Prazo

Os mercados a prazo envolvem algum tipo de contratação por um período maior do que o mercado de curto prazo. Entre os países estudados, foram identificados três principais mecanismos de contratação a prazo, quais sejam, contratos bilaterais, mercados de capacidade/confiabilidade e leilões de contratação.

O Quadro 4 sistematiza o resumo dos países analisado, indicando o tipo de contratação a prazo que utilizam. Observa-se que o único país que não apresenta contratação a prazo é a Coreia do Sul e vale relembrar que, neste país, o mercado atacadista funciona como um *gross pool*, onde apenas existe um comprador, a KEPCO. Constata-se, também, que todos os países analisados aceitam a contratação bilateral de longo prazo entre os agentes do mercado.

Cabe destacar que a Colômbia, o PJM, o New England ISO e o Reino Unido possuem mercados de capacidade/confiabilidade, enquanto o Brasil e o México, no novo modelo em implantação, apresentam esquemas de contratação de longo prazo via leilão.

Quadro 4: Contratação a Prazo dos Países Estudados

País	Contratos bilaterais	Mercado de capacidade/confiabilidade	Leilões de contratação
Brasil	SIM		SIM
Chile	SIM		
China	SIM		
Colômbia	SIM	SIM	
Coreia do Sul			
Estados Unidos			
Califórnia	SIM		
PJM	SIM	SIM	
New England Iso	SIM	SIM	
Índia	SIM		
Japão	SIM		
México*	SIM		SIM
Peru	SIM		
Portugal	SIM		
Reino Unido	SIM	SIM	

* México atualmente está reformando o setor elétrico, o dado desta tabela faz referência às novas modalidades de contratação.

Fonte: Castro et al. (2017a).

Nas Seções seguintes, analisa-se com maior detalhe cada uma destas formas de contratação, destacando suas principais características e especificidades, dependendo do país que as aplicam.

4.4.1. Contratação de Energia

A contratação de energia pode ocorrer através de contratos bilaterais ou por transações eletrônicas anônimas em bolsas de energia. Os contratos bilaterais são acordos firmados entre dois agentes, sejam eles gerador, distribuidor, comercializador ou consumidor livre. Neste tipo de contrato, os agentes podem negociar diretamente ou através de um *broker* (GOMEZ, 2007) e as condições dos contratos são concordadas livremente entre as partes.

A principal vantagem dos contratos bilaterais é permitirem que os agentes tenham cobertura contra as flutuações dos preços de energia no mercado de curto prazo, negociando livremente as condições e as garantias a serem fornecidas.

Existem dois tipos de contratos bilaterais, os físicos e os financeiros (GOMEZ, 2007). Os **contratos bilaterais físicos** determinam o despacho físico da energia contratada. Os agentes definem livremente as quantidades e os preços da energia, o período de entrega e a duração do contrato. Com este tipo de contrato, o gerador deve produzir a energia vendida e o contrato deve ser informado ao operador da rede.

Já os **contratos bilaterais financeiros** não determinam o despacho físico de energia, uma vez que o operador do sistema realiza o despacho independentemente dos mesmos, os quais proporcionam apenas uma cobertura contra a variação de preços.

De acordo com Kirschen e Strbac (2004), a contratação de energia pode ser de três tipos: via contratos de balcão (*over the counter* - OTC), contratos de longo prazo e transações eletrônicas. Os contratos negociados em ambiente de balcão padronizados, denominados OTC, e aqueles caracterizados por serem contratos de longo prazo customizados são contratos bilaterais.

Os OTC são transações negociadas diretamente entre as partes, envolvendo ou não um *broker*, e, comumente, referem-se a produtos padronizados que representam uma quantidade *standard* de energia despachada em diferentes períodos do dia e da semana. Este tipo de contrato tem um baixo custo de transação e é geralmente utilizado para redefinir as posições dos agentes no mercado de energia (KIRSCHEN e STRBAC, 2004).

Já nos contratos de longo prazo, os agentes negociam grandes volumes de energia por longos períodos e os preços e as condições são determinados livremente entre eles. Esse tipo de contrato é conhecido como *Power Purchase Agreement* (PPA). Kirschen e Strbac (2004) mencionam que um dos maiores problemas do PPA são os altos custos de transação e os longos períodos de negociação.

Finalmente, em mercados de energia estruturados como bolsa, os participantes realizam ofertas em plataforma eletrônica, tanto para a compra, quanto para a venda de energia, com o respectivo preço e período. Todos os agentes podem observar todas as ofertas, porém elas são anônimas. Assim, quando um agente introduz uma oferta de venda, o sistema procura uma demanda correspondente para o mesmo período. Se o sistema achar uma demanda por um preço igual ou maior, fecha-se automaticamente o negócio e este pode ser visto por todos os agentes na plataforma de negociação. Como apontam Krischen e Strbac (2004), esta forma de transação é muito barata e rápida, além de poder, inclusive, acontecer até minutos antes do mercado fechar (*gate closure*) para definir o despacho. Por outro lado, como as transações são anônimas, é essencial que este tipo de negociação tenha uma contraparte central e, normalmente, uma *clearing* é utilizada pela bolsa de contratos de energia.

Destaca-se que os contratos OTC e as transações eletrônicas são típicos dos mercados de curto prazo do tipo *net pool*, já analisados.

Em quase todos os países analisados, é permitida a realização de contratos bilaterais de longo prazo, exceto na Coreia do Sul. Porém, a livre negociação das condições não é observada em todos os países, além de existirem regras e limitações específicas em cada um deles.

No Quadro 5, observam-se as principais características dos contratos bilaterais de longo prazo nos países analisados. Na Califórnia e na Índia, mais de 80% da contratação de energia a prazo é feita via PPA. Embora com participação pouco significativa, outros países como Colômbia, México no novo modelo¹², Portugal e Reino Unido e os sistemas do PJM e New England ISO também oferecem a possibilidade de negociações bilaterais através de PPA. No Brasil, porém, são somente os consumidores livres que possuem a opção de realizar contratos bilaterais livremente negociados. Já no Chile e no Peru, as distribuidoras devem realizar uma licitação para contratar 100% de sua demanda no longo prazo. Por fim, tanto no Japão, quanto na China, existem contratos bilaterais de longo prazo, porém as condições são totalmente reguladas pelo Estado.

12 O México encontra-se em pleno processo de transição, assim, embora seja permitida a contratação bilateral, ainda nenhum contrato foi efetivamente feito.

Quadro 5: Características dos Contratos Bilaterais de Longo Prazo nos Países Analisados

Pais	Contratos bilaterais longo prazo	Características
Brasil	SIM	Livre negociação de condições apenas com consumidores livres.
Chile	SIM	Os distribuidores devem licitar PPAs para 100% da demanda.
China	SIM	Todas as condições dos contratos reguladas pelo Estado.
Colômbia	SIM	São permitidos contratos livremente negociados entre os agentes.
Coreia do Sul	NÃO	
Estados Unidos		
Califórnia	SIM	90% da energia está contratada com contratos tipo PPA.
PJM	SIM	São permitidos contratos livremente negociados entre os agentes.
ISO New England	SIM	São permitidos contratos livremente negociados entre os agentes.
Índia	SIM	89% da energia está contratada com contratos tipo PPA.
Japão	SIM	Contratos de longo prazo regulados pelo Estado.
México*	SIM	São permitidos contratos livremente negociados entre os agentes.
Peru	SIM	Os distribuidores devem licitar PPAs para 100% da demanda.
Portugal	SIM	São permitidos contratos livremente negociados entre os agentes.
Reino Unido	SIM	São permitidos contratos livremente negociados entre os agentes.

* México atualmente está reformando o setor elétrico, o dado desta tabela faz referência as novas modalidades de contratação

Fonte: Castro *et al.* (2017a).

4.4.2. Mercado de Capacidade e Mercado de Confiabilidade

Dentre os países analisados, a Colômbia, o Reino Unido e os Estados Unidos, nas áreas do ISO New England e do PJM, utilizam mercados de capacidade ou confiabilidade. Ao invés de simplesmente atribuir um pagamento por capacidade aos geradores, como descrito na Subseção 4.3.4., utilizam-se, nestes casos, mecanismos de mercado para estabelecer os pagamentos. Através desta estrutura, busca-se criar uma remuneração adequada que ajude a garantir a segurança e a expansão do sistema, através de mecanismos de mercado. Os mercados de capacidade/confiabilidade possuem um duplo objetivo:(i) no curto prazo, assegurar que exista reserva suficiente no sistema que possa ser chamada para operar em períodos críticos; e (ii) no longo prazo, permitir a expansão adequada do sistema para o atendimento à demanda futura.

Embora cada país possua detalhes e características específicas na estrutura dos seus mercados de capacidade/confiabilidade, em essência, conforme aponta o ISO New England (2012), todos apresentam a mesma lógica:

- i. O regulador ou o operador projeta uma demanda para o futuro e contempla as necessidades de reserva do sistema;

- ii. Realizam-se leilões em que os geradores, existentes ou novos, oferecem capacidade disponível por um determinado preço; e
- iii. O preço do leilão resulta da igualdade entre a oferta e a demanda, sendo que todos os geradores contratados receberam o mesmo preço de mercado durante todo o período de duração do contrato assinado, independentemente de serem chamados a operar ou não.

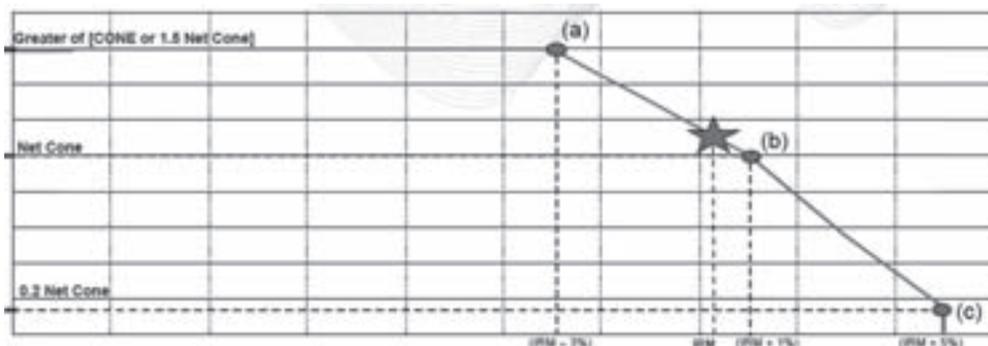
Observa-se que a demanda é estabelecida de forma regulatória, com base em estudos do Operador do Sistema ou do planejador, conforme o caso. Um parâmetro chave para a construção da curva de demanda é o custo de uma nova central, em inglês *Cost of a New Entry* (CONE). O CONE corresponde ao custo fixo total mais a remuneração do investimento para uma nova usina de uma tecnologia marginal, por exemplo, o gás ciclo em aberto (DECC, 2015).

As usinas marginais apresentam, porém, diferentes estruturas de custo. Neste sentido, embora o mercado de energia *per se* não garanta que uma central de ponta recupere todos os seus custos fixos apenas no mercado de energia, pode acontecer que, em alguns períodos, elas sejam despachadas com um preço maior do que os seus custos variáveis. Isso ocorrerá, por exemplo, caso uma central nova de ponta em ciclo aberto tenha um fator de conversão de gás em energia elétrica melhor do que as centrais semelhantes já em operação no sistema. Assim, o mercado de capacidade/confiabilidade não precisa remunerar a totalidade do custo fixo, mas apenas a parte deste que não é possível recuperar via mercado de energia.

Por esta razão, além do valor do CONE, calcula-se também o NET CONE, isto é, o valor líquido da remuneração do novo entrante que é preciso remunerar via mercado de capacidade/confiabilidade e que corresponde apenas à parte do custo fixo de uma nova usina. No caso do Reino Unido, o NET CONE corresponde ao valor do CONE subtraído da remuneração esperada do mercado de energia (DECC, 2015). Sendo assim, o NET CONE procura solucionar o problema da suficiência da receita (*missing money*), analisado anteriormente, e é em função dele que se estrutura a curva de demanda do mercado de capacidade/confiabilidade.

O Gráfico 7 mostra um exemplo de curva de demanda para um mercado de capacidade/confiabilidade. A estimativa para o NET CONE corresponde ao ponto ótimo de contratação de capacidade. Em função desta estimativa, determinou-se, neste exemplo, um preço teto regulatório para a demanda, como uma vez e meia o valor do NET CONE estimado. Da mesma forma, estabeleceu-se um preço mínimo. Destaca-se que esta estrutura garante, por um lado, que a curva de demanda de capacidade seja negativamente inclinada e, por outro lado, fornece incentivo à concorrência. Consequentemente, o resultado do leilão estará em algum ponto ao longo da curva de demanda. Assim, havendo concorrência no leilão, o resultado deste revelará qual é, na avaliação dos agentes, o verdadeiro NET CONE, isto é, o quanto é preciso complementar as receitas do mercado de energia para remunerar adequadamente uma nova usina.

Gráfico 7: Demanda Regulatória do Mercado de Capacidade



Fonte: Schidecker (2016).

Cramton e Ockenfels (2013) apontam que o mercado de capacidade deve funcionar de forma análoga a um mercado de energia, com a importante diferença de que a curva de demanda é estabelecida de forma regulatória, mas a oferta é deixada a operar segundo os mecanismos de mercado para determinar um preço de equilíbrio.

No mercado de capacidade tradicional, os geradores possuem a obrigação de vender capacidade física ao sistema, sendo a energia produzida por esta capacidade negociada no mercado de curto prazo. Em princípio, quando requerido pelo operador em casos de emergência do sistema, esta capacidade deve ser adequada para fornecer a energia necessária (BOWRING, 2013).

Contudo, a principal limitação atribuída ao mercado de capacidade tradicional é que, embora exista um incentivo à contratação de capacidade, não existe garantia de que os geradores irão, efetivamente, produzir energia quando o sistema passar por condições críticas (ISO NEW ENGLAND, 2012).

Neste contexto, o mercado de capacidade tradicional pode ser modificado para incluir um incentivo à performance, dando lugar aos mercados de confiabilidade. Assim, a diferença entre o mercado de capacidade tradicional e o mercado de confiabilidade é que, no segundo, existe um forte incentivo à boa performance dos geradores nos momentos críticos do sistema.

A ideia é que os geradores que foram contratados no mercado de confiabilidade se comprometam a fornecer energia ao sistema sempre que este passe por condições críticas, garantindo efetivamente a sua segurança. Cada país estabelece o que se considera condições críticas do sistema e sob que circunstâncias os geradores com contratos de capacidade devem ser chamados a operar.

Para ilustrar a evolução do mercado de capacidade tradicional para o mercado de confiabilidade, é detalhado, no Box 4, o caso do PJM, o qual se encontra em um período de transição.

Box 4: Mercado de Capacidade em Transição PJM

Na área do PJM, o mercado de capacidade, denominado *Reliability Pricing Model* (RPM), encontra-se em transição para um mercado de confiabilidade. Dois elementos são fundamentais no RPM: (i) há um sinal locacional estabelecendo a demanda em diferentes áreas; e (ii) vários tipos de recursos podem participar do mercado, a saber, geração, gerenciamento de carga, eficiência energética e melhorias no sistema de transmissão (PJM, 2016).

A demanda é estabelecida por área, em função dos requerimentos de capacidade das *Load Serving Entities* (LSE), agregados pelo operador. Do lado da oferta, os agentes oferecem os diferentes recursos, com o compromisso de fornecimento dos respectivos serviços sempre que requeridos pelo operador (PJM, 2016).

Durante o período de transição, transacionam-se dois tipos de produtos: (i) *Base Capacity*, ou seja, os recursos que não são capazes de fornecer serviços de forma estável e previsível durante todo o ano, mas que devem estar disponíveis durante o verão¹³; e (ii) *Capacity Performance*, ou seja, os recursos capazes de fornecer serviços de forma estável e previsível durante todo o ano. Antes de participar do RPM, os recursos devem ser qualificados pelo operador como *Base Capacity* ou *Capacity Performance*, em função de parâmetros técnicos (PJM, 2016).

O RPM funciona através de leilões realizados três anos antes do requerimento efetivo dos serviços, existindo também leilões de ajuste posteriores. No ponto onde a demanda se iguala à oferta, estabelece-se o preço ao qual serão remunerados todos os recursos contratados. Importante mencionar que há leilões separados e com preços diferentes para cada um dos produtos (PJM, 2015).

Em alguns casos, o mercado de capacidade possui uma opção de confiabilidade (*reliability option*). Assim, a relação entre o mercado de capacidade e o mercado de energia ocorre por meio de uma opção sobre o preço neste mercado. Destaca-se que, sempre que o sistema está em condições críticas, o preço de curto prazo tende a aumentar rapidamente. Nestes casos, a opção representa, na prática, um preço máximo no mercado de energia, pois toda vez que o preço de curto prazo superar o preço de exercício da opção, todos os geradores com contratos de confiabilidade serão chamados a fornecer energia no sistema a esse preço e, deste modo, a opção de confiabilidade será exercida (CRAMTON e OCKENFELS, 2013).

Observe-se que, neste esquema, a remuneração do gerador consta de dois componentes, sendo que o primeiro deriva do mercado de capacidade, o qual é fixo pelo tempo de duração do contrato, e o segundo decorre da venda de energia no mercado de energia. Assim, quando o gerador opera, ele recebe uma remuneração igual ao menor valor entre o preço de mercado e o preço de exercício da opção de confiabilidade.

13 Este tipo de produto deixará de ser ofertado em breve.

Como se observa no Box 5, na Colômbia, existe um mercado de confiabilidade, caracterizado pelo uso da opção de confiabilidade nos moldes descritos acima.

Box 5: Mercado de Confiabilidade da Colômbia

No mercado de confiabilidade colombiano, transacionam-se *Obligaciones de Energía Firme* (OEF), que são um compromisso dos geradores de produzir energia firme durante condições críticas de fornecimento (CREG, 2016b). As condições críticas ocorrem sempre que o preço da bolsa atinge o preço de escassez, definido regulatoriamente. Como os geradores possuem a obrigação de gerar energia ao preço de escassez, o mecanismo, na prática, coloca um preço teto ao custo da energia para os consumidores na bolsa de energia.

As OEF possuem o prazo de um ano para usinas existentes e 20 anos para as usinas novas (CREG, 2016b), de forma a viabilizar a construção de novos projetos, e, neste caso, são assignadas via leilão, realizado com três anos de antecedência ao requerimento efetivo da energia firme. A curva de demanda para este leilão é definida pelo regulador, a *Comisión de Regulación de Energía y Gas* (CREG), o qual determina um preço teto equivalente a duas vezes o custo do entrante (CREG, 2016b). Por sua vez, os investidores realizam suas ofertas de energia firme para novos projetos. O racional para que o preço teto da demanda seja de duas vezes o custo do novo entrante é que as OEF devem, além de suprir os recursos para rentabilizar os custos fixos dos novos entrantes, custear a venda de energia ao preço de escassez em períodos críticos, isto é, viabilizar o teto para o preço do mercado de energia.

Para as usinas existentes, é assignado o preço do último leilão para novos empreendimentos, por período de um ano. Já o preço dos leilões de OEF para novos empreendimentos resulta da igualdade entre a oferta e a demanda, sendo que todos os geradores que ganharam uma OEF receberam o mesmo preço resultante do leilão durante toda a vigência da opção, ajustado pela inflação (CRAMTOM e STOFT, 2007).

Desta forma, os geradores recebem uma remuneração conhecida e estável, em dólares americanos, durante o prazo de duração de sua OEF, independente de sua participação diária no mercado *spot*, diminuindo, assim, o risco dos novos investimentos (RESTREPO *et al.*, 2012). Nota-se que todos os consumidores pagam o Encargo por Confiabilidade, destinado a remunerar as OEF (CREG, 2016b).

No mercado de energia, quando o preço supera o preço de escassez, os geradores que possuem OEF são chamados a operar, recebendo pela energia efetivamente gerada o preço de escassez, o qual é determinado pela CREG e atualizado mensalmente.

Caso o gerador com OEF não entregue energia no período crítico, ele deve comprá-la no mercado de curto prazo ao preço vigente, ao mesmo tempo em que é remunerado pelo preço de escassez (CREG, 2016b). Portanto, o próprio preço do mercado de energia atua como incentivo à performance dos geradores, já que, em períodos de secas prolongadas, este preço pode atingir valores muito maiores do que o preço de escassez (CRAMTOM e STOFT, 2007).

Além das opções de confiabilidade, existem outros mecanismos para criar incentivos à performance dos geradores nos momentos críticos do sistema. Destaca-se o caso do New England ISO, em que o incentivo possui uma relação direta com a forma de remuneração dos agentes que participam do mercado de confiabilidade. O gerador recebe, além da remuneração fixa pela capacidade disponível, uma remuneração variável (ou uma penalização), que depende da sua performance. Desta forma, o risco de não operar nos momentos críticos é transferido aos geradores, assim aqueles que não geram em momentos críticos são obrigados a comprar a energia não gerada, a um preço regulado elevado, dos geradores que supriram energia em seu lugar (ISO NEW ENGLAND, 2012).

O Box 6 mostra com maior detalhe o mecanismo implementado no sistema do New England ISO, a fim de garantir uma boa performance dos geradores nos momentos críticos do sistema.

Box 6: Mercado de Confiabilidade do New England ISO

O mercado de confiabilidade do New England ISO (NE-ISO) opera mediante leilões realizados com três anos de antecedência ao ano efetivo de requerimento da obrigação. Neste mercado, podem participar, tanto geradores existentes, quanto novos, sendo os primeiros contratados anualmente, enquanto os segundos podem ter contratos de até sete anos (MAUER e BARROSO, 2011).

O operador determina a capacidade mínima necessária para cada área do NE-ISO e estabelece a curva de demanda onde o preço teto é igual a duas vezes o custo do novo entrante. Os leilões são por área, com a finalidade de dar um sinal locacional à oferta (MAUER e BARROSO, 2011), e o preço é definido pela interação da oferta e da demanda, sendo que todos os geradores contratados recebem o mesmo valor resultante do leilão.

O principal diferencial do mercado de capacidade do NE-ISO é a forma de remunerar os geradores. Estes são remunerados em função da performance durante os períodos críticos do sistema, definidos como momentos em que, por qualquer razão, haja uma redução da margem de reserva do sistema para níveis classificados como críticos.

Na área de atuação do New England ISO (2012), a remuneração dos geradores no mercado por confiabilidade tem dois componentes: (i) a receita fixa durante a permanência da obrigação, a qual resulta do preço de equilíbrio determinado no leilão; e (ii) o pagamento ou o recebimento por performance, determinados em função da geração efetiva de cada gerador durante o período crítico e do valor do pagamento por performance determinado regulatoriamente.

O valor do pagamento ou do recebimento por performance é definido a partir do custo fixo anual de uma nova usina marginal hipotética, que operaria somente nas horas críticas do sistema, dividido por uma estimativa do número de horas críticas em um ano. Este valor equivale atualmente a US\$ 5.000/MWh (ISO NEW ENGLAND, 2012).

O pagamento por performance implica em uma transferência de recursos dos geradores com baixa performance àqueles com alta performance, sem resultar em nenhum custo adicional ao consumidor (ISO NEW ENGLAND, 2012). Desta forma, estabelece-se um forte incentivo para que os geradores de fato produzam energia durante os períodos críticos do sistema.

Com base na análise desta Seção, no Quadro 6, são destacadas as principais características dos mercados de capacidade/confiabilidade analisados. Destaca-se que apenas o Reino Unido possui um mercado de capacidade tradicional, enquanto a Colômbia, o PJM e o New England ISO implementaram algum mecanismo de confiabilidade a fim de criar um maior incentivo à performance dos geradores nos momentos críticos do sistema. Assim, na Colômbia, são utilizadas as OEF, no PJM, criou-se o novo produto *Capacity Performance*, com maiores exigências técnicas, e, no New England ISO, embutiu-se o incentivo à performance na remuneração dos geradores no mercado de confiabilidade.

Quadro 6: Características dos Mercados de Capacidade/Confiabilidade

País	Tipo	Produto	Características	Remuneração
Colômbia	Confiabilidade	OEF	Existe uma opção, a OEF, atribuída via leilão, que é executada quando o preço do mercado de energia de curto prazo supera o preço de escassez.	Valor da OEF determinado no leilão adicionado o preço da energia, valorada ao preço de escassez, quando executada a opção.
PJM	Transição	Capacity Base e Capacity Performance	Realiza-se leilão de contratação para cada um dos produtos. Há requerimentos técnicos para qualificar uma usina como <i>capacity base</i> ou <i>capacity performance</i> . O produto <i>Capacity Base</i> deve desaparecer do mercado.	Valor de cada produto determinado nos respectivos leilões. O gerador recebe o valor resultante do leilão durante o período de vigência do contrato.
ISO New England	Confiabilidade	Capacidade	Realiza-se leilão de contratação. O incentivo à performance está em receber ou ser obrigado a pagar por geração ou déficit de geração em momentos críticos do sistema.	Remuneração conta com duas partes. (1) remuneração fixa resultando do leilão de capacidade e (2) remuneração variável que depende da performance do gerador nos momentos críticos.
Reino Unido	Capacidade	Capacidade	Realiza-se leilão de contratação. O incentivo à performance está embutido na remuneração.	Resultado do leilão, remuneração pode durar entre 1 e 15 anos dependendo da duração do contrato leiloado.

Fonte: Castro et al. (2017a).

4.4.3. Leilões de Contratação

Dentre os países estudados, o Brasil, o México no novo modelo, o Chile e o Peru apresentam um esquema de leilões ou licitações para contratação de longo prazo. No caso do Chile e do Peru, são as distribuidoras que devem realizar as licitações para a contratação de 100% de sua demanda no longo prazo. No Brasil

e no México, é o Estado, através do regulador ou de outra instituição, quem realiza os leilões de contratação de longo prazo. No caso mexicano, este esquema ainda não foi totalmente implementado, pois a sua reforma setorial foi iniciada recentemente, no final do ano 2014. Contudo, as leis que determinam a aplicação de leilões de contratação e sua estrutura já foram aprovadas no país. Assim, esta Seção está focada na última forma de contratação a longo prazo citada, os leilões de contratação organizados pelo Estado.

Apesar das peculiaridades de cada país, eles possuem características similares, enumeradas a seguir:

- i. Os leilões são realizados com antecedência à realização efetiva da demanda. Portanto, a demanda do mercado é projetada em função das estimações de consumo.
- ii. Com a demanda do mercado projetada, os participantes do leilão inscrevem novos projetos de geração. No caso do Brasil, os geradores oferecem uma parte de sua garantia física, já no México estes podem oferecer três tipos de produtos (potência, energia e certificados de energia limpa) ou um pacote combinando estes produtos. Cada oferta tem um preço específico.
- iii. No leilão, os agentes são contratados em função do preço, de menor ao maior, até atingir a demanda prevista.
- iv. Os ganhadores do leilão assinam contratos de longo prazo, com entrega durante 15 anos ou mais¹⁴.
- v. No caso destes contratos de longo prazo, não existe um preço de mercado único para todos os geradores, já que todos os agentes contratados no leilão recebem o preço ofertado para seus produtos durante a vigência de todo o contrato.

Destaca-se que são duas as características fundamentais dos leilões de contratação:

- i. Eles oferecem contratos com prazos bem mais longos do que os contratos na maioria dos países estudados; e
- ii. Não existe um preço de mercado único, pois os leilões podem prever vários produtos e cada agente recebe o preço ofertado para o seu produto¹⁵, por toda a duração do contrato, com um mecanismo específico de indexação.

14 No México, há também contratos de médio prazo, que duram até três anos.

15 Cada gerador tem a liberdade de selecionar o seu produto e, no caso do México, como mencionado, pode ser potência, energia, certificados verdes ou uma combinação destes. No caso brasileiro, há produtos distintos para cada tipo de projeto (hídrico, térmico, biomassa, eólica ou solar), com esquemas de remuneração e alocação de risco diferentes. Além disso, no Brasil, os geradores não são obrigados a transacionar a totalidade da garantia física no leilão de longo prazo, podendo preservá-la para receitas de outras origens, por exemplo, para venda a consumidores livres no mercado de curto prazo.

Além dos contratos de longo prazo, os geradores podem ter outras remunerações. Por exemplo, no caso mexicano, o gerador pode transacionar parte de sua energia no mercado de curto prazo, não sendo obrigado a vender a totalidade via leilão de longo prazo. Já no caso brasileiro, os geradores térmicos recebem, além de uma receita fixa (indexada), também o valor do Custo Variável Unitário, destinado a cobrir custos com a aquisição de combustíveis, sempre que são chamados a operar.

No Box 7, explica-se, de forma geral, como funciona o esquema de contratação de projetos novos via leilões no Brasil.

Box 7: Leilões de Energia Nova no Brasil

Na reforma do Setor Elétrico Brasileiro em 2004, estabeleceu-se um modelo baseado em contratos de longo prazo, com o objetivo de assegurar investimentos para o setor e garantir a apropriada expansão do sistema.

Estes leilões visam garantir a demanda do mercado cativo e, para isso, as distribuidoras informam suas necessidades de contratação de energia futura, para três e cinco anos à frente, no caso de projetos novos. Todas as demandas são agregadas em um *pool* virtual, o qual adquire em bloco a energia das novas usinas.

Nos leilões, comercializa-se a garantia física e não a energia, portanto os geradores oferecem, ao menos, parte da sua garantia física e o respectivo preço. O resultado dos leilões é decidido pelo menor preço, tendo como parâmetro superior um preço-teto, definido pelo Ministério de Minas de Energia, para cada tipo de fonte. Cada gerador assina um contrato de longo prazo, de 15 a 30 anos, dependendo da fonte, e recebe durante esse período o preço oferecido no leilão, indexado à inflação. No caso dos geradores térmicos, além da receita fixa mensal, há o reembolso dos custos de combustíveis sempre que há despacho.

Cada gerador que vence um leilão assina um contrato com cada distribuidora que apresentou declaração de necessidade de demanda no mesmo, de forma que o preço médio de cada distribuidora seja igual para este leilão.

Neste esquema, os novos empreendimentos, estruturados em sociedades de propósito específico, utilizam os contratos de longo prazo como garantia de financiamento para os projetos em um esquema de *project finance*.

4.5. Reflexões sobre o Modelo Brasileiro

O Brasil apresenta um esquema de comercialização com diversas particularidades em relação aos países analisados neste Capítulo. Entre as principais diferenças, destacam-se:

- i. No Brasil, comercializa-se garantia física, a qual é um produto financeiro que representa um lastro de confiabilidade para o sistema. Por sua vez, os contratos, mesmo não envolvendo geração física de energia por parte do gerador, implicam em entrega de energia para o consumidor, ainda que proveniente de centrais diferentes daquela com quem firmou o contrato. Os contratos, no Brasil envolvem, assim, tanto lastro de confiabilidade (garantia física), como a energia propriamente dita, diferente do que ocorre nos demais países estudados, em que os pagamentos ou os contratos por capacidade/confiabilidade estão sempre separados da contratação da energia a ser suprida ao consumidor.
- ii. A garantia física é comercializada no mercado regulado através de leilões centralizados, organizados pelo Governo Federal. Como resultado dos leilões, são assinados contratos de longo prazo (15 anos ou mais), os quais dão previsibilidade de receitas aos geradores e servem de garantia para a obtenção de créditos, normalmente na modalidade de *project finance*. Portanto, a expansão está calcada na contratação compulsória e na necessidade de energia futura das distribuidoras.
- iii. O mercado desregulado (mercado livre) não desempenha papel significativo na expansão do sistema¹⁶. Devido à altíssima volatilidade dos preços de curto prazo, os quais alternam períodos muito longos de preços baixíssimos com períodos de preços extremamente elevados, a construção e o financiamento de novos projetos de geração dependem de contratos com prazos longos e receitas previsíveis, difíceis de obter no mercado livre. Embora não sejam raros os contratos de prazos relativamente dilatados, de cinco anos ou até mais, eles não têm se mostrado capazes de servir de garantia para financiamentos de longo prazo.

¹⁶ Na verdade, há um nicho para novos projetos no mercado livre, referentes às fontes incentivadas, como biomassa, eólica, solar e pequenas centrais hidroelétricas, que possuem descontos nas tarifas de acesso à rede, tanto para o produtor, como para o consumidor. As fontes incentivadas podem acessar o mercado dos consumidores especiais, isto é, consumidores com demanda contratada entre 500 kW e 3 MW. Tais consumidores não têm acesso à contratação de energia proveniente de fontes tradicionais, restrita aos consumidores classificados na categoria livre (demanda contratada mínima de 3 MW), o que dá às fontes incentivadas um diferencial competitivo que viabilizou alguns novos projetos. Ainda assim, trata-se de um nicho, com relativamente pouca representatividade (CASTRO *et al.*, 2014).

- iv. No Brasil, os contratos não determinam o despacho de energia. De fato, o despacho é feito independentemente dos contratos, havendo, portanto, um descolamento entre o modelo comercial e a operação do sistema.
- v. Por não existir comercialização de energia física, também não existe um mercado de energia de curto prazo *strictu sensu*.
- vi. Devido a esse descolamento entre despacho e contratos, há grande volume de diferenças entre a energia contratada e a energia medida e, assim, o mecanismo de conciliação de diferenças assume, no modelo brasileiro, uma grande relevância, a qual não é observada em outros países.
- vii. O mecanismo de conciliação de diferenças, chamado no Brasil de Mercado de Curto Prazo, conta com um preço que não depende da interação de oferta e demanda no mercado, sendo calculado por modelos computacionais, flutuando, sobretudo, de acordo com as condições hidrológicas e refletindo o custo de oportunidade da água.

O fato de o modelo comercial brasileiro ser baseado em contratos de longo prazo é adequado do ponto de vista da expansão da capacidade, embora ele tenha se mostrado arriscado e financeiramente frágil durante a recente crise hidrológica. O problema parece, pelo menos em parte, ter um caráter estrutural, isto é, estar associado ao desenho do modelo de comercialização de energia no atacado brasileiro¹⁷.

Em primeiro lugar, o descolamento entre contratos e despacho torna o modelo de comercialização inerentemente arriscado, na medida em que sempre há um volume expressivo de diferenças, entre os montantes contratados e os montantes medidos, a ser liquidado no Mercado de Curto Prazo da CCEE. Com isso, em períodos de seca prolongada, a contabilização de diferenças pode atingir volumes financeiros muito elevados (CASTRO e BRANDÃO, 2010a). Isso decorre da tendência do PLD de estacionar em níveis elevados, durante longos meses em crises hidrológicas, fazendo os sempre altos volumes físicos de diferenças serem valorados a um preço muito elevado durante muito tempo.

Preços de curto prazo em níveis muito altos em situação de seca também expõem a um risco financeiro agudo agentes que, por qualquer razão, tenham obrigações financeiras indexadas direta ou indiretamente ao PLD. É o caso de consumidores livres com contratos antigos vencendo, os quais serão, em tais circunstâncias, obrigados a renová-los a preços elevados, e de geradores que possuem a obrigação de ressarcir os contratantes pela energia não entregue, seja por problemas técnicos no despacho, seja por atraso na entrada em operação de novos projetos.

Paradoxalmente, o desenho dos contratos para novos empreendimentos de geração é, se nos atemos às suas linhas gerais, muito bom. Os empreendimentos contam com expressivas receitas fixas que permitem remunerar o capital investido

17 Para uma análise detalhada ver Castro, Brandão, Machado e Gomes (2017).

e pagar os gastos de administração e operação. No caso de empreendimentos térmicos, há também receitas variáveis que se destinam a ressarcir o gerador pelos gastos com combustíveis. Na prática, porém, o funcionamento dos contratos apresenta riscos expressivos que não estão contemplados nesta descrição mais geral e que talvez suscitem aperfeiçoamentos no desenho do mercado e na regulação econômica da geração.

O caso mais conhecido é referente aos contratos por quantidade firmados por hidroelétricas, os quais, em condições normais, pareciam muito seguros para o empreendedor, mas que, com a crise hidrológica recente, estiveram associados a um risco financeiro importante, qual seja, o compromisso de entrega de energia se traduziu, durante a crise, na necessidade de comprar energia a um PLD muito alto para honrar os contratos. Esta situação induziu os geradores hídricos a recorrerem à Justiça para se protegerem de obrigações de curto prazo vultosas na CCEE. O grande volume de liminares perturbou o mercado, em 2015, elevando o nível de inadimplência na CCEE, o que deu origem a uma segunda onda de ações judiciais, buscando (e obtendo) proteção contra o rateio da inadimplência. As decisões judiciais resultaram na paralisação do mercado e obrigaram o Governo Federal a oferecer uma repactuação do risco hidrológico, a qual transferiu, mediante desconto nos contratos, o risco hidrológico aos consumidores regulados.

Os contratos com as termoelétricas também têm apresentado problemas, sendo os mais notórios relacionados ao compromisso de entrega de energia por ocasião do despacho (**Adomp**, no acrônimo utilizado nas regras de comercialização de energia). O entendimento da ANEEL e da CCEE foi o de que tais contratos envolvem a obrigação de ressarcimento às distribuidoras pela energia despachada pelo ONS, mas não gerada, por qualquer razão interna à central geradora, implicando em uma obrigação para o gerador, valorada ao PLD do momento subtraído do CVU da usina. Essa interpretação (questionada pelas empresas no Judiciário, com ganho de causa para os agentes, em muitos casos) resultou em obrigações financeiras de curto prazo vultosas para vários geradores com problemas técnicos ou com necessidade de parada para manutenção de equipamentos, ainda quando os níveis de disponibilidade da usina, no longo prazo, estavam dentro dos valores declarados.

Outro problema verificado com relação às termoelétricas foi o descasamento do CVU com os custos variáveis reais de geração, sobretudo quando o operador precisa despachar as usinas fora do ponto ótimo de eficiência. Tradicionalmente, as termoelétricas brasileiras foram concebidas e utilizadas, essencialmente, como um *backup* de geração de base, gerando energia apenas em períodos de hidrologia fraca, mas operando, nessas ocasiões, a plena capacidade. Entretanto, em razão da perda de participação das hidroelétricas na matriz de geração e do crescimento da geração intermitente, especialmente eólica, em momentos de hidrologia fraca, o ONS tem precisado programar usinas térmicas para modular a geração ao longo do dia ou ao longo da semana. Assim, estas usinas operam, por vezes,

fora do ponto ótimo de conversão de combustível em energia elétrica e com um número de partidas e paradas maior do que seria de se esperar na utilização da usina como um *backup* de geração de base. Isso gera sobrecustos que talvez não estejam sendo remunerados através do CVU declarado pelo gerador.

O modelo brasileiro de contratos de longo prazo foi desenhado para proteger os agentes dos riscos associados à imprevisibilidade do PLD e de sua tendência a oscilar entre extremos, alternando longos períodos de valores ínfimos com períodos de seca severa, em que altos valores do PLD se tornam a regra. Porém, a exposição residual ao PLD, via o mecanismo de conciliação de diferenças (MCP), já foi suficiente, na crise hidrológica recente, para provocar uma crise financeira. Portanto, há um trabalho de aperfeiçoamento a ser feito, com a finalidade de adequar a infraestrutura do mercado atacadista brasileiro, reduzindo o nível geral de risco e alocando-o de forma mais adequada.

4.6. Referências Bibliográficas

AGUILAR, Argemiro; SANCHEZ, Gabriel. *Experiencias de El Niño 2015-2016*. Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Informe 105-2016a. Superintendencia de Servicios Públicos. Disponível em: https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0ahUK Ewj0-ef_xeLPAhXKgjAKHRg-CwsQFgghMAE&url=http%3A%2F%2Fwww.superservicios.gov.co%2Fcontent%2Fdownload%2F14237%2F110042%2Fversion%2F1%2Ffile%2FInforme%2BNo%2B105-2016_Experiencias%2Bdel%2BNi%25C3%25B1o%2B2015-2016.pdf&usq=AFQjCNG_makS0DS2d3VAgL2XeOLOsflalg&sig2=Zu6cO7oO7klbDmmsYzVBTA&bvm=bv.135974163,d.Y2I. Acesso em: 16 de outubro de 2016.

AGUILAR, Argemiro; SANCHEZ, Gabriel. *Existe Viabilidad para Futuras Termoelectricas a Gas Natural en el MEM*. Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Informe 106-2016b. Superintendencia de Servicios Públicos. Disponível em: [https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiC56DIxuLPAhWlfZAKHYw6C8YQFggcMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.superservicios.gov.co%2Fcontent%2Fdownload%2F14238%2F110048%2Fversion%2F1%2Ffile%2FInforme%2BNo%2B106-2016_Existe%2Bviabilidad%2Bpara%2Bfuturas%2Btermoelectricas%2Ba%2Bgas%2Bnatural%2Ben%2Bel%2BMEM\(1\).pdf&usq=AFQjCNHrD9LgTUlAhQBYkPegHjKlnwF2MA&sig2=v8-SGi2shpqcsQTPGeuHlw&bvm=bv.135974163,d.Y2I](https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwiC56DIxuLPAhWlfZAKHYw6C8YQFggcMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.superservicios.gov.co%2Fcontent%2Fdownload%2F14238%2F110048%2Fversion%2F1%2Ffile%2FInforme%2BNo%2B106-2016_Existe%2Bviabilidad%2Bpara%2Bfuturas%2Btermoelectricas%2Ba%2Bgas%2Bnatural%2Ben%2Bel%2BMEM(1).pdf&usq=AFQjCNHrD9LgTUlAhQBYkPegHjKlnwF2MA&sig2=v8-SGi2shpqcsQTPGeuHlw&bvm=bv.135974163,d.Y2I). Acesso em: 16 de outubro de 2016.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Minuta de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado*. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Minuta_CCEAR_3o_e_4o_leilao_existente_2006_2009_consulta.pdf. Acesso em: 11 de dezembro de 2016.

BANCO MUNDIAL. *Data Base*. Banco Mundial site Oficial. Disponível em: datos.bancomundial.org/. Acesso em: 14 de julho de 2016.

BORENSTEIN, Severin. *The Trouble with Electricity Markets: Understanding California's Restructuring Disaster*. Journal of Economic Perspectives Vol. 16, nº 1. Winter 2002 p191-211. Disponível em: faculty.haas.berkeley.edu/borenste/download/JEP02ElecTrbl.pdf. Acesso em: 17 de julho de 2016.

BOWRING, Joseph. *Capacity Markets in PJM*. Economics of Energy and Environmental policy. Vol. 2, nº 2. IAEE 2013. Disponível em: www.pserc.cornell.edu/empire/2_2_a03.pdf Acesso em: 15 de setembro de 2016.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto. *Problemas no Cálculo das Garantias Físicas para os Leilões de Energia Nova*. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 11. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, 2009. Disponível em: www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/04_TDSE11.pdf. Acesso em: 28 de setembro de 2016.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto. *O Risco Financeiro de um Período Seco Prolongado para o Setor Elétrico Brasileiro*. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 17. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, 2010a. Disponível em: www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/47_TDSE17.pdf. Acesso em: 28 de setembro de 2016.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto. *A Seleção de Projetos nos Leilões de Energia Nova e a Questão do Valor da Energia*. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 16. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, 2010b. Disponível em: www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/25_TDSE16.pdf. Acesso em: 28 de setembro de 2016.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto; HUBNER, Nelson; DANTAS, Guilherme de Azevedo; ROSENAL, Rubens. *A Formação do Preço da Energia Elétrica: Experiências Internacionais e o Modelo Brasileiro*. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 62. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, 2014. Disponível em: www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/56_GESEL%20-%20TDSE%2062%20Pre%C3%A7o%20da%20Energia.pdf. Acesso em: 17 de julho de 2016.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto. *Relatório Técnico – Modelo de Comercialização de Energia: Reflexões para Aperfeiçoamentos*. GESEL/IE/UFRJ, março de 2015.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto; MACHADO, Antonio; GOMES, Victor. *Reflexões sobre o Mercado Brasileiro de Energia Elétrica no Atacado e a Crise Financeira Recente*. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 74. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, 2017.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de Azevedo; VARDIEIRO, Pedro; ALVES, André; ALVES, Cristóvão; DORADO, Paola; HIDD, Gabriel; OLIVEIRA, Carlos; VIEGAS, Thales. *Modelos de Contratação de Energia: Experiências Internacionais e Lições para o Brasil*. O Texto foi elaborado no âmbito do P&D ANEEL *Regulação Econômica da Geração Termoelétrica: Contratação e Remuneração Variável*, desenvolvido em parceria pela ENEVA e pelo GESEL-UFRJ. 2017a.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *Preços*. Site oficial da CCEE. 2016. Disponível em: www.ccee.org.br/portal/faces/oque

fazemos_menu_lateral/precos?_afrLoop=895612097887471#%40%3F_afrLoop%3D895612097887471%26_adf.ctrl-state%3Dwcykkweb_21. Acesso em: 17 de julho de 2016.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. *Treinamento Newave – Decomp*. São Paulo, 2007.

CLAVIJO, Sergio. *La Crisis Energética de Colombia 2015-2016*. Comentario Económico del Día. ANIF Centro de Estudios Económicos. Abril 2016. Disponível em: <http://anif.co/sites/default/files/abr6-16.pdf>. Acesso em: 16 de outubro de 2016.

CLUDIUS, Johanna; HERMANN, Hauke; MATTHES, Felix. *The Merit of Order Effect of Wind and Photovoltaic Electricity Generation in German 2008-2012*. Center for Energy and Environmental Markets. Working Paper. May 2013. Disponível em: [ceem.unsw.edu.au/sites/default/files/documents/CEEM%20\(2013\)%20-%20MeritOrderEffect_GER_20082012_FINAL.pdf](http://ceem.unsw.edu.au/sites/default/files/documents/CEEM%20(2013)%20-%20MeritOrderEffect_GER_20082012_FINAL.pdf). Acesso em: 19 de julho de 2016.

CRAMTON, Peter; STOFT, Steven. *Colombia Firm Energy Market*. Comisión de Regulación de Energía y Gas. 2007. Disponível em: www.cramton.umd.edu/papers2005-2009/cramton-stoft-colombia-firm-energy-market.pdf. Acesso em: 22 de setembro de 2016.

CRAMTON, Peter; OCKENFELS, Axel; STOFT, Steven. *Capacity Markets Fundamentals*. Economics of Energy and Environmental Policy Vol. 2, nº 2. 2013. IAAE. Disponível em: http://www.pserc.cornell.edu/empire/2_2_a02.pdf. Acesso em: 22 de setembro de 2016.

CREDG, Comisión de Regulación de Energía e Gás. *Cargo por Confiabilidad*. CREG 2016. Disponível em: www.creg.gov.co/cxc/secciones/que_es/que_es.htm. Acesso em: 9 de julho de 2016.

CRETI, Anna; FABRA, Natalia. *Supply Security and Short-run Capacity Markets for Electricity*. Energy Economics Vol. 29, nº 2, p. 259-276. El Sevier 2007. Disponível em: e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/5009/?sequence=1. Acesso em: 1 de julho de 2016.

DECC, Department of Energy and Climate Change UK. *Capacity Market Parameters*. Government official website, 2015. Disponível em: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/468203/Capacity_Market_-_parameters_0810.pdf. Acesso em: 16 de agosto de 2016.

DOAN, Bich-Thuy. *Impact of German Renewable Energies on the spot prices of the French-German Electricity Markets*. KTH Electrical Engineering, Sweden, 2013.

Disponível em: www.hesamzadeh.com/Thuy%20Doan_thesis.pdf. Acesso em: 17 de julho de 2016.

EIA, U.S. Energy Information Administration. *Electricity: Wholesale Electricity and Natural Gas Market Data*. Oficial web site. 2016. Disponível em: www.eia.gov/electricity/wholesale/. Acesso em: 18 de julho de 2016.

ELA, E; MILLIGAN, M; BLOMM, A; BOTTERUD, A; TOWNSEND, A; LEVIN, T. *Evolution of Wholesale Electricity Market Design with Increasing Levels of Renewable Generation*. Technical Report, National Renewable Energy Laboratory, U.S Department of Energy, 2014. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61765.pdf>.

EMP, Empresas Publicas de Medellin. *Embalse Peñol- Guatapé*. Site oficial. Disponível em: <http://www.epm.com.co/site/comunidadymedioambiente/Comunidadymedioambiente/EmbalsePe%C3%B1olGuatap%C3%A9.aspx>. Acesso em: 16 de outubro de 2016.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2011*. Rio de Janeiro: 2012. Disponível em: www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Forms/Anurio.aspx. Acesso em: 22 de setembro de 2016.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015*. Rio de Janeiro: 2016. Disponível em: www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Forms/Anurio.aspx. Acesso em: 22 de setembro de 2016.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Estudos para a Licitação da Expansão da Geração: Garantia Física dos Empreendimentos Hidroelétricos. Leilão de Energia Nova A-5, 2016*. Rio de Janeiro: 2016b. Disponível em: www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20de%20Energia%20A-5%202016/EPE-DEE-RE-024-2016-r1.pdf. Acesso em: 28 de setembro de 2016.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Custo Marginal de Expansão: Metodologia de Cálculo, 2016*. Rio de Janeiro: 2016c. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/NT-EPE-DEE-RE-010-2016-r0.pdf>. Acesso em: 28 de setembro de 2016.

GOMEZ, Catalina. *Negociación de Contratos Bilaterales en Mercados Eléctricos Competitivos*. Proyecto de fin de carrera Ingeniería Eléctrica. Universidad de Sevilla, 2007. Disponível em: catedras-etsi.us.es/endesared/documentos/Negociacion%20de%20contratos%20bilaterales%20en%20mercados%20electricos%20competitivos.pdf. Acesso em: 19 de julho de 2016.

GREEN, Richard; NEWBERY, David. *Competition in the British Electricity Spot Market*. Journal of Political Economy Vol. 100, nº. 5. October 1992, p. 929–953. Disponível em: www.jstor.org/stable/2138629?seq=1#page_scan_tab_contents. Acesso em: 17 de julho de 2016.

ISO NEW ENGLAND. FCM Performance Incentive. Strategic Planning Initiative. October 2012. Visita técnica.

JOSKOW, Paul L. *Lessons Learned from Electricity Market Liberalization*. The Energy Journal. Special Issue: The Future of Electricity. Paper in honor of David Newbery. IAEE 2008. Disponível em: economics.mit.edu/files/2093. Acesso em: 14 de julho de 2016.

KIRSCHEN, Daniel; STRBAC, Goran. *Fundamentals of Power System Economics*. University of Manchester Institute of Science and Technology. Jhon Wisley and Sons Ltd. Reino Unido, 2004. Disponível em: uodiyala.edu.iq/uploads/PDF%20ELIBRARY%20UODIYALA/EL43/Fundamentals%20of%20Power%20System%20Economics.pdf. Acesso em: 17 de julho de 2016.

LINN, Joshua; MUEHLENBACHS, Lucija; WANG, Yushuang. *How Do Natural Gas Prices Affect Electricity Consumers and Environment?* Discussion Paper. Resources for the Future. Washington, 2014. Disponível em: www.rff.org/files/sharepoint/WorkImages/Download/RFF-DP-14-19.pdf. Acesso em: 19 de julho de 2016.

MAURER, Luiz; BARROSO, Luiz. *Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices*. The World Bank. Washington, 2011. Disponível em: www.ifc.org/wps/wcm/connect/8a92fa004aaba73977bd79e0dc67fc6/Electricity+and+Demand+Side+Auctions.pdf?MOD=AJPERES. Acesso em: 22 de setembro de 2016.

MAYER, Johannes. *Electricity Production and Spot Prices in Germany 2014*. Fraunhofer Institute for Solar Energy System ISE. 2014. Disponível em: www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/data-nivc-/folien-electricity-spot-prices-and-production-data-in-germany-2014-engl.pdf. Acesso em: 19 de julho de 2016.

MOYANO, Francisco J. *Pago por Capacidad Considerando Disponibilidad de Centrales Eléctricas*. Memoria para obtención del Título de Ingeniero de Industrias. Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago, 2002. Disponível em: power.sitios.ing.uc.cl/paperspdf/moyano.pdf. Acesso em: 19 de julho de 2016.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Histórico da Operação*. Site oficial ONS 2016. Disponível em: www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx. Acesso em: 22 de setembro de 2016.

PJM. *PJM Manual 18. PJM Capacity Market. Revision 32*. PJM Capacity Market Operation 2016. Disponível em: www.pjm.com/~media/documents/manuals/m18.ashx. Acesso em: 21 de julho de 2016.

PJM. *Capacity Performance Training*. PJM presentation July 8, 2015. Disponível em: www.pjm.com/~media/markets-ops/rpm/20150708-capacity-performance-webex-training.ashx. Acesso em: 21 de julho de 2016.

PRADA, Javier E.; OSPINA, Juan Pablo. *Análisis e Evaluación del Cargo por Capacidad en la Generación de Energía Eléctrica en Colombia*. Trabajo de grado. Ingeniería Industrial. Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá, 2004. Disponível em: www.javeriana.edu.co/biblos/tesis/ingenieria/tesis20.pdf. Acesso em: 19 de julho de 2016.

RESTREPO, María Isabel; ARANGO, Santiago; VÉLEZ, Luis Guillermo. *La Confiabilidad en los Sistemas Eléctricos Competitivos y el Modelo Colombiano de Cargo por Confiabilidad*. Cuaderno de Economía Vol. 31, nº 56. Bogotá: 2012. Disponível em: www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0121-47722012000100008. Acesso em: 22 de setembro de 2016.

ROTARU, Delia Vasilica. *The UK Electricity Market Evolution during the Liberalization Process*. CES Working Paper 2013. Disponível em: ceswp.uaic.ro/articles/CESWP2013_V2_ROT.pdf. Acesso em: 15 de julho de 2016.

SHUTTLEWORTH, Graham; MCKENZIE, Isabelle. *A Comparative Study of the Electricity Markets in UK, Spain and Nord Pool*. Report prepared by NERA for Confindustria. Rome. 2002. Disponível em: www.nera.com/content/dam/nera/publications/archive1/5566.pdf. Acesso em: 15 de setembro de 2016.

SCHIDECKER, Paul. *PJM Capacity Market Overview*. Apresentação feita durante a visita técnica do GESEL–UFRJ, junho de 2016.

VARIAN, Hal L. *Intermediate Microeconomics. A Modern Approach*. Norton & Company. 2005.

VILLAREAL, Julio; CÓRDOBA, María J. *Incentivos y Estructura del Nuevo Cargo por Confiabilidad en el Sector Eléctrico en Colombia*. Revista Ingeniería e Investigación. Vol. 28, nº 3. Diciembre 2008, pp. 105-115. Disponível em: www.scielo.org.co/pdf/iei/v28n3/v28n3a15.pdf. Acesso em: 19 de julho de 2016.

5

Experiências Internacionais de Contratação de Serviços Ancilares

Roberto Brandão, Paola Dorado, Pedro Vardiero, Gabriel Hidd,
Carlos Lopes, André Alves

O papel das termoeletricas no sistema brasileiro tradicionalmente foi o de poupar água nos reservatórios em momentos de hidrologia desfavorável. Já a função de acompanhamento da carga, isto é, de permitir ao ONS igualar geração e carga, tanto na programação semanal e diária, como em tempo real, esteve sempre reservada às hidroelétricas. Porém, a tendência à queda na participação das hidroelétricas na matriz de geração brasileira e o aumento da participação da geração não controlável ou sazonal tendem a exigir o uso crescente de termoeletricas para acompanhamento de carga.

A regulação econômica e a contratação das termoeletricas, no Brasil, não se mostram adequadas para termoeletricas em regime de acompanhamento de carga, isto é, operando com partidas frequentes e com geração fora do ponto ótimo técnico. Ao contrário das hidroelétricas, as termoeletricas têm sobrecustos substanciais quando operam desta maneira. Hoje, estes sobrecustos não são conhecidos pelo Operador do Sistema e, por isso, não são considerados na programação da operação. Eles também não são representados pelo modelo comercial, o qual não oferece modalidades de remuneração variável específicas para operação em acompanhamento de carga. Além disso, não há um sinal econômico para a realização de investimentos capazes de aumentar a flexibilidade operativa de usinas termoeletricas novas ou existentes.

Na experiência internacional, a regulação econômica da geração térmica frequentemente remunera os custos associados ao acompanhamento de carga como serviços ancilares. Seria uma evolução natural do atual modelo brasileiro de comercialização de energia no atacado introduzir modalidades de contratações análogas, como será exposto no Capítulo 7. No presente Capítulo, são realizados um estudo dos conceitos fundamentais dos serviços ancilares e uma revisão dos seus mecanismos de contratação em outros países.

5.1. Conceitos Fundamentais e Mecanismos de Contratação Gerais dos Serviços Ancilares

Antes de se examinar os mecanismos comumente praticados, nos diferentes países, para a contratação de serviços ancilares, é necessária a apresentação de alguns conceitos fundamentais para melhor compreensão do tema. Para isso, primeiro se apresenta uma definição dos serviços ancilares e sua importância para o bom funcionamento do sistema elétrico. A seguir, destacam-se algumas formas de classificação deste tipo de serviço ao redor do mundo, ressaltando que cada país e região tem sua própria classificação, em função das características técnicas do sistema elétrico e das definições regulatórias adotadas. Finalmente, abordam-se, de modo geral, os mecanismos de contratação e remuneração destes serviços.

O adequado funcionamento de um mercado de energia elétrica está baseado no correto funcionamento do sistema elétrico, o qual requer um conjunto de serviços auxiliares/complementares, que normalmente não está contemplado na contratação tradicional por energia e por capacidade, mas que são necessários para assegurar uma operação do sistema eficiente e segura. Tais serviços são denominados serviços ancilares (SILVA, 2001).

Segundo a Federal Energy Regulatory Commission (FERC), serviços ancilares são os serviços necessários para o auxílio na transmissão de energia elétrica, desde o vendedor até ao consumidor, tendo como foco as áreas de controle e transmissão para manter seguras as operações em sistemas de interligados (FERC, 1995). Portanto, estes serviços são desempenhados por equipamentos e pessoas que possibilitam a geração, o controle e a transmissão elétrica no apoio dos serviços básicos de capacidade de geração, fornecimento de energia e entrega de potência (KIRBY, HIRST e VANCOEVERING, 1995).

Estes serviços normalmente são associados à geração e à transmissão de energia elétrica, mas não correspondem à energia vendida. Sua função é garantir um bom funcionamento do sistema elétrico, proporcionando a confiabilidade do serviço e o controle dos níveis de tensão e frequência. A sua natureza varia de acordo com o segmento em consideração (geração, transmissão ou distribuição), existindo, portanto, vários tipos de serviços para os diferentes segmentos elétricos. Além disso, conforme resalta Manso (2010), a classificação dos serviços ancilares varia também em função das regras e dos padrões de cada região ou país.

Com a obrigação de preencher todos os requisitos de quantidade e qualidade da energia elétrica, é necessário um conjunto de serviços ancilares para manter a segurança, a viabilidade e o correto funcionamento do sistema elétrico. Destaca-se que os requisitos de qualidade da energia elétrica baseiam-se na continuidade do serviço de entrega e no controle da frequência e tensão dentro dos padrões definidos.

Em condições normais de operação e em regime permanente, as instalações conectadas ao sistema de distribuição devem operar dentro de uma gama de frequências definida para cada país. Por exemplo, a frequência determinada no

Brasil é de 60 Hz. Dado que a energia elétrica possui a característica de não poder ser armazenada, há a necessidade de um equilíbrio constante entre geração e consumo. Então, quando a demanda é maior do que a produção, a frequência tende a diminuir, originando problemas na rede. Portanto, é o equilíbrio entre a geração e a carga que define a frequência de uma rede. Nesse sentido, os controladores de frequência atuam diretamente nos geradores para regular a potência ativa¹ do sistema (ALMEIDA, 2012).

Nos setores mais sensíveis, como a indústria, o controle da frequência tem especial relevância, pois nos motores elétricos a variação da frequência, mantendo a tensão constante, provoca uma variação do binário da corrente de magnetização e da velocidade nominal da máquina, podendo danificar processos mais sensíveis. A variação da frequência em transformadores pode também acarretar em um sobreaquecimento e causar perdas de eficiência.

Outra alteração no sistema que a variação de frequência pode causar é a variação da reactância² das linhas. Com o aumento de frequência, a reactância da linha se eleva, o que significa que a impedância do sistema aumenta, fazendo com que as perdas por efeito Joule também aumentem.

Além da necessidade de manter a frequência do sistema dentro da faixa estabelecida, é importante ter uma folga em termos de capacidade de geração, tanto na forma de unidades de geração já sincronizadas, como na forma de geradores que possam ser sincronizados rapidamente. A reserva permite atender a algum tipo de contingência, por exemplo, a queda de uma linha ou a saída de uma máquina. Esta folga do sistema também faz parte dos serviços ancilares como reserva de produção.

O controle de tensão é outro dos serviços essenciais para o normal funcionamento do sistema elétrico. Este serviço destina-se a manter a tensão dentro dos limites estabelecidos e compensar os requerimentos de potência reativa³ dos sistemas, sendo provido por geradores, compensadores síncronos e compensadores estáticos, que servem como suporte de potência reativa. Uma queda na tensão pode ocasionar a diminuição da intensidade luminosa das lâmpadas e o aumento da corrente nos motores e, ainda, pode causar a interrupção do fornecimento de energia elétrica e a sobrecarga de certos elementos da rede (ENGELÉTRICA, 2011).

Por fim, outro serviço essencial é a capacidade de restauração autônoma, denominado *black start*. Tal como o nome indica, o *black start* é a capacidade que algumas unidades geradoras têm de entrar em funcionamento mesmo não existindo energia na rede. Para isso, é necessária uma instalação de geração auxiliar, a qual, quando acionada, incorre em custos de combustível.

1 Potência ativa é aquela que efetivamente realiza o trabalho gerando calor, eletricidade e movimento e é medida em kW (ENGELÉTRICA, 2011).

2 Reactância designa a parte da impedância total de um circuito de corrente alternada que não é devida à resistência pura, mas sim à capacitância e à indutância associadas ao circuito.

3 A potência reativa é usada apenas para criar e manter os campos eletromagnéticos (Engelétrica, 2011).

Em situações extremas pode ocorrer um *blackout*, isto é, uma a interrupção do serviço elétrico, causada por falhas de elementos do sistema. A fim de repor o normal funcionamento da rede, deverão existir recursos para a rápida restauração do serviço, sendo eles as unidades geradoras com capacidade de restauração autônoma e as linhas de transmissão com canais de comunicação adequados (SILVA, 2001).

Conforme destaca Kirby (2007), os serviços ancilares não são exatamente novos. As funções desempenhadas por eles foram concebidas por *utilities* verticalmente integradas desde que os sistemas elétricos começaram a ser formados, no início do Século XX. Contudo, a partir da década de 1980, com a reestruturação observada na maioria dos países que resultou na desverticalização do setor, tornou-se necessário melhor definir, medir e remunerar tais serviços.

No que diz respeito à sua classificação, não existe consenso, tendo em vista que existem diferenças nos padrões e critérios adotados pelos diferentes países e regiões (MANSO, 2010). Não existindo uma única forma de classificação dos serviços ancilares, são as entidades regulatórias locais que definem as classificações e nomenclaturas.

Apesar de não existir um consenso sobre a classificação dos serviços ancilares entre os países, Kirby (2007) menciona que estes serviços podem ser divididos em três grandes grupos: (i) os serviços que são fornecidos em condições normais do sistema; (ii) os serviços necessários para fazer frente a contingências⁴; e (iii) outros serviços que o sistema requer para operar de forma segura e com qualidade.

Dentre os serviços ancilares que são fornecidos em condições normais do sistema, apontam-se os seguintes:

- A regulação ou o controle de frequência é um dos serviços essenciais para o funcionamento normal do sistema elétrico. Como já mencionado, este serviço deriva da necessidade de equilíbrio constante entre a oferta e a demanda de energia elétrica, o que permite manter a frequência do sistema nos níveis pré-estabelecidos. Geralmente, este serviço pode ser dividido em vários patamares, como regulação primária e secundária, por exemplo, sendo a diferença determinada pelo tempo e duração da resposta.
- O acompanhamento da carga⁵ é um serviço que ajuda o operador a seguir as oscilações diárias da carga, não as pequenas diferenças que determinam

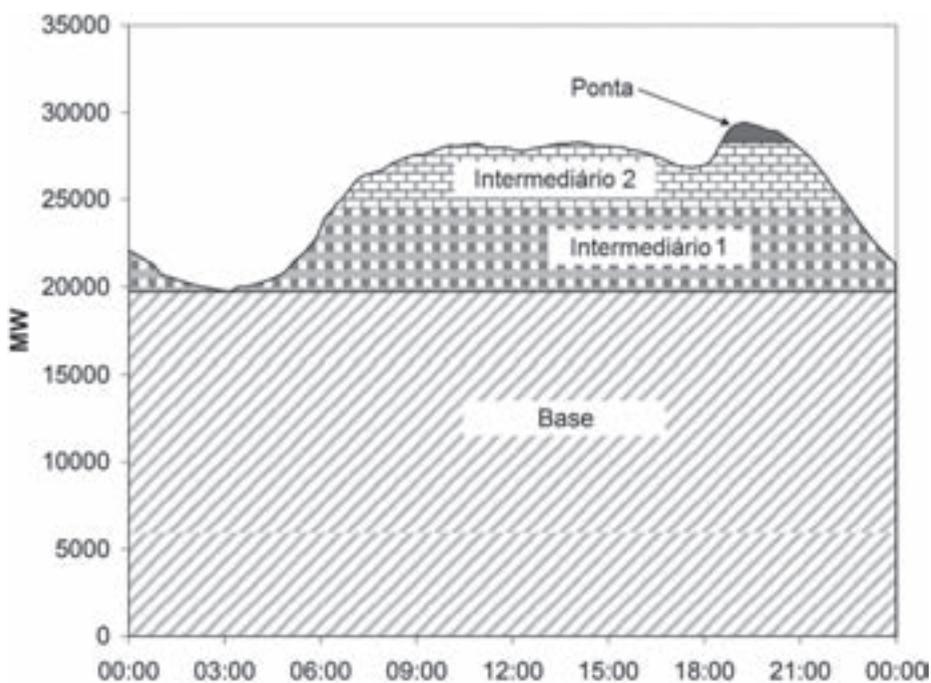
4 Cada regulação define quando existe uma contingência no sistema, porém, em geral, se trata da saída inesperada de alguma máquina ou da queda de alguma linha de transmissão.

5 Em lugares onde há um mercado físico de energia, a programação das usinas a nível horário é feita pelos mercados diário e intradiário. O Operador do Sistema tem apenas a responsabilidade de garantir a identidade entre geração e carga em tempo real, o que é feito reprogramando as usinas (e eventualmente também a demanda) após o fechamento do mercado intradiário, através do mercado de balanço ou mercado de tempo real. Em lugares onde há despacho centralizado baseado em custos, tanto a programação das usinas a nível horário, como sua reprogramação no curtíssimo prazo, são atribuições do Operador do Sistema e os sobrecustos decorrentes da operação de usinas em regime de acompanhamento de carga, como os custos de partidas e os custos de operação em carga parcial, são

variações na frequência, mas aquelas oscilações típicas do comportamento diário da carga, por exemplo, o aumento do consumo nas horas de ponta. No Gráfico 1, observa-se como o operador precisa despachar fontes, além da carga base, para atender as variações da demanda ao longo do dia. Embora a programação seja feita hora a hora, as usinas utilizadas para modular a carga devem possuir algumas características técnicas que permitam aumentar ou diminuir sua geração em um curto espaço de tempo, mantendo a geração por algumas horas do dia.

O acompanhamento de carga é um serviço ainda mais importante em sistemas com alta participação de fontes intermitentes, tendo em vista que as características próprias deste tipo de geração fazem com que não se possa prever exatamente a quantidade de energia a ser gerada, por isso são necessárias fontes flexíveis que permitam acompanhar a carga durante o dia.

Gráfico 1: Oscilação Diária da Carga e Despacho



Fonte: Kirby (2007).

frequentemente objeto de uma remuneração calculada à parte, esteja ela formalizada por meio de um contrato de serviços ancilares ou não.

O segundo grupo de serviços ancilares são aqueles utilizados em caso de contingência, isto é, aqueles que devem ser ativados caso algo inesperado aconteça no sistema. Kirby (2007) destaca três serviços neste grupo, porém cada país adota uma classificação diferente das diversas categorias de reserva, em que, normalmente, o critério é o tempo para a entrada em operação das unidades de geração. Os serviços são:

- A reserva girante é a folga de geração que está sincronizada ao sistema e pode ser suprida em um curto espaço de tempo. Trata-se de uma reserva que está em estado de *stand by* contínuo para responder a qualquer perda significativa de geração ou queda de alguma linha de transmissão. Esta folga implica em uma geração menor de energia para aquele gerador que fornece o serviço, o que determina um custo de oportunidade.
- A reserva não girante é a folga de geração que não se encontra conectada ao sistema, mas pode ser ligada e fornecer energia em um espaço de tempo relativamente curto.
- A reserva suplementar pode ser definida como uma reserva da reserva. São usinas que, diante de alguma contingência, podem fornecer energia, caso as reservas girantes e não girantes não sejam suficientes, ou substituir alguma delas.

Por fim, o terceiro grupo de serviços ancilares reúne aqueles serviços que são utilizados, normalmente, para manter a qualidade e segurança do sistema. Apon-tam-se os seguintes:

- O controle de tensão, o qual se destina a manter a tensão dentro dos limites estabelecidos e compensar os requerimentos de potência reativa dos sistemas.
- *Black start*, que, conforme já analisado, é a capacidade que algumas unidades geradoras possuem de entrar em funcionamento mesmo não existindo energia na rede.

A partir da identificação dos diferentes tipos de serviços ancilares, é necessário o exame de suas respectivas estruturas de custos e, por conseguinte, diferentes formas de contratação e remuneração.

Kirby (2007) destaca alguns dos principais custos nos quais incorre o gerador ao fornecer os diferentes serviços ancilares. A regulação de frequência secundária (máquinas sincronizadas, mas operando abaixo do máximo ou acima do mínimo técnico) implica, principalmente, no custo de oportunidade de deixar de vender energia no mercado de energia. Para fornecer este serviço, o gerador deve vender uma quantidade menor de energia no mercado, a fim de poder aumentar ou diminuir a produção conforme as necessidades de regulação do sistema. Ainda existem outros custos, como a perda de eficiência da usina por operar fora do

ótimo, contudo, Kirby (2007) menciona que, a perda de eficiência pode não ser tão significativa caso se espere que o desvio em relação à operação ótima da máquina seja pequeno.

No caso do serviço de acompanhamento da carga, Black (2012) aponta que, além do custo de oportunidade de deixar de vender energia no mercado, este serviço representa uma perda de eficiência das usinas, o que, no caso das térmicas, se traduz em um maior custo de combustível. O autor ainda assinala que existe um aumento do custo de manutenção das usinas utilizadas para modular a carga, porque a flexibilidade requerida implica em um maior desgaste dos equipamentos, além do custo de arranque e parada, quando for o caso.

Por sua vez, os serviços de controle de tensão e *black start* implicam em um custo de capital adicional em equipamentos específicos para prestá-los e um custo extra de manutenção destes equipamentos, além do custo de operação quando as usinas *black start* precisarem operar (Kirby, 2007). Ainda, Silva (2001) menciona que a obtenção dos custos associados a estes serviços é uma tarefa difícil, pois eles dependem das tecnologias utilizadas pelos diferentes fabricantes dos equipamentos.

De acordo com Kirby (2007), os serviços ancilares, em geral, são adquiridos pelos operadores dos sistemas visando, sobretudo, a qualidade e o bom funcionamento da rede. Ainda, Manso (2010, p. 28) aponta que a contratação destes serviços precisa de uma administração centralizada, sendo realizada pelo operador em quase todos os sistemas do mundo, de tal modo que cabe a ele “*solicitar a quantidade necessária para atender os requerimentos do sistema, sob condições de qualidade, confiabilidade e segurança*”. Contudo, Rebours *et al.* (2007) afirmam que, em alguns sistemas, por exemplo, o PJM, são as *Load Serving Entities* (comercializadores de energia) que devem contratar alguns dos serviços ancilares, em função da sua carga local estimada.

Ainda segundo Rebours *et al.* (2007), há quatro mecanismos para a contratação de serviços ancilares, quais sejam: provisão obrigatória, contratos bilaterais, processo de leilão e mercado.

A provisão obrigatória é o mecanismo mais simples para buscar o fornecimento de um serviço ancilar. De forma geral, ela é utilizada nos sistemas que não possuem um mercado de energia. Entretanto, conforme assinalam Miguélez *et al.* (2008), mesmo os sistemas que possuem um mercado de energia podem utilizar este método para alguns serviços.

Manso (2010) destaca que há algumas desvantagens associadas a esta forma de contratação. Por exemplo, o operador pode requerer mais recursos do que o necessário, incorrendo, assim, em custos adicionais para os geradores. Por outro lado, os geradores potencialmente mais eficientes podem ser prejudicados pelo tratamento uniforme (sem distinção entre os geradores) aplicado pelo operador.

Os contratos bilaterais, por sua vez, são o mecanismo que os operadores utilizam para cobrir os requerimentos de reserva, geralmente ao longo de um período específico de tempo (MANSO, 2010). Neste procedimento, os operadores podem

negociar a quantidade e o preço com cada fornecedor de forma separada. Contudo, como consequência, o preço e a quantidade negociados são fixos ao longo de todo o período do contrato. Esta condição pode implicar em perdas significativas para um dos participantes do contrato, caso as condições de mercado mudem de forma expressiva.

Os mecanismos de contratação por leilões ou via mercado *spot* são processos competitivos nos quais o operador busca obter os serviços necessários para o bom funcionamento do sistema ao menor preço possível. Estes mecanismos se distinguem no que diz respeito ao prazo de contratação. Enquanto os leilões são empregados para contratação de longo prazo, o mercado *spot* é utilizado para compras no curto prazo. Manso (2010) alerta que, apesar de se tratarem de mecanismos mais competitivos e transparentes, estes processos incorrem em maiores custos administrativos. Além disso, nestes mecanismos, é possível que algum dos agentes exerça poder de mercado.

De acordo com Kirby (2007), pode-se separar os diferentes serviços ancilares de acordo com os mecanismos normalmente adotados para contratá-los. Assim, é comum a contratação de serviços de regulação secundária, acompanhamento de carga, reserva girante, reserva não girante e reserva suplementar através de mecanismos de mercado, enquanto os serviços de *black start* e controle de tensão são, normalmente, contratos por mecanismos de longo prazo, por exemplo, via leilões ou contratos bilaterais.

Cabe destacar que, com a introdução de ambientes competitivos no Setor Elétrico, os serviços ancilares passaram a ser considerados separadamente do fornecimento da energia, uma vez que o seu provimento pode acarretar em custos adicionais relevantes. Além disso, eles podem afetar de forma significativa a eficiência das unidades geradoras. Portanto, o regulador deve identificar e classificar os serviços ancilares, assim como atribuir-lhes um preço ou valor para que seja possível comercializá-los e remunerá-los de forma adequada (SILVA, 2005). Neste sentido, a próxima Seção dedica-se à apresentação dos diferentes esquemas de remuneração possíveis.

5.1.1. Remuneração de Serviços Ancilares

Os serviços ancilares podem ser objeto de diversos esquemas de remuneração (REBOURS *et al.*, 2007), quais sejam, serviço não remunerado, preço regulado, preço de oferta (*Pay as Bid Price*) e preço marginal (*Common Clearing Price*).

Apesar de um sistema não remunerado ser bastante conveniente para o operador, ele tende a não ser economicamente ótimo, o que ocorre por duas razões principais. Primeiro, destaca-se que não há incentivo para que um gerador forneça de forma eficiente um serviço não remunerado. Segundo, o fato de não os remunerar implica em um necessário incremento do preço da energia elétrica (por parte das unidades geradoras), tendo em vista os custos incorridos para a sua prestação.

Por definição, um preço regulado é estabelecido pelo regulador ou pelo operador e, usualmente, é o mesmo para todos os provedores do serviço, sendo válido por um período determinado de tempo (REBOURS *et al.*, 2007). Esta forma de remuneração é particularmente justificada quando há agentes exercendo poder de mercado. De forma geral, contudo, o preço regulado é um sistema não desejável, tendo em vista que ele tende a refletir de forma imperfeita o custo real do fornecimento do serviço, sobretudo quando o custo varia ao longo do tempo ou em função de outras circunstâncias.

Em um sistema de remuneração por preço de oferta (*Pay as Bid Price*), o gerador é remunerado ao preço da sua própria oferta. Este método é adequado quando a qualidade dos serviços ancilares oferecidos é altamente diferenciada e, portanto, as ofertas não são facilmente comparáveis. Contudo, conforme ressaltam Rebours *et al.* (2007) e Manso (2010), este esquema não apresenta incentivo para que o gerador ofereça ao seu preço marginal, exceto quando a concentração de mercado é baixa.

Já a remuneração pelo custo marginal (*Common Clearing Price*) é o mecanismo mais utilizado pelos operadores (MANSO, 2010). Nesta modalidade, todos os fornecedores bem-sucedidos (em sua oferta) são remunerados pelo preço da última oferta aceita no mercado. Este esquema dá incentivos reais aos fornecedores para oferecerem ao seu custo marginal. Por outro lado, não é aplicável a produtos diferenciados, porque todas as ofertas devem ser comparáveis. Destaca-se que, sob condições de competição, o preço de mercado se aproxima ao preço marginal (REBOURS *et al.*, 2007).

A remuneração por um serviço ancilar pode combinar diversos componentes, os quais tentam refletir os diferentes custos incorridos pela unidade geradora que realizou a prestação do serviço. Estes componentes podem ser classificados como (REBOURS *et al.*, 2007):

- Parcela fixa, relacionada com os custos de investimento no equipamento necessário para fornecer o serviço.
- Parcela de disponibilidade, relacionada com os custos incorridos para manter o serviço disponível, mesmo que ele não seja efetivamente utilizado. Esta parcela inclui custos de geração mínima, custos de manutenção dos equipamentos, custos administrativos, mão-de-obra, entre outros.
- Parcela de uso, que representa os custos incorridos quando o serviço é efetivamente fornecido.
- Parcela por frequência de uso, que representa os custos adicionais incorridos quando o serviço é utilizado mais de uma vez durante um período de programação.
- Parcela de oportunidade, que representa o lucro que o agente teria vendendo o serviço ancilar em outro mercado. Por exemplo, a energia utilizada para o

serviço de regulação de frequência pode ser oferecida no mercado de energia. O custo de oportunidade, nesta situação, seria o que o gerador ganharia se ele vendesse essa energia no mercado de energia, em lugar de vendê-la no mercado de regulação de frequência.

Deve-se ressaltar que, conforme assinala Manso (2010), apesar de, intuitivamente, uma remuneração justa dever contemplar todos os componentes de custo, não necessariamente esse raciocínio está correto. Por exemplo, é possível que alguns componentes sejam compensados de forma implícita em outros pagamentos. Ou ainda, questões técnicas ou administrativas podem impedir que se calcule com precisão alguns dos componentes da remuneração justa teórica. Assim, a estrutura de remuneração vai depender do tratamento que cada país, região ou sistema utiliza para um determinado tipo de serviço.

De forma geral, conforme destacam Silva (2001), Miguélez *et al.* (2007) e Manso (2010), os custos associados ao fornecimento dos serviços ancilares são recuperados ao fim e ao cabo por meio das tarifas de energia elétrica aplicadas ao consumidor final. Para Silva (2001,), *“a comercialização em separado do produto energia e de seus serviços associados não tem sido feita de forma explícita, sendo os custos correspondentes a esses serviços embutidos na tarifa aplicada ao consumidor”*. Assim, tem-se um produto, a energia elétrica, que está associado a um determinado padrão de qualidade. Por este produto, e sua qualidade associada, o consumidor paga uma tarifa regulada que contém a recuperação dos custos associados ao emprego de serviços ancilares.

5.2. Análise Internacional do Fornecimento de Serviços Ancilares

A partir do entendimento da Seção anterior, a seguir se detalha a classificação dos serviços ancilares, assim como os mecanismos de contratação e remuneração utilizados em cada um dos países estudados.

5.2.1. Brasil

A regulamentação dos serviços ancilares, no Brasil, foi feita pela Resolução Normativa nº 265/2003⁶ (REN nº 265/2003), editada pela Agência Nacional de Energia Elétrica. Tal resolução foi responsável por identificar os serviços ancilares praticados no Brasil, além de estabelecer os procedimentos para a prestação e remuneração dos mesmos, considerando as características do mercado brasileiro de energia elétrica e a programação e o despacho centralizado do sistema, realizado pelo Operador Nacional do Sistema ONS.

Em 16 de dezembro de 2015, foi promulgada a Resolução Normativa nº 697/2015 (REN nº 697/2015)⁷, que revogou a REN nº 265/2003, passando a regulamentar os assuntos referentes aos serviços ancilares no país. Pelo fato de o procedimento de rede do ONS ainda não estar atualizado às mudanças trazidas pela nova resolução e pelo fato desta não trazer alterações radicais, a presente análise será baseada na REN nº 265/2003, apontando-se, quando oportuno, as modificações trazidas pela REN nº 697/2015.

Embora os agentes de transmissão e distribuição também possam prestar alguns serviços ancilares, este exame estará focado na prestação de serviços ancilares por parte dos agentes de geração.

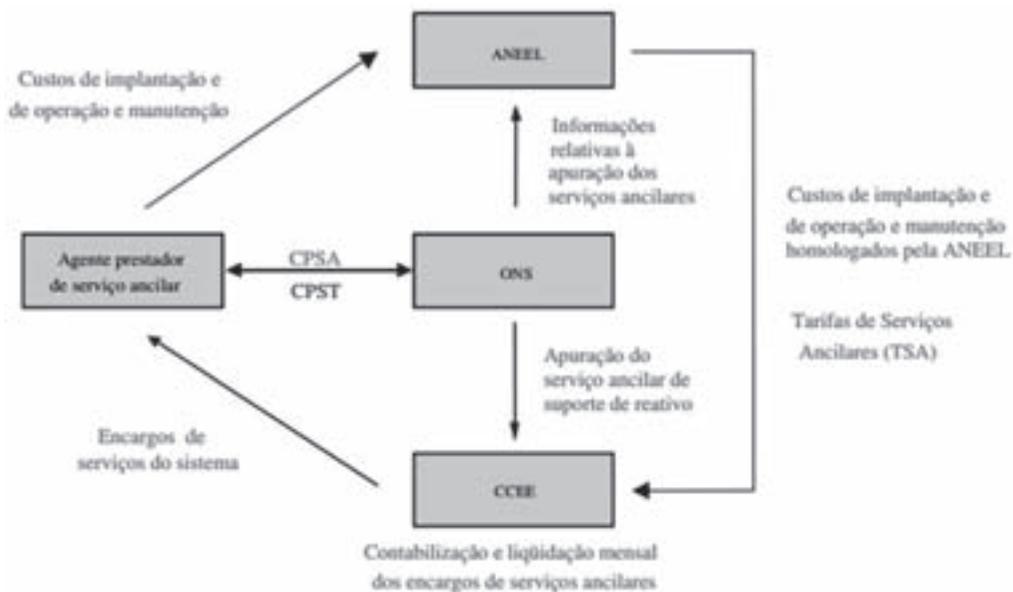
A Figura 1 esquematiza a relação entre os agentes prestadores de serviços ancilares e as instituições do Setor Elétrico Brasileiro. Resumidamente, as usinas geradoras são responsáveis por prestar os serviços ancilares, informando à ANEEL os custos de implantação, operação e manutenção destes serviços. A ANEEL, por sua vez, é responsável por auditar e homologar estes custos, calcular a Tarifa de Serviços Ancilares (TSA) e repassar tais informações para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, responsável pela contabilização e liquidação mensal dos Encargos de Serviços de Sistema(ESS).

Por outro lado, o ONS é responsável por definir os serviços ancilares necessários e celebrar Contrato de Prestação de Serviço Ancilar (CPSA) com os agentes geradores e Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) com os agentes transmissores, além de repassar informações à ANEEL e à CCEE em relação à apuração dos serviços.

6 Esta resolução sofreu alterações pela Resolução Normativa nº 251/2007, pela Resolução Normativa nº 309/2008 e pela Resolução Normativa nº 443/2011 (ANEEL, 2014).

7 A REN nº 697/2015 entrou em vigor em 1 de janeiro de 2016.

Figura 1: Relações Institucionais dos Serviços Ancilares no Brasil



Fonte: ONS (2009).

5.2.1.1. Classificação dos Serviços Ancilares

Os serviços requeridos pelo sistema são identificados pelo ONS através do Parecer Técnico Relativo a Serviço Ancilar, o qual tem como base os estudos realizados no âmbito da administração dos serviços de transmissão e do planejamento e programação da operação.

Os agentes de geração capazes de prestar os serviços ancilares são aqueles detentores de concessão ou autorização de usinas classificadas na modalidade de operação como do Tipo I. De acordo com ONS (2009), são classificadas como Tipo I: i) usinas conectadas na rede básica⁸; ii) usinas cuja operação hidráulica possa afetar a operação de usinas Tipo I existentes; e ii) usinas conectadas fora da rede básica cuja máxima potência líquida injetada no SIN contribua para minimizar problemas operativos e proporcionar maior segurança para a rede de operação.

Neste contexto, a REN nº 265/2003 reconhece os seguintes serviços ancilares no Brasil:

⁸ Independente da fonte primária de energia ou da potência líquida injetada no Sistema Interligado Nacional.

- *O controle primário de frequência e a reserva de potência para controle primário.* Ambos os serviços devem ser providos por todas as unidades geradoras integrantes do SIN. A ANEEL (2003) define o controle primário de frequência como o serviço realizado por meio dos reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, objetivando limitar a variação da frequência quando acontece um desequilíbrio entre a carga e a geração. Já a reserva de potência para controle primário é a provisão de reservas de potência ativa, pelas unidades geradoras, para efetuar o controle primário de frequência. Trata-se de uma reserva girante (denominada R1, no procedimento de rede do ONS), alocada entre as unidades geradoras com regulador de velocidade desbloqueado, para que estas possam realizar o controle primário de frequência. Porém, a REN nº 697/2015 excluiu a reserva de potência para controle primário dos serviços ancilares por entender que o controle primário de frequência já exige a reserva de potência suficiente para sua prestação.
- *O controle secundário de frequência e a reserva de potência para controle secundário.* O primeiro é definido como o controle realizado pelas unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração, destinado a restabelecer a frequência do sistema ao seu valor programado e manter ou restabelecer os intercâmbios de potência ativa aos valores programados. De modo distinto do que acontece no controle primário de frequência, para o controle secundário, os reguladores automáticos de velocidade das usinas geradoras integrantes do CAG devem estar desbloqueados e sob o controle do centro de operação do ONS. Já a reserva de potência para controle secundário é a provisão de reserva de potência ativa, efetuada pelas unidades geradoras participantes do CAG, para realizar o controle secundário de frequência ou de intercâmbios líquidos de potência ativa entre áreas de controle. Trata-se de uma reserva girante (denominada R2, no procedimento de rede do ONS) que, tal como no caso anterior, foi excluída pela REN nº 697/2015.
- *A reserva de prontidão* é a disponibilidade de unidades geradoras com o objetivo de recompor as reservas de potência primária ou secundária do sistema, em caso de indisponibilidade ou redeclaração de geração. Neste sentido, a reserva de prontidão assume o papel do serviço de reserva suplementar e todas as unidades geradoras integrantes do SIN que não tenham sido despachadas por razões sistêmicas constituem-se em reserva de prontidão. A REN nº 697/2015 excluiu a reserva de prontidão da lista dos serviços ancilares, em decorrência do fato de que, nos últimos anos, não ocorreu a necessidade de contabilizar os custos de consumo de combustível das unidades geradoras que atuavam como reserva de prontidão.
- *O suporte de reativos* é o fornecimento ou absorção de energia reativa, destinada ao serviço de controle de tensão da rede de operação, mantendo-a dentro dos limites de variação estabelecidos nos Procedimentos de Rede e nos

Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). A REN nº 697/2015 apenas realçou que tal serviço pode ser prestado por unidades geradoras enquanto fornecem potência ativa ou enquanto operam como compensador síncrono. Estas propiciam benefícios sistêmicos, como o suporte de reativos em regime dinâmico, a agregação de inércia, a elevação dos níveis de curto-circuito, a eliminação de riscos de autoexcitação e sobretensões/subtensões transitórias e o controle de tensão em regime permanente.

- A *restauração autônoma (black start)* é a capacidade que tem uma central geradora de sair de uma condição de parada total para uma condição de operação, independente de fontes externas de eletricidade para alimentar seus serviços auxiliares e colocar em operação suas unidades geradoras. A REN nº 697/2015 manteve este conceito, chamando-o de autorrestabelecimento integral e incluiu o serviço de autorrestabelecimento parcial, definido como a *“capacidade de uma central geradora de alimentar seus serviços auxiliares a partir da tensão no terminal de seus próprios geradores, com a permanência do giro mecânico e excitada, contribuindo para o processo de recomposição do sistema elétrico”* (ANEEL, 2015).
- O *Sistema Especial de Proteção (SEP)* é o sistema que, a partir da detecção de uma condição anormal de operação ou de contingências múltiplas, realiza ações automáticas para preservar a integridade do SIN ou dos seus equipamentos. O SEP abrange os Esquemas de Controle de Emergência (ECE), os Esquemas de Controle de Segurança (ECS) e as proteções de caráter sistêmico.

5.2.1.2. Mecanismos de Contratação

No Brasil, o ONS é responsável por realizar a análise técnica dos requisitos de sistema, relativos aos serviços ancilares a serem prestados por novas usinas ou usinas atualmente em operação, e, quando necessário, celebrar os CPSA com os agentes de geração.

A seguir, detalha-se a forma de contratação de cada um dos serviços ancilares mencionados na Seção anterior.

- O controle primário de frequência e a reserva de potência para controle primário devem ser realizados por todas as unidades geradoras integrantes do SIN, sem a necessidade de realização de CPSA, ou seja, trata-se de um serviço de provisão obrigatória. Isso ocorre pelo fato de todas as unidades geradoras terem a obrigatoriedade de possuir equipamento de regulação automática para conexão à rede básica.
- O controle secundário de frequência e a reserva de potência para controle secundário devem ser realizados, sempre que solicitados pelo ONS, por todas

as usinas que participam do CAG. Neste caso, os agentes prestadores destes serviços devem celebrar CPSA com o ONS.

- A reserva de prontidão é obrigatoriamente fornecida por todas as unidades geradoras declaradas disponíveis na fase de programação da geração e que, por razões sistêmicas, não tenham sido despachadas.
- O suporte de reativos deve ser provido por todas as unidades geradoras integrantes do SIN que estejam fornecendo potência ativa. As usinas com unidades despachadas como compensador síncrono devem celebrar CPSA com o ONS.
- O serviço de restauração autônoma é prestado por todas as unidades geradoras integrantes do SIN que tenham equipamentos para esta finalidade, sempre que solicitado pelo ONS. Neste caso, os agentes assinam um CPSA.
- O SEP deve ser provido pelas usinas geradoras determinadas pela ANEEL, respaldada por estudos do ONS. Os agentes de geração prestadores deste serviço devem celebrar CPSA com o ONS.

Em relação à contratação dos serviços ancilares, a REN nº 697/2017 não apresentou modificações no que diz respeito à definição das usinas geradoras que devem prestar os serviços e quais serviços necessitam de CPSA.

No caso brasileiro, é interessante notar que quase todas as usinas que possuem um CPSA são hidroelétricas, como se observa na Tabela 1. De fato, evidencia-se que existem apenas três usinas térmicas que assinaram CPSA com o ONS, quais sejam, a UTE Rio Acre da Eletronorte, que detém um CPSA para restauração autônoma, a UTE Camaçari da CHESF, que presta serviço de suporte de reativos, e a UTE Campo de FURNAS, que participa do SEP.

Tabela 1: Contratos de Prestação de Serviços Ancilares por Tipo de Serviço e Tipo de Usina

	Restauração Autônoma	Controle secundário de frequência	Suporte de reativos	SEP	Total
Usinas híbridas	59	26	33	24	142
Usinas térmicas	1	0	1	1	3
Total CPSA	60	26	34	25	145

Fonte: ONS (2017).

5.2.1.3. Mecanismos de Remuneração

A remuneração dos serviços ancilares, no Brasil, é feita através do Encargo de Serviços de Sistema, que remunera todas as usinas que prestam algum tipo de serviço, segundo as seguintes condições:

- O serviço de controle primário de frequência não é remunerado.
- O controle secundário de frequência, até 2015, era remunerado em função do custo de operação e manutenção dos equipamentos de supervisão e controle e de comunicação necessários à participação da usina no CAG, auditado e aprovado pela ANEEL. Contudo, a REN nº 697/2015 alterou a forma de remuneração com a justificativa de prover mais eficiência e agilidade. Atualmente, a remuneração é feita através de receita pré-definida em resolução homologatória⁹. Os valores da minuta são obtidos por meio de dados históricos de ressarcimento já praticados pela ANEEL e de custos mensais de telecomunicação necessários a garantir a operação destes serviços (ANEEL, 2014). Para o ano de 2016, a receita foi fixada em R\$ 44.156,20/ano por central geradora (ANEEL, 2015b). Observe-se que, conforme pode ser constatado na Tabela 1, nenhuma termoeétrica participa do controle secundário de frequência, de forma que o serviço pode ser realizado, no Brasil, sem que seja necessário remunerar os custos associados à operação de termoeletricas fora do ponto ótimo em termos de conversão de combustível em energia.
- A reserva de prontidão era remunerada em função do custo de combustível utilizado pelo agente gerador enquanto presta tal serviço, auditado e aprovado pela ANEEL. Porém, como já apontado, a REN nº 697/2015 excluiu este serviço ancilar.
- No caso do suporte de reativos, os agentes geradores solicitados a operar como compensador síncrono têm seus custos de operação e manutenção adicionais remunerados pela TSA, calculada anualmente pela ANEEL e paga por meio do ESS. As usinas existentes que venham a operar como compensador síncrono, por determinação da ANEEL, ou para a reposição dos sistemas existentes terão os custos de implantação ou de reposição dos sistemas necessários para esta operação auditados e aprovados pela ANEEL e ressarcido por meio de ESS. A REN nº 697/2017 manteve a remuneração deste serviço através da TSA. A metodologia de cálculo e períodos de reajuste da TSA é dada pela Nota Técnica nº 78/2003-SRG/ANEEL (NT nº 78/2003). De acordo com esta nota técnica, os custos a serem ressarcidos deverão ser baseados na energia reativa produzida, levando em consideração os custos de operação e manutenção utilizados no cálculo da Tarifa de Energia de Otimização (TEO). Ainda, a NT nº 78/2003 explicita que os custos adicionais incorridos para a geração de energia reativa por geradores operando como compensadores síncronos são da ordem de 5,94%. Na atual composição da TSA, constam: i) custo de operação e manutenção de usinas hidráulicas para geração incremental de energia, em R\$/MWh; e ii) fator de acréscimo (1,0594) de custo de operação e manutenção em usinas hidráulicas, devido à operação das unidades geradoras como compensador

9 O método anterior de remuneração se dava mediante a apresentação das notas fiscais relacionadas à prestação do serviço (processo burocrático e ineficiente).

síncrono. A TSA, assim como a TEO, é reajustada pelo IPCA. O valor da TSA, para o ano de 2016, foi fixado em R\$ 6,19/MVAh (ANEEL, 2015b).

- No que diz respeito ao restabelecimento autônomo (*black start*), até 2015, o custo de operação e manutenção dos equipamentos era auditado e aprovado pela ANEEL. Porém, a REN nº 697/2015 remunerar determina que este serviço deverá ser mediante receita pré-definida em resolução homologatória. Para o ano de 2016, esta receita foi fixada em R\$ 33.117,15/ano por central geradora (ANEEL, 2015b). O cálculo deste valor foi baseado no quantitativo de mão de obra necessário à manutenção das centrais geradoras de emergência e à realização dos ensaios. Incluiu-se, também, o custo com combustível e com material consumível necessário à operação destas centrais geradoras (ANEEL, 2014).
- No caso do SEP, até 2015, a remuneração também era feita com base nos custos de operação e manutenção incorridos por agentes de geração, auditados e aprovados pela ANEEL. Contudo, a REN nº 697/2015 alterou a sua forma de remuneração¹⁰, passando a remunerá-lo por receita pré-definida em resolução homologatória. Para o ano de 2016, esta receita foi fixada em R\$ 44.156,20/ano¹¹ por central geradora (ANEEL, 2015b). A base para a fixação da receita foi definida em relação aos custos mensais de telecomunicação necessários a garantir a operação destes serviços ancilares (ANEEL, 2014).

Em suma, constata-se que os serviços ancilares, no Brasil, são quase totalmente fornecidos por usinas hidroelétricas, devido à própria estrutura da matriz elétrica do país. Especialmente, serviços que em outros países são prestados por termoelétricas e que envolvem ou podem envolver custos variáveis, como a regulação de frequência secundária e a reserva de prontidão, são prestados, no Brasil, apenas por hidroelétricas ou, no caso da reserva de prontidão, deixaram de ser prestados.

Porém, um modelo de remuneração dos serviços ancilares apenas através de receita anual fixa, como estabelece a REN nº 697/2015, pode não ser adequada no futuro, conforme a capacidade de fazer o ajuste entre geração e carga não possa mais ser feita apenas utilizando hidroelétricas. Se o ONS tiver necessidade de utilizar termoelétricas para ajustar a geração à carga, seja a nível da programação diária, dando partidas diárias ou programando termoelétricas para operação em carga parcial, seja em tempo real (CAG ou reprogramação do despacho), será conveniente reformular as opções de contratos de serviços ancilares para tornar sua remuneração aderente à estrutura de custos das termoelétricas, que possuem custos variáveis para prestar este tipo de serviço.

10 Os pagamentos dos serviços de controle secundário de frequência, autorrestabelecimento e SEP são atualizados pelo IPCA.

11 O valor da minuta de resolução homologatória (R\$ 40.000/ano) foi obtido por meio de dados históricos de ressarcimento já praticados pela ANEEL e dos custos mensais de telecomunicação necessários a garantir a operação destes serviços ancilares (ANEEL, 2014).

5.2.2. Chile

No Chile, os serviços ancilares estão sob regulamentação do Decreto Supremo nº 130/2011, que “aprova o regulamento que estabelece as disposições aplicáveis aos serviços ancilares com que deverá contar cada Sistema Elétrico para a coordenação da operação do Sistema nos termos do artigo 137º da lei geral de serviços elétricos”.

Conforme definidos neste decreto, os Centros de Despacho Econômico de Carga (CDEC)¹² dos sistemas elétricos do Chile, através de suas Direções de Operações (DO), são os responsáveis por definir, administrar e operar os serviços ancilares. Para isso, os CDEC devem identificar os recursos existentes e disponíveis no sistema, além de determinar a instalação ou habilitação obrigatória dos equipamentos pertinentes para a operação destes serviços (artigo 5º do Decreto Supremo nº 130/2011)

5.2.2.1. Classificação dos Serviços Ancilares

Segundo estabelecido no Decreto Supremo nº 130/2011, deverão ser remunerados pelo menos as seguintes categorias de serviços ancilares:

- Controle primário e secundário de frequência, estabelecidos na Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio (NTSyCS). O controle primário de frequência (CPF) é a ação de controle exercida rapidamente sobre a frequência do sistema elétrico, através de equipamentos instalados nas unidades geradoras que permitem modificar de forma automática sua produção. Já o controle secundário de frequência é a ação manual ou automática destinada a compensar o erro final de frequência resultante da ação do CPF.
- Reserva de girante corresponde à folga em unidades geradoras sincronizadas ao sistema, de forma que estejam disponíveis para serem utilizadas diante de qualquer tipo de contingência ou variação na demanda.
- Controle de tensão é um mecanismo que permite o controle da tensão nos terminais de uma unidade geradora, detectando os desvios da tensão em relação a um valor de referência e modificando a corrente da unidade geradora.
- Plano de Recuperação de Serviço é um conjunto de ações, coordenadas pelo pessoal a cargo das instalações de geração e transmissão e por clientes, para que seja possível reestabelecer o fornecimento elétrico em zonas afetadas por um apagão total ou parcial, no menor tempo possível. Considera-se, neste serviço, a restauração autônoma (*black start*).

¹² O sistema elétrico do Chile está dividido em quatro subsistemas: Sistema Interconectado Norte Grande, Sistema Interconectado Central, Sistema Aysen e Sistema Magallanes.

- Desprendimento de carga é um procedimento de controle e gestão da rede que conduz a um corte intencional no fornecimento elétrico, por determinados períodos de tempo, ao longo de diferentes áreas geográficas. São medidas de última instância para evitar o colapso da rede elétrica (CNE, 2013).
- Operação de unidades de geração a custo variável superior ao custo marginal do sistema. Uma unidade geradora com custo variável maior que o custo marginal do sistema pode ser despachada fora de ordem de mérito por problemas locacionais de transmissão ou restrições na confiabilidade do sistema. Neste caso, a usina deve ser compensada pela diferença de custos.

5.2.2.2. Mecanismos de Contratação

De acordo com o Decreto Supremo nº 130/2011, o fornecimento de serviços ancilares no Setor Elétrico Chileno é realizado através de provisão obrigatória. Neste modelo, os CDEC são responsáveis pela definição, administração e operação dos serviços ancilares necessários para garantir que as operações dos sistemas cumpram com as exigências e condições definidas pela NTSyCS.

Cada CDEC, através da DO, identifica os recursos existentes e disponíveis no sistema e, a partir disso, determina a instalação ou habilitação obrigatória dos equipamentos necessários para o fornecimento dos serviços complementares, visando preservar a qualidade e a segurança do sistema.

Para isso, no primeiro trimestre de cada ano, o CDEC, através da DO, elabora um Relatório de Definição e Programação dos Serviços Complementares, no qual aponta os equipamentos que devem ser instalados e habilitados no respectivo sistema durante o ano seguinte. A instalação dos equipamentos deve ocorrer de forma obrigatória para prestação dos serviços ancilares pelas empresas definidas no relatório.

Por sua vez, as empresas que prestem serviços ancilares, cujos recursos e instalações tenham sido apontados no relatório mencionado, deverão declarar os custos referentes à prestação com suas justificativas. Cabe ao CDEC verificar se os custos declarados são factíveis, sendo estes auditados a cada dois anos.

5.2.2.3. Mecanismos de Remuneração

Como o fornecimento de serviços ancilares, no Chile, é de caráter obrigatório, a remuneração por estes serviços é feita através de um preço regulado. Assim, cada categoria de serviço tem uma metodologia específica de cálculo da remuneração correspondente. A remuneração por serviços ancilares é realizada apenas a

empresas geradoras de acordo com a energia injetada ou retirada do sistema interconectado¹³ (CDEC-SIC, 2016)¹⁴.

Controle primário e secundário de frequência. A remuneração por estes serviços considera o custo de investimento, o custo de habilitação, o custo de manutenção adicional e o custo adicional de combustível caso seja uma usina térmica. Os primeiros três custos são determinados a partir dos resultados do estudo de custos vigente, informados e atualizados pelo CDEC. Já o custo de combustível adicional é determinado a partir das curvas de consumo específicas para as unidades. Para centrais hidráulicas, esse custo é determinado com base em seus rendimentos. Assim, considerando esta informação, a remuneração pelos serviços de controle de frequência é realizada, conforme a equação a seguir:

$$RSRF_j = \frac{ACIH_j + CAAM_j}{12} + CCA_j$$

RSRF_j - Remuneração mensal correspondente à unidade de geração j, expressa em US\$.

ACIH_j - Anuidade do custo de investimento ou habilitação correspondente às instalações da unidade de geração j, expressa em US\$/ano.

CAAM_j - Custo anual de manutenção das instalações geradoras j, determinado a partir do estudo de custos vigente, expresso em US\$/ano.

CCA_j - Custo de combustível adicional, correspondente à unidade geradora j, devido à prestação do serviço, expresso em US\$.

Como se observa na fórmula anterior, a primeira parte faz referência à remuneração do investimento e manutenção dos equipamentos, independentemente do número de horas de fornecimento de controle de frequência efetivamente realizadas pelo gerador. Já a remuneração do custo de combustível adicional tem relação direta com o número de horas de fornecimento mensais do serviço de controle de frequência. Como este serviço pode ser fornecido, tanto por usinas térmicas, quanto hídricas, a regulação estabelece duas metodologias diferentes para valorar o combustível utilizado por cada usina, seja combustível de fato, no caso de térmicas, ou água, no caso das hídricas.

Remuneração por reserva girante. Na primeira fase, determina-se a margem de reserva efetiva (MRE), que corresponde à diferença entre a potência máxima e a potência média despachada para cada unidade geradora, em MW. Em seguida,

13 No caso Chileno, no mercado de curto prazo também participam apenas os geradores.

14 Na planilha de pagamentos por serviços ancilares disponibilizada pelo Coordenador Elétrico Nacional, constata-se que apenas os geradores pagam e recebem pelo fornecimento de serviços ancilares. Disponível em: <https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/fichas/cuadros-de-pagos/>.

determina-se a margem total do sistema para uma determinada hora através do somatório de todas as MRE (CDEC-SIC, 2016).

Considerando esta informação, calcula-se o valor por reserva de giro total mensal, seguindo a seguinte expressão:

$$VR_i = \sum_{h=1}^{htot} (C_{i,h} - MRE_{i,h}) \times \text{Max}\{CMg_{i,h} - Cop_{i,h}, 0\}$$

VR_i - Valor por reserva de giro para a unidade geradora i (US\$).

C_{i,h} - Cota da unidade geradora i para a hora h (MW).

MRE_{i,h} - Margem de reserva efetiva da unidade geradora i na hora h (MW).

CMg_{i,h} - Custo marginal horário da barra de valoração da unidade geradora i para a hora h (US\$/MWh).

Cop_{i,h} - Custo marginal horário na barra de valoração da unidade geradora i para a hora h (US\$/MWh).

htot - Total de horas do mês.

Por fim, o valor da reserva de giro total é rateado entre todos os geradores que prestaram este serviço durante o mês.

Remuneração por controle de tensão. A remuneração por este serviço é feita com base nos custos de investimento, habilitação e manutenção adicional. Estes são estabelecidos a partir do estudo de custos realizado pelo CDEC, sendo que os valores indicados devem remunerar mensalmente a empresa proprietária da unidade geradora j, de acordo com a seguinte fórmula:

$$RSRT_j = \frac{ACIH_j + CAAM_j}{12}$$

RSRT_j - Remuneração mensal correspondente à unidade geradora j, pela prestação do serviço de controle de tensão (US\$).
ACIH_j - Anuidade do custo de investimento ou habilitação das instalações pertencentes à unidade geradora j que presta o serviço (US\$/ano).
CAAM_j - Custo anual adicional de manutenção das instalações correspondentes à unidade geradora j que presta o serviço (US\$/ano).

Constata-se que a remuneração por este serviço é realizada considerando o investimento, sendo o pagamento mensal independente da efetiva prestação do serviço de controle de tensão de um determinado gerador durante o mês específico.

Plano de recuperação de serviço (PRS). Dentro deste serviço, consideram-se o restabelecimento autônomo (*black start*), o isolamento rápido e o plano de defesa para contingências extremas. Para sua remuneração, são considerados os custos de investimento, habilitação, manutenção adicional e operação de instalações, componentes ou equipes, destinadas, exclusivamente, à prestação do serviço. Como nos casos anteriores, estes custos são estabelecidos a partir dos resultados do estudo de custos da CDEC.

Os primeiros três conceitos (custos de investimento, custos de habilitação, custo de manutenção adicional) fazem *jus* a uma remuneração mensal à empresa proprietária do equipamento *j*, destinado, exclusivamente, a apoiar os planos de PRS, independente da efetiva utilização deste serviço durante o mês, segundo a seguinte expressão:

$$RPS_j = (ACIH_j + CAAM_j) / 12$$

}

RPS_j - Remuneração mensal correspondente ao equipamento *j* (US\$)

ACIH_j - Anuidade do custo de investimento ou habilitação correspondente ao equipamento *j* até que o investimento seja recuperado (US\$/ano).

CAAM_j - Custo anual de manutenção do equipamento *j* (US\$/ano).

Por outro lado, o custo de operação de instalações, componentes ou equipes é remunerado apenas em caso de efetiva utilização do serviço durante o mês, conforme a seguinte fórmula:

$$RPRS_{O_j} = \sum_{e=1}^{n_e} \text{Max} (COP_{j,e} \times EG_{j,e} - Cmg_{j,e} \times EI_{j,e}; 0)$$

- RPRS_{O_j}** - Remuneração mensal correspondente à operação do equipamento *j* (US\$).
- Cop_{j,e}** - Custo de operação do equipamento *j*, incluindo os custos de arranque do gerador e gasto de combustível do equipamento (US\$).
- EG_{j,e}** - Energia gerada pelo equipamento *j* durante o evento (MWh).
- Cmg_{j,e}** - Custo marginal médio do equipamento *j* durante o evento (US\$/MWh).
- EI_{j,e}** - Energia injetada no sistema pelo equipamento *j* durante o evento (MWh).
- n_e** - Número de eventos registrados pelo CDEC, durante o período de operação.

Desconexão de carga. Este serviço é remunerado pelo custo associado aos eventos de desconexão de carga, quais sejam, o custo de investimento ou habilitação dos esquema de desconexão automática de carga (EDAC), esquema de desconexão automática de geração (EDAG) ou esquema de redução automática de geração (ERAG), ativados por sinal específico, e pelo custo de operação e manutenção dos EDAC, EDAG e ERAG, também ativados por sinal específico. O custo associado aos eventos de desconexão de carga é remunerado segundo a expressão abaixo:

$$RSDC_j = CFCD \cdot \sum_{i=1}^n kW_{D_{i,j}} \cdot DE_i$$

RSDC_j - Remuneração correspondente à retirada j, associada aos eventos de desconexão de carga (US\$).
CFCD - Custo de falha de curta duração, definido na NTSyCS (US\$/kWh).
kWD_{i,j} - Potência de retirada j no momento de desprendimento de carga do evento i (kW).
DE_i - Duração do evento i, expresso em horas.
n - Número de eventos registrados pelo CDEC.

Operação de unidade de geração a custo variável superior ao custo marginal do sistema. Esta remuneração é feita à empresa proprietária da unidade geradora i, segundo a seguinte fórmula:

$$R_i = \sum_{h=1}^{htot} \text{Máx}\{CVd_{i,h} - CMg_{i,h}, 0\} \times E_{i,h}$$

R_i - Remuneração mensal correspondente à unidade geradora i, por operar a um custo variável superior ao custo marginal, durante o período mensal (US\$).

CVd_{i,h} - Custo variável de operação vigente para a unidade geradora i, para o nível de injeção de energia ativa que teve durante a hora h. No caso de centrais hidráulicas com reservatórios, será considerado o custo de oportunidade da energia represada.

CMg_{i,j} - Custo marginal médio da unidade geradora i durante a hora h.

E_{i,h} - Energia gerada pela unidade geradora i, durante a hora h, para a prestação do serviço complementar, em que o custo variável de operação da central foi superior ao custo marginal do sistema.

htot - Total de horas do mês.

5.2.3. China

O sistema elétrico chinês é marcado pela forte presença do Estado através de companhias estatais. Contudo, a partir da década de 2000, o setor atravessou por uma significativa reforma adquirindo um maior grau de abertura e liberalização. Com isso, o sistema elétrico do país assumiu características bastante específicas que o tornaram singular.

Com a reforma do Setor Elétrico do país, houve uma completa separação entre os serviços de geração e os serviços de rede (transmissão e distribuição), dando maior espaço à participação de agentes privados na geração, especialmente com fontes renováveis, e criando duas grandes empresas estatais encarregadas de gerenciar as redes: a China Southern Power Grid, responsável pelas redes na região sul da China, e a State Grid Corporation of China, encarregada das redes no resto do país.

Os serviços ancilares e suas particularidades devem ser entendidos no âmbito das políticas estabelecidas para o setor. A State Electricity Regulatory Commission (SERC), órgão regulador do sistema elétrico chinês, emitiu, no ano de 2006, um documento com medidas para a administração dos serviços ancilares em geradores conectados à rede¹⁵.

Neste documento, o órgão define o conceito de serviços ancilares como sendo o conjunto de serviços oferecidos pelas empresas geradoras ou ligadas à rede que garante o funcionamento do sistema elétrico de forma segura e estável. O órgão classifica ainda os serviços ancilares como prioritários no processo de reforma do sistema elétrico do país.

Contudo, a classificação específica, sua implementação e as formas de remuneração dos serviços ancilares ocorrem de acordo com políticas que podem variar de acordo com a região do país, embora haja uma tendência de padronização na administração destes serviços por parte da SERC¹⁶ (PENG, 2014).

5.2.3.1. Classificação dos Serviços Ancilares

De acordo com o documento emitido pela SERC, os serviços ancilares na China podem ser divididos entre básicos (não remunerados) e remunerados. Os serviços ancilares básicos incluem a regulação primária de frequência, o acompanhamento de carga e o suporte de reativos. Já os serviços ancilares remunerados incluem o Controle Automático de Geração, as reservas (girante e não girante), o acompanhamento de carga, o suporte de reativos e o *black start* (KAHRL, 2014).

15 SERC (2006). Temporary measures for ancillary services management for interconnected generators 《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》, nº 43.

16 Em 2008, a SERC publicou *The Detailed Implementation Rules of Power Plants for Ancillary Services Management and Grid-connected Operation*, como forma de criar um padrão para a administração dos serviços ancilares no país.

A diferença com relação ao grupo de serviços básicos e remunerados ocorre pela obrigatoriedade ou não da prestação dos serviços por parte das geradoras, como será explicado mais adiante. O Quadro 1 identifica os dois grupos de serviços ancilares presentes no sistema elétrico chinês, bem como os serviços incluídos em cada um destes grupos.

Quadro 1: Serviços Ancilares Básicos e Remunerados

Serviços Ancilares	
Básicos (não remunerados)	Remunerados
Regulação Primária de Frequência	CAG
Acompanhamento de Carga	Reservas (Girante e Não Girante)
Suporte de Reativos	Acompanhamento de Carga
	Suporte de Reativos
	<i>Black Start</i>

Fonte: Elaboração Própria.

De acordo com a SERC, cada serviço ancilar possui características específicas. Os serviços ancilares básicos são fornecidos de forma obrigatória pelas unidades geradoras conectadas à rede e visam assegurar a operação do sistema elétrico de forma segura e estável, dentre os quais se destacam:

- *Regulação primária de frequência.* Quando a frequência do sistema elétrico se desvia da frequência objetivada pelo sistema, as unidades de geração ajustam a potência ativa de forma automática através do controle de velocidade do sistema.
- *Acompanhamento de carga (básica).* As unidades geradoras regulam a geração de energia de acordo com variações na carga dentro de um intervalo de carga previamente estabelecido.
- *Suporte de reativos (básico).* Trata-se do controle de tensão, isto é, as unidades geradoras injetam ou absorvem a potência reativa do sistema de acordo com os valores de tensão previamente estabelecidos, dentro de um determinado intervalo de tensão.

O segundo grupo são os serviços ancilares remunerados, fornecidos adicionalmente aos serviços ancilares básicos. A remuneração pelos serviços deste grupo ocorre posteriormente à prestação dos mesmos por parte das unidades geradoras. Entre estes serviços, encontram-se:

- *Controle Automático de Geração*. Trata-se da regulação secundária de frequência, isto é, as unidades geradoras monitoram e ajustam a geração de energia em tempo real, com o objetivo de manter o sistema dentro dos níveis corretos de frequência.
- *Reservas (girante e não girante)*. Para a manutenção da oferta de energia em níveis adequados, as unidades geradoras poupam parte da capacidade de geração. Destaca-se que estas reservas podem ser girantes, caso estejam sincronizadas ao sistema, ou não girantes, caso estejam desligadas.
- *Acompanhamento de carga (remunerada)*. Neste caso, as unidades geradoras regulam a geração de energia de acordo com variações na carga, além do intervalo estabelecido para o acompanhamento de carga não remunerado. Ainda neste caso, as geradoras térmicas partem ou param conforme o tempo estabelecido nos requerimentos de despacho.
- *Suporte de reativos (remunerado)*. Trata-se do controle de tensão remunerado, que estabelece que as unidades geradoras injetem ou absorvam potência reativa do sistema em níveis superiores ao intervalo especificado para o serviço de suporte de reativos não remunerado.
- *Black start*. Quando ocorre um *blackout* do sistema elétrico em larga escala, os geradores com capacidade própria de reinício devem restaurar todo o sistema elétrico sem o suporte de fontes externas de energia.

5.2.3.2. Mecanismos de Contratação

No caso chinês, os serviços ancilares são basicamente fornecidos de forma associada à energia elétrica. Ainda não há, no país, um mercado competitivo de serviços ancilares. A eventual criação de um mercado para serviços ancilares, o que deve considerar as especificidades chinesas, ainda está sendo estudada. (REEEP, 2012).

A requisição de serviços ancilares, na China, ocorre de acordo com o padrão “sob demanda”, sendo de provisão obrigatória por parte das geradoras, as quais devem atender, ainda, determinados padrões na prestação destes serviços. Ou seja, os serviços ancilares são requeridos conforme as necessidades das centrais de despacho¹⁷ do sistema elétrico chinês. O serviço de *black start*, por sua vez, é instalado de acordo com os requisitos de segurança do sistema (PENG, 2014).

¹⁷ De acordo com Peng (2014), os centros de despacho são responsáveis pela requisição dos serviços ancilares, segundo as necessidades do sistema, e pela sua compensação, atuando sob autoridade das agências reguladoras regionais.

5.2.3.3. Mecanismos de Remuneração

Outra particularidade chinesa é que a compensação pelos serviços ancilares remunerados não ocorre através de um mercado competitivo, mas sim após a prestação dos serviços.

As empresas geradoras são compensadas por sua contribuição através de encargos estabelecidos em bases mensais. Vale destacar que os custos de compensação por estes serviços são calculados de forma independente entre os diferentes *grids* regionais existentes no país. Assim, é possível encontrar serviços ancilares similares com diferentes formas de compensação em mercados regionais distintos (PENG, 2014).

A regulação atual sobre a remuneração dos serviços ancilares na China não segue padrões claros. Os mecanismos de remuneração não refletem os reais custos e condições de rentabilidade dos provedores dos serviços. O método de precificação também considera os custos de oportunidade das unidades geradoras que prestam os serviços. Assim, não é possível identificar uma relação clara entre os custos de oportunidade, os custos de operação, as flutuações de preços e outros aspectos presentes nos serviços ancilares (PENG, 2014).

5.2.4. Colômbia

Na Colômbia, assim como em outros países analisados, fica a cargo do Operador do Sistema, o Centro Nacional de Despacho (CND), a contratação e utilização dos serviços ancilares necessários para manter a segurança e a qualidade do sistema elétrico do país.

5.2.4.1. Classificação dos Serviços Ancilares

Os serviços ancilares reconhecidos na regulação colombiana são os seguintes:

Controle de Frequência. Na Colômbia, são utilizados três serviços relacionados à regulação de frequência, quais sejam, a regulação de frequência primária, secundária e terciária. A regulação de frequência primária age a nível local. Assim, os controles dos geradores conectados e sincronizados com o SIN são ativados automaticamente após detectarem um distúrbio. Já a regulação de frequência secundária e terciária são ativadas de forma centralizada e independente da zona onde ocorre o distúrbio.

A regulação de frequência primária é compulsória para todos os geradores despachados de forma centralizada. Todas as unidades geradoras devem estar aptas para aumentar ou reduzir sua própria geração, mesmo se estiverem sendo despachadas com a disponibilidade máxima declarada. Especificamente, as unidades geradoras devem ser capazes de modificar em 3% sua geração agendada

em menos de dez segundos. Caso o serviço não seja fornecido de forma eficiente, os geradores podem ser penalizados.

A regulação secundária de frequência é um serviço de controle centralizado que é coordenado e supervisionado pelo CND. Trata-se de um sistema de controle automático denominado Controle Automático de Geração¹⁸, que regula a frequência após um evento que gere desequilíbrio de carga no sistema, diminuindo a geração ou injetando potência adicional. Este mecanismo atua depois da regulação primária, com um tempo de resposta de 30 segundos a dez minutos.

O serviço de controle terciário de frequência, ainda que não possua uma resolução explícita no Código de Operação (CREG 025, 1995), aparece como um serviço de apoio necessário à operação do sistema integrado. O nome utilizado pela regulação colombiana é “reserva quente”, dado que é uma quantidade de MW que faz parte de uma planta de geração com caldeira pré-aquecida e capaz de iniciar em período relativamente curto (CARVAJAL, 2010).

Controle de Tensão. Utilizam-se os recursos necessários de geração e transmissão para manter a tensão dentro das margens de segurança do sistema. Capacitores, indutores, controles automáticos de tensão e geradores são os equipamentos mais frequentemente utilizados para prover este serviço na Colômbia. O controle de tensão realiza-se, principalmente, em três fases: um controle primário local, um controle secundário regional e um controle terciário orientado a todo o sistema (CARVAJAL, 2010).

Geradores que fornecem o serviço de controle de tensão são remunerados de acordo com o critério de geração segura, a qual é identificada, classificada e assinalada pelo operador, através de estudos probabilísticos conduzidos para cada região, com o objetivo de equilibrar tensão e frequência de todo sistema elétrico.

Serviço de Arranque Autônomo (black start). O serviço de *black start* não possui regulação específica na Colômbia, o que significa que não há metodologia que reconheça custos associados com os sistemas de arranque das plantas geradoras. As plantas que suportam o restabelecimento autônomo possuem, principalmente, custos de aquisição e manutenção de plantas auxiliares. Assim, a falta de remuneração para a *black start* pode vir a afetar a confiabilidade do sistema integrado. Apesar de a Comissão de Regulação de Energia e Gás ter anunciado a regulação para compensar os serviços de *black start*, o regulador ainda deve implementar este procedimento.

Contudo, de acordo com o artigo 3 da Resolução CREG nº 80/1999, o CND poderá obrigar, temporariamente, os geradores de energia a prover o serviço de *black start*, a seu critério. Logo, algumas plantas geradoras são obrigadas a fornecer este serviço sem receberem em contrapartida qualquer tipo de remuneração específica pela prestação (CARVAJAL, 2010).

18 O CAG é uma ferramenta computacional que calcula o desvio de frequência e o intercâmbio de eletricidade, enviando ordens para as unidades geradoras aumentarem ou diminuírem sua geração de acordo com fatores calculados no despacho econômico.

Sistemas de Proteção Especial (SPE). Em 2010, os sistemas de proteção especial foram criados como um novo serviço ancilar. Tal como no Brasil, este serviço consiste em um conjunto de elementos que protege ou controla o sistema elétrico, de forma a detectar anomalias na operação e adotar ações para evitar ou minimizar o impacto de eventuais perturbações. Sua principal função é mitigar eventos que não são cobertos pela geração elétrica regular, os quais são menos prováveis de ocorrer, como apagões ou perdas de blocos de geração e carga, e, por isso, não há proteção ou os mecanismos de proteção são extremamente custosos.

Os SPE utilizam elementos de proteção que não criam interferências com elementos que já estão em atividade. Eles também permitem a observação de variáveis operacionais durante eventos de rede, determinam a severidade e fornecem elementos para mitigação de seus impactos. As ações dos SPE podem levar à redução na carga e reconfigurações do sistema de forma a manter os níveis de tensão adequados.

Atualmente, existem vinte SPE em funcionamento na Colômbia. Sete relacionam-se à demanda, oito à geração e cinco à rede. Não existem, porém, estatísticas ou relatórios sobre a operação dos SPE. De acordo com o Operador do Sistema, estes serviços quase não são acionados e não apresentam problemas.

5.2.4.2. Mecanismos de Contratação

No que diz respeito aos mecanismos de contratação dos serviços ancilares detalhados na Subseção anterior, destaca-se que alguns são de provisão obrigatória.

- Controle de frequência primária é de provisão obrigatória e todas as plantas despachadas de forma centralizadas devem prover o serviço.
- Controle de tensão foi definido nas Resoluções CREG n^os 024/1995 e 025/1995 como parte dos serviços complementares que os geradores devem prestar para poder gerar energia de forma segura e de acordo com o esquema operativo vigente, ou seja, a provisão deste serviço é obrigatória.
- Serviços de arranque autônomo não possuem regulação específica na Colômbia. No entanto, os custos dos equipamentos para arranque autônomo estão compreendidos no custo geral do parque gerador. Desta forma, a remuneração pelo serviço de *black start* está implícita na remuneração através da venda de energia gerada.

Outros serviços ancilares possuem remuneração específica, seja via mercado, seja via contrato com o Operador do Sistema:

- Os serviços de controle de frequência secundária são contratados de forma competitiva, através de um leilão de preço ascendente, onde os geradores de menor preço têm prioridade.
- O controle de frequência terciária ainda não possui uma regulação explícita e aparece como um serviço de apoio à operação do sistema integrado, sendo remunerado conforme o uso pelo Operador do Sistema.
- Os sistemas de proteção especial são contratados pelo operador, que propõe um acordo bilateral com os agentes associados acerca de sua configuração, instalação e operação. Como as responsabilidades dos agentes envolvidos são definidas em cada contrato, não existe uma definição das responsabilidades deste serviço a nível regulatório que seja aplicável a todos os agentes que o fornecem. O operador atua como coordenador da operação dos SPE, segundo os contratos assinados com cada agente, não tendo autoridade para designar funções e responsabilidades gerais.

5.2.4.3. Mecanismos de Remuneração

A remuneração dos serviços ancilares depende do tipo de serviços prestado ao sistema como demonstrado a seguir.

Controle de frequência. O controle primário de frequência é obrigatório para todas as unidades geradoras. Os agentes geradores não recebem uma remuneração pela sua prestação, mas podem ser penalizados caso deixem de prestá-lo adequadamente. O Operador do Sistema faz um acompanhamento permanente de todas as unidades despachadas de forma centralizada e registra o momento em que se apresentam variações da frequência além da margem normal de operação, estabelecida pela regulamentação vigente, com o fim de analisar e detectar um possível descumprimento. Para cada dia de descumprimento, os geradores são penalizados conforme a seguinte fórmula:

$$REC = \sum_{i=1}^{24} Gri * 2R_f * PR$$

REC - Reconciliação diária por não prestação do serviço de controle primário de frequência.

Gri - Geração real na hora i.

R_f - Porcentagem de reserva para controle primário de frequência, em relação à sua geração horária programada.

PR - Preço de reconciliação, conforme estabelecido pela regulamentação vigente.

O administrador do Sistema de Intercâmbios Comerciais (ASIC) distribui diariamente os valores arrecadados por penalizações entre as plantas ou unidades de geração despachadas de forma centralizada que não tenham apresentado descumprimento durante o respectivo dia. Esta distribuição é feita de forma proporcional à geração real do dia (QUINTERO, 2013).

No que se refere ao controle secundário de frequência, como já mencionado, a contratação ocorre mediante um leilão de preço ascendente (leilão inglês), em que os geradores de menor preço têm prioridade e, entre estes, são preferíveis aqueles com menor valor de mínimo técnico de geração de segurança.

A cada dia, o Operador do Sistema determina, para cada hora do dia seguinte, a margem para o CAG que as plantas responsáveis pelo serviço deverão ter, medida em MW. A planta com serviço de CAG deve subir ou baixar a geração de acordo com as necessidades do sistema, dentro de sua margem. A conciliação do mercado de CAG realiza-se por separado, penalizam-se as falhas no fornecimento e remunera-se o serviço prestado efetivamente. Neste esquema, a regulação contempla três casos possíveis de remuneração ou penalização aos geradores.

O primeiro caso ocorre quando as unidades de geração não prestaram efetivamente o serviço de controle secundário de frequência, mesmo tendo sido designadas pelo CND. Neste caso, a geração real (G_r) é inferior à geração designada ou programada (G_p), determinada a cada dia pelo Operador do Sistema, a qual já considera a margem para o CAG. Portanto, o agente gerador não recebe nenhuma remuneração pelo CAG, mas pode sofrer penalizações por desvios, caso o descumprimento seja maior que o percentual de Desvio Admissível (%DA), estabelecido pela regulação atualmente em 5%, como se observa na desigualdade a seguir:

$$\left[1 - \frac{G_r}{(G_p + \Delta G_p)} \right] * 100 > \%DA$$

A penalidade paga pelos desvios em MWh dependerá da diferença absoluta entre o preço de oferta do gerador (P_o) e o preço da bolsa nacional (P_b) na hora específica em que ocorreram os desvios, conforme demonstrado na seguinte expressão:

$$P_{RAGC(-)} = \frac{P_o + P_b \text{ (nacional)}}{2} [S/MWh]$$

A reconciliação positiva é calculada da mesma maneira que se faz no mercado *spot*, onde existe uma tarifa diferente para plantas térmicas e para hidroelétricas, dado que as primeiras são remuneradas com base em custos de arranque e parada, fornecimento e transporte de combustível e operação e manutenção. Para hidroelétricas, o preço da reconciliação positiva é o preço mínimo entre o preço

de oferta do gerador e o preço de oferta referência, calculado pelo Operador do Sistema observando o volume de cada reservatório.

O segundo caso refere-se à situação de as unidades de geração prestarem efetivamente o serviço de controle secundário de frequência, mas ultrapassarem a banda de CAG. Deste modo, os geradores são remunerados pelo CAG, mas também são penalizados segundo a magnitude do desvio e o custo de cada MWh ultrapassado é liquidado segundo a diferença absoluta do preço de oferta (Po) e do preço da bolsa nacional (Pb). O custo da reconciliação negativa é calculado utilizando a mesma equação do primeiro caso. Quando a reconciliação é positiva, porém, o custo de reconciliação é calculado a partir da seguinte equação:

$$P_{RAGC(+)} = \text{Min}[\text{Max}_t(\text{Pot}, \text{Pbt})][\$/\text{MWh}]$$

No terceiro caso, as plantas que prestam o serviço de CAG de maneira eficiente não recebem penalizações. A remuneração do serviço considera, além dos conceitos já explicados, o Custo Equivalente Real da Energia do Encargo por Capacidade (ou confiabilidade), chamado CERE¹⁹. Destaca-se que este está relacionado às condições dos reservatórios das centrais hidroelétricas.

Nota-se que o montante de dinheiro correspondente às penalizações explicadas nos dois primeiros exemplos geram aportes para a remuneração do controle secundário de frequência (QUINTERO, 2013).

Por fim, o controle de frequência terciário, ainda que não possua uma resolução explícita, aparece como um serviço de apoio necessário para a operação do sistema elétrico da Colômbia. O nome utilizado pela regulação colombiana, conforme mencionado, é “reserva quente”, dado que é uma quantidade de MW que faz parte de uma planta de geração em operação. O operador sabe que esta é uma reserva que se encontra disponível em um tempo menor, já que o arranque de uma planta térmica pode levar até 12 horas. Neste sentido, o Operador do Sistema utiliza esta reserva quente para recuperar a margem de reserva em eventos, como a saída forçada de plantas de geração ou desvios na demanda.

A quantidade de reserva quente é liquidada pelo ASIC. Caso a central gere fora da ordem de mérito, a situação é reconhecida pelo ASIC como uma reconciliação positiva. Nesta situação, a planta recebe do sistema um valor igual à diferença entre a geração ideal (geração por ordem de mérito) e a geração real, multiplicada por um preço de referência, o qual depende do tipo de energia primária utilizada pela planta que forneceu a reserva quente (HERNANDEZ, 2010a).

19 O Costo Real Equivalente de Energia corresponde ao Valor a Distribuir do Cargo por Capacidade (VD) para todas as plantas, dividido pela demanda comercial do mês. O VD corresponde ao valor que recebe cada planta como encargo por capacidade. Logo CERE = VD / demanda real. Sua unidade é US\$/kW.

Controle de tensão. Não existe uma remuneração explícita e clara para a prestação deste serviço por parte dos geradores, o qual, neste caso, é remunerado na liquidação do Mercado Atacadista de Eletricidade (MEM), utilizando a figura de geração de segurança.

A geração de segurança é identificada, classificada e assinalada pelo CND, através de estudos probabilísticos realizados em áreas e subáreas do sistema integrado, buscando estabelecer o equilíbrio entre tensão e frequência em todo o sistema de potência. Para isso, o CND deve encontrar, para cada uma das 24 horas do despacho econômico, um pré-despacho ideal que não considere as inflexibilidades das unidades de geração e as restrições do sistema integrado, utilizando técnicas de otimização para encontrar a remuneração mínima que observe a disponibilidade total do sistema.

Serviços de arranque autônomo. Estes serviços não possuem regulação específica, sendo que os custos dos equipamentos necessários fazem parte do custo geral do parque gerador. Desta forma, a remuneração por estes ativos está implícita na remuneração via mercado de energia e capacidade.

Sistemas de proteção especial. Como o estabelecimento destes serviços é realizado entre o operador e os agentes de forma bilateral, sua remuneração também é acordada bilateralmente.

5.2.5. Coreia do Sul

A Korea Power Exchange, estabelecida em 2001, é a operadora do mercado e do sistema para todo o setor de energia elétrica sul-coreano. A KPX é responsável, de acordo com as regras do mercado, por assegurar que o sistema elétrico seja operado de maneira segura e confiável (KPX, 2004). Para que esta obrigação seja cumprida, a KPX controla as principais características técnicas do sistema elétrico, incluindo a frequência, a tensão, a carga da rede e o sistema de reinício. Nesse sentido, a KPX se utiliza de diversos serviços ancilares, conforme apresentado nas próximas Subseções.

5.2.5.1. Classificação dos Serviços Ancilares

A KPX utiliza a seguinte classificação dos serviços ancilares (KPX, 2004):

Controle de Frequência. De acordo com a KEPCO (2010), há três serviços de controle de frequência, diferenciados, principalmente, pelo tempo de resposta e pela tecnologia envolvida. São estes:

- *Inércia da Carga (load inertia)* consiste na atuação dos motores da unidade para ajustar automaticamente o próprio consumo em função da flutuação da frequência;

- *Governor Free Operation*²⁰ destina-se a manter a frequência do sistema através de uma regulação automática da potência dos geradores conectados ao sistema; e
- CAG²¹ é um sistema que regula a potência dos geradores elétricos para manter a frequência de referência do sistema (60 Hz).

Todos os geradores hidráulicos e térmicos (com exceção dos termonucleares) estão sujeitos ao serviço de *governor free operation*, dentro dos intervalos de regulação de velocidade declarados. Além disso, as plantas devem ser mantidas de modo que o *governor free operation* possa ser feito dentro das faixas declaradas de regulação de velocidade (KPX, 2004).

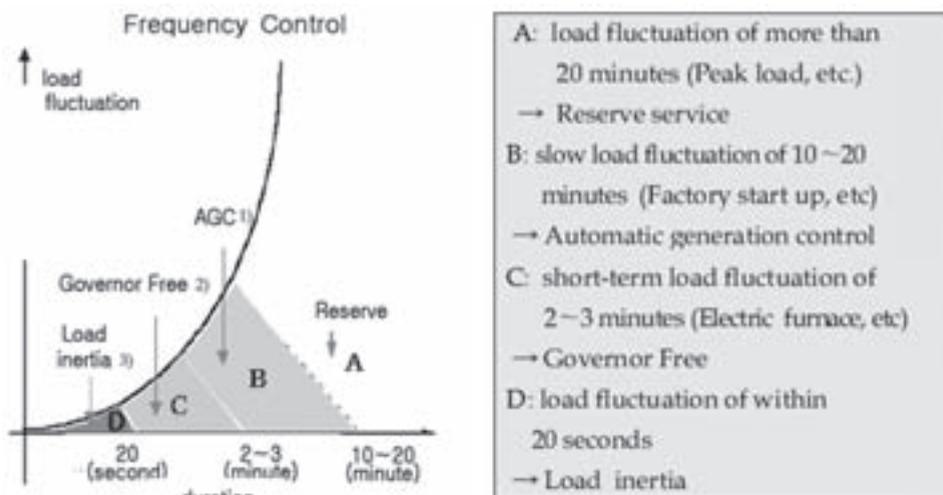
Reserva. As unidades programadas para fornecer reserva de potência pela programação da operação de geração devem estar em estado de prontidão para iniciar a operação a qualquer momento. No caso de um despacho inesperado por parte da KPX, o gerador deve fornecer a energia programada através do arranque imediato da unidade. Trata-se, portanto, de uma reserva não girante, ou seja, não sincronizada.

O Gráfico 2 demonstra como os diferentes serviços ancilares até aqui vistos são utilizados para o controle da frequência no sistema sul-coreano. Além disso, o gráfico mostra a flutuação da carga em função do tempo. A flutuação de mais de 20 minutos, como em momentos de ponta, é contornada com o despacho das reservas. Caso haja uma flutuação de carga lenta, entre dez e 20 minutos, utiliza-se o controle automático de geração. Para flutuações de dois a três minutos, logo de curto prazo, o serviço empregado é o de *governor free operation*. Por fim, para flutuações de até 20 segundos, utiliza-se inércia da carga.

20 Para que se obtenha maior controle, estão a ser feitos esforços para permitir que os reguladores de frequência (*governors*) respondam a toda a gama de frequência. Isto é chamado *governor free operation* (XAVIER e MUTHUKUMAR, 2010). Destaca-se que o regulador é um importante controlador na planta de geração, com a função de modular a velocidade da turbina e a potência, participando da regulação da frequência da rede (XAVIER e MUTHUKUMAR, 2010).

21 Em um sistema de energia elétrica, o CAG é um sistema para ajustar a potência de vários geradores em diferentes usinas, em resposta a mudanças na carga (MASRUR, FERDOUSH e RABBANI, 2015).

Gráfico 2: Atuação dos Diversos Serviços Ancilares para a Função de Controle de Frequência



Fonte: KEPCO (2010).

Potência Reativa. Os geradores devem seguir as ordens de despacho para manter a tensão do sistema dentro do limite. Portanto, a potência reativa é um controle de tensão.

Black start. Algumas unidades geradoras possuem a capacidade de entrar em funcionamento mesmo não existindo energia na rede, isto é, em caso de *blackouts* de larga escala, o que se denomina *black start*, conforme já mencionado. As unidades que possuírem geradores de *black start* ou linhas de transmissão de *black start* devem imediatamente informar ao KPX quando não puderem fornecer este serviço devido a trabalhos de manutenção ou interrupções. A KPX deve manter registros relevantes, tais como as causas e durações das interrupções.

Um serviço ancilar ainda incipiente, mas com boas perspectivas de crescimento, é o controle de frequência realizado por sistemas de estocagem de energia em baterias. De acordo com a Renewable Energy World (2016), a Coreia do Sul vem se destacando nesta tecnologia, possuindo, em março de 2016, o maior sistema de estocagem de lítio para controle de frequência do mundo. Tratam-se de dois novos sistemas instalados pela Kokam a serviço da KEPCO. O primeiro, considerado o maior sistema do mundo, possui capacidade de 24 MW/9 MWh, enquanto o segundo, com menor capacidade, 16 MW/6 MWh. Estes dois sistemas, somados a um terceiro instalado, em 2015, conferem à KEPCO uma capacidade de estocagem para controle de frequência com potência total de 56 MW. Deste modo, os três sistemas fazem parte do maior projeto de regulação de frequência do mundo, no qual se espera atingir 500 MW de capacidade de estocagem até o final de 2017.

5.2.5.2. Mecanismos de Contratação

As geradoras que participam do mercado de eletricidade sul-coreano são obrigadas a prover serviços ancilares de acordo com as instruções de despacho realizadas pela KPX. As regras do mercado de eletricidade sul-coreano especificam que os geradores programados para despachar devem fornecer os serviços ancilares para os quais são capacitados, sempre que solicitados pela KPX. Ou seja, é mandatório fornecer serviços, como o CAG, o *governor free operation*, asseguarção da reserva, oferta e demanda de potência reativa e *black start* quando os geradores capacitados forem solicitados para tal (EMSC e KPX, 2009). Conforme salientam Hur *et al.* (2015), considerando que há uma remuneração regulada pelos serviços ancilares, o sistema sul-coreano não cria as condições necessárias para que seja estabelecido um mercado de serviços ancilares.

De acordo com EMSC e KPX (2009), os geradores hídricos, inclusive as centrais hidroelétricas reversíveis, são as usinas mais frequentemente utilizadas para fornecer os serviços ancilares, com a finalidade de facilitar o bom funcionamento do sistema elétrico. Ressalta-se que a operação dos serviços ancilares é realizada com a preocupação de não causar desvantagens econômicas aos geradores.

5.2.5.3. Mecanismos de Remuneração

O mercado sul-coreano apresenta o formato de um *pool* baseado em custos. Este *pool* é mandatório e todos os geradores devem vender eletricidade através dele. Para seu funcionamento, projeta-se a demanda para o dia seguinte. Contudo, conforme esperado, a demanda prevista costuma divergir ligeiramente da carga efetiva e, portanto, a operação de tempo real segue a carga efetiva, não a planejada. Considerando-se que não existe um mercado de equilíbrio de tempo real ou um mercado de serviços ancilares, a remuneração por serviços de sistema é feita através de uma fórmula administrativa (KIM, KIM e SHIN, 2013).

Quase toda a eletricidade do atacado na Coreia do Sul é transacionada aos preços estabelecidos no *pool*²², os quais são compostos por três elementos: o preço marginal, o preço por capacidade e o preço por outros custos (restrições operativas e serviços ancilares).

O preço marginal é concebido para reembolsar os custos variáveis associados ao uso do combustível pelos geradores. O preço por capacidade, por sua vez, é concebido para compensar os custos fixos das geradoras, ou seja, para reembolsar os custos de construção, operação e manutenção da planta. Por fim, o preço por outros custos é concebido para compensar eventuais gastos por restrições operativas e por serviços ancilares (KEPCO, 2010).

22 Para maior detalhe do funcionamento do mercado elétrico da Coreia do Sul ver Relatório de Experiências Internacionais de Contratação 2016.

Os encargos por restrição operativa ocorrem quando há alguma restrição operativa que afeta o atendimento da demanda em um submercado ou a estabilidade do sistema. Estas restrições operativas acarretam em duas situações possíveis, as chamadas *constrained-on* e *constrained-off*. A situação de *constrained-on* ocorre quando a usina térmica não está programada, pois sua geração é mais cara. Entretanto, devido a restrições operativas, o Operador do Sistema solicita sua geração para atender à demanda de energia do submercado. O pagamento por este serviço é realizado com intuito de compensar os custos variáveis associados à operação da usina despachada. De forma análoga, a situação de *constrained-off* ocorre quando a usina térmica está despachada, entretanto, devido a restrições operativas, o operador solicita a redução de sua geração. Nesse caso, o pagamento acontece para compensar o custo de oportunidade (KEPCO, 2010).

Os demais componentes da parcela destinada ao preço por outros custos referem-se aos serviços ancilares. De acordo com a KEPCO (2010), apenas o serviço de inércia da carga não possui remuneração. Desse modo, há remuneração para os serviços de CAG, *governor free operation* e pelos serviços de reserva. De acordo com EMSC e KPX (2009), o padrão adotado, a partir de 2006, para remuneração dos serviços de CAG e de *governor free operation* refere-se à real disponibilidade destes serviços.

A Tabela 2 fornece os resultados de pagamento para o mês de fevereiro de 2016. Neste mês, houve um volume transacionado de 41.787,00 GWh, com uma remuneração total de 3.732,41 bilhões de Won. A parcela destinada à remuneração pelos serviços ancilares foi de 3,72 bilhões de Won, ou 0,1% do total. Ressalta-se que o custo unitário por estes serviços foi de 0,09 Won/kWh, ou 0,1% do preço unitário total (EPSIS, 2017).

Tabela 2: Pagamento e Preço por Tipo de Serviço Prestado pelas Geradoras, em Fevereiro de 2016.

Volume Transacionado (GWh)	Pagamentos (Bilhões de won)					Preço Unitário (won/kWh)				
	Pagamento por Energia	Pagamento por Capacidade	Pagamento por Serviços Ancilares	Pagamento por Outros	Total	Preço Marginal	Preço por Capacidade	Preço por Serviços Ancilares	Preço por Outros	Total
41.787,00	2.869,18	501,91	3,72	357,59	3.732,41	68,66	12,01	0,09	8,56	89,32

Fonte: EPSIS (2017).

5.2.6 Estados Unidos

Atualmente, o sistema elétrico americano é composto por dez diferentes mercados de energia elétrica, os quais, em geral, possuem seu próprio operador independente. Este é o caso dos três mercados que serão estudados nesta Subseção, quais sejam,

California Independent System Operator (CAISO), PJM Interconnection (PJM) e New England Independent System Operator (NEISO).

Entretanto, apesar da segregação do sistema norte-americano em diversos mercados de energia elétrica, alguns padrões e definições são estabelecidas por agências federais com abrangência nacional, a FERC e a North American Electric Reliability Corporation (NERC).

5.2.6.1. CAISO

O CAISO foi estabelecido em 1996 para operar a rede elétrica da Califórnia e seus mercados elétricos, que incluem: mercado de energia, mercado de serviços ancilares e mercado de direitos financeiros de transmissão.

5.2.6.1.1. Mecanismos de Contratação e Remuneração

O CAISO define seis serviços ancilares, quais sejam, regulação de frequência para cima, regulação de frequência para baixo, reserva girante, reserva não girante, controle de tensão e *black start* (CAISO, 2013).

Enquanto os serviços de regulação de frequência (para cima e para baixo) e as reservas (girante e não girante) são contratadas e remunerados por mecanismos de mercado, o controle de tensão e o *black start* possuem mecanismos diferentes. Na sequência, serão apresentados cada um destes serviços, buscando explicitar suas formas de contratação e remuneração.

Controle de Tensão. O CAISO determina para cada dia, em uma base horária, a quantidade e a localização da prestação do serviço controle de tensão, requerido para manter o nível de tensão estabelecido pelos padrões de confiabilidade da NERC e do Western Electricity Coordinating Council (WECC), a partir de um estudo de fluxo de energia elétrica. A provisão deste serviço é obrigatória, isto é, todos os geradores participantes do CAISO que estiverem produzindo energia devem, sob solicitação específica do CAISO, prover o suporte de reativos. Além disso, o CAISO pode selecionar e contratar, por meio de contratos bilaterais de longo prazo, outros participantes certificados para prover um serviço de controle de tensão adicional. Estas unidades devem possuir um controle automático de tensão, o qual pode corrigir o nível de tensão para mantê-la dentro dos limites pré-definidos, em um prazo de no máximo um minuto (CAISO, 2011; 2013).

De forma geral, o CAISO não compensa os geradores por cumprirem as exigências de controle de tensão. A exceção é a remuneração variável dos geradores contratados para o controle adicional, o que ocorre sempre que o CAISO solicita uma redução de geração destes agentes. Nestes casos, o total de pagamentos para cada prestador do serviço ocorre pela soma dos custos de oportunidade de se

limitar a produção de energia para permitir a produção de energia reativa, em resposta a uma solicitação do CAISO (CAISO, 2011; 2013).

Black Start. O CAISO determina suas necessidades quanto à quantidade e à localização dos geradores *black start*, através de um plano de restauração do sistema que atenda aos requisitos dos critérios de confiabilidade pré-definidos. Todos os geradores que possuam unidades de *black start* e se candidatem ao fornecimento deste serviço devem atender aos requisitos técnicos especificados pelo CAISO. Além disso, fica a cargo do CAISO proceder, de tempos em tempos, com testes de performance, com ou sem notificação prévia. Considerando as unidades autorizadas a prover o serviço de *black start*, é de atribuição do CAISO determinar quando a unidade prestadora deve fornecer este serviço. Assim, após requeridas a prestar este serviço, as unidades de *black start* devem ser capazes de sustentar sua geração por um período mínimo de 12 horas (CAISO, 2011; 2013).

A contratação das unidades de *black start*, por parte do CAISO, ocorre por meio de contratos bilaterais de longo prazo, com geradores devidamente certificados e testados. A remuneração pela prestação dos serviços de *black start* é definida em contrato e prevê uma compensação baseada em uma abordagem de custo do serviço. Isto significa que esta remuneração busca compensar todos os custos incorridos, como custos variáveis, de investimento, dentre outros (CAISO, 2004). Entretanto, se uma unidade de *black start* falhar na entrega do serviço quando solicitada ou em algum teste de performance, ela deve ressarcir o CAISO em um montante que cubra todos os pagamentos recebidos desde o último teste de performance ou a última ocasião em que forneceu o serviço adequadamente (o menor destes períodos).

Os demais quatro serviços ancilares definidos pelo CAISO são adquiridos através de mecanismos de mercado (ARGONNE NATIONAL LABORATORY, 2016). Primeiro, será realizada uma breve descrição desses serviços, para, na sequência, apresentar seus mecanismos de contratação e remuneração.

Regulação de Frequência para Cima. Os agentes provedores de regulação de frequência para cima devem estar sincronizados ao sistema e aptos a receber sinais do operador por meio do Controle Automático de Geração. Neste sentido, as unidades participantes devem iniciar o aumento de sua geração imediatamente após receberem os sinais automáticos por parte do CAISO.

Regulação de Frequência para Baixo. De forma similar à regulação de frequência para cima, as unidades provedoras de regulação de frequência para baixo devem estar sincronizadas ao sistema e aptas a receber sinais do operador por meio do CAG. do mesmo modo, estes participantes devem diminuir sua geração imediatamente após receberem os sinais automáticos por parte do CAISO.

Reserva Girante. As reservas girantes devem estar sincronizadas à rede e aptas a responder aos sinais do CAISO dentro de dez minutos. Além disso, exige-se, destas unidades, que sejam capazes de operar por, pelo menos, duas horas. Em caso de solicitação, a reserva girante deve responder por pelo menos 50% do total

da reserva de contingência, a qual é definida como a soma das reservas girantes e não girantes.

Reserva Não Girante. Assim como as reservas girantes, as reservas não girantes devem ser capazes de responder às solicitações do CAISO dentro de até dez minutos e operar por, pelo menos, duas horas.

Destaca-se que o CAISO determina as necessidades dos serviços ancilares de reserva e regulação com base em uma previsão de demanda e obtém estes serviços, tanto através de recursos auto agendados (auto providos), como da participação destes recursos nos mercados, desde que estejam qualificados para tal. Mais especificamente, os geradores certificados para prover os serviços de regulação e reserva podem submeter agendamentos de provisão destes serviços no Mercado Integrado Futuro. Deste modo, os serviços auto providos ajudam a reduzir os requerimentos de serviços ancilares que devem ser contratados via oferta nos mercados.

Por outro lado, a parte dos serviços adquiridos por meio de mecanismos de mercado (reservas e regulação) é contratada através do Mercado do Dia Seguinte, do Mercado da Hora Seguinte e do Mercado de Tempo Real. Todas as ofertas de serviços ancilares de regulação e reserva, excluindo-se os recursos auto providos, podem ser acompanhados por uma oferta de energia no Mercado do Dia Seguinte e devem, necessariamente, ser acompanhadas por uma oferta de energia no Mercado de Tempo Real (ARGONNE NATIONAL LABORATORY, 2016).

As ofertas dos serviços de regulação e reserva são avaliadas simultaneamente com as ofertas de energia no Mercado Integrado Futuro, para equilibrar os lances de oferta e demanda. Assim, o Mercado Integrado Futuro co-otimiza a relação entre a energia e os serviços ancilares. A capacidade de uma unidade com ofertas de energia e de serviços ancilares é, então, otimizada para gerar a melhor combinação entre eles.

As reservas contingenciais (reservas girante e não girante) são adquiridas no Mercado do Dia Seguinte, para satisfazer 100% dos requisitos de serviços ancilares definidos pelos padrões da NERC. Caso seja necessária uma complementação destes serviços após a operação do Mercado do Dia Seguinte, eles são adquiridos através do Mercado de Tempo Real.

De acordo com a Argonne National Laboratory (2016), o CAISO seleciona os recursos que irão prover os serviços ancilares baseado somente nos seus preços de oferta e em sua capacidade de entrega. O preço marginal do serviço ancilar é produzido como resultado da co-otimização das ofertas de energia e dos serviços ancilares para cada subregião do sistema. Este preço representa o custo marginal de se prover uma unidade adicional daquele serviço. Entretanto, em condições de falta de energia, quando o processo de co-otimização não é capaz de equilibrar o mercado e não há um preço marginal bem definido, o CAISO usará curvas de demanda de reserva de escassez para definir os valores administrativos para o preço a ser praticado. Adicionalmente, além do preço marginal de cada mercado, a unidade prestadora do serviço possui variações em sua remuneração, em decorrência de sua performance.

5.2.6.2. PJM

O PJM opera nos estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pensilvânia, Tennessee, Virginia e West Virginia e no Distrito de Columbia.

Dentre as atribuições do PJM, é de sua responsabilidade determinar as demandas horárias para os serviços de regulação de frequência e de reservas sincronizadas, em concordância com os requisitos de confiabilidade estabelecidos pela NERC. Além disso, cabe ao PJM monitorar e ajustar as reservas para garantir o cumprimento dos padrões definidos pela NERC e pelos Conselhos Regionais (ZHOU; LEVIN; CONZELMANN, 2016).

5.2.6.2.1. Mecanismos de Contratação e de Remuneração

De acordo com Zhou, Levin e Conzelmann (2016), o PJM implementou alguns mercados de serviços ancilares, em 2001, para otimizar a provisão de energia, dos serviços de regulação de frequência e de reservas. Em 2018, o PJM dispõe de dois mercados específicos de serviços ancilares, quais sejam, o Mercado de Regulação, concebido para a contratação de serviços de regulação de frequência, e o Mercado de Reservas, ambiente em que se contratam as reservas operativas primária e suplementar, isto é, as reservas girante e não girante. Além disso, está previsto, no sistema PJM, a provisão do serviço de *black start*, por meio de contratos bilaterais, e de controle de tensão, por provisão obrigatória.

Ao longo de um dia de operação, o PJM possui a função de deixar o sistema em contínuo equilíbrio, através do ajuste entre oferta e demanda, com objetivo de manter a frequência resultante em 60 Hz. Vários fatores podem afetar este equilíbrio e, conseqüentemente, a frequência do sistema. Neste sentido, o operador dispõe destes dois mercados de serviços ancilares, para manter a frequência determinada, mas com papéis diferentes. Em resumo, o Mercado de Regulação é utilizado pelo operador para controlar pequenos desarranjos entre a carga e a geração, ajustando em pequenas quantidades estes parâmetros. Por outro lado, o Mercado de Reservas auxilia na manutenção do equilíbrio do sistema, através do despacho de unidades geradoras para compensar deficiências de maior escala na oferta de energia elétrica (PJM, 2018a).

Mais especificamente, o Mercado de Regulação oferta o serviço ancilar de regulação de frequência, através de uma compensação financeira baseada em mecanismos de mercado, para os recursos que possuem a capacidade de ajustar sua produção ou consumo em resposta aos sinais automáticos fornecidos pelo PJM. A regulação de frequência, por definição do próprio PJM (2018b), é um produto de confiabilidade que corrige mudanças de curto prazo, na utilização da eletricidade, que podem afetar a estabilidade do sistema elétrico.

Em termos técnicos, o principal objetivo deste serviço é manter a variação de frequência em uma faixa aceitável (pré-definida) muito próxima aos 60 Hz. Para tanto, o PJM realiza, em linhas gerais: i) o acompanhamento de flutuações momentâneas no uso de eletricidade de seus clientes; ii) a correção de flutuações não intencionais na geração (como a desconexão de uma grande unidade geradora); e iii) o gerenciamento das diferenças entre o fluxo de energia previsto ou agendado e o fluxo de energia real do sistema.

De forma geral, os recursos que participam do Mercado de Regulação são as usinas termoeletricas (a carvão, gás natural, óleo, metano e biomassa), usinas hidroelétricas, sistemas de armazenamento (como baterias) e recursos de resposta da demanda. Entretanto, somente unidades equipadas com o CAG podem participar do Mercado de Regulação. Deste modo, estas unidades tornam-se capazes de receber, processar e responder aos sinais emitidos pelo operador dentro de um prazo máximo de cinco minutos. Ressalta-se que os recursos de resposta da demanda aptos a fornecer este serviço devem possuir um sistema de controle similar ao CAG. Isto significa que, para o controle de frequência, o PJM utiliza ajustes, tanto pelo lado da oferta, como pelo lado da demanda.

O funcionamento do mercado ocorre por meio de sinalizações do PJM às unidades participantes. Dois tipos de sinais automáticos diferentes orientam a atuação das unidades. Primeiro, o sinal de regulação do tipo “D”, mais rápido e dinâmico, requer que os recursos respondam aos estímulos quase que instantaneamente. Por outro lado, o sinal do tipo “A” é mais lento e destina-se à recuperação de flutuações das condições do sistema maiores e mais longas. É importante observar que ambos os sinais se comunicam e trabalham conjuntamente na função de manter o nível desejado de frequência do sistema. Além disso, à medida em que as condições do sistema vão se alterando ao longo do dia, diferentes quantidades de cada um desses recursos são requeridas pelo operador.

No que se refere à remuneração dos recursos que fornecem o serviço de regulação de frequência, o PJM (2017) define que estes recebem pagamentos após a prestação solicitada por ele. Além disso, as unidades são remuneradas com base em suas performances, isto é, o quão rápido e o com quanta precisão conseguem responder aos sinais do PJM. Deste modo, tal abordagem baseada no desempenho permite que recursos mais rápidos e precisos sejam recompensados com maiores remunerações.

O Mercado de Regulação fornece o ambiente para compra e venda do serviço de controle de frequência. Neste mercado, os proprietários dos recursos submetem ao operador ofertas de capacidade de regulação e de performance de regulação. De posse destas informações, o PJM as utiliza em conjunto com as ofertas de energia e com as programações de despacho de seus mercados de curto prazo, gerando, assim, os *inputs* para o cálculo da necessidade do serviço de regulação. Esta análise é realizada através do Ancillary Service Optimizer (ASO), um mercado da hora seguinte, o qual otimiza o despacho e calcula os preços marginais lo-

cacionais para determinar as necessidades horárias de regulação, para que sejam atendidos os requisitos pré-definidos de qualidade (PJM, 2017).

Em tempo real, o PJM otimiza a necessidade de regulação de frequência simultaneamente com a energia e a reserva, calculando, então, os preços do Mercado de Regulação e o Preço de Performance do Mercado de Regulação, os quais são utilizados para gerar o Preço de Compensação da Capacidade do Mercado de Regulação, a cada cinco minutos, baseado nas condições atuais do sistema. Esses preços são utilizados para determinar os créditos e os débitos dos provedores dos serviços nas liquidações do mercado. Dessa forma, estes provedores são remunerados de forma variável, em função dos serviços prestados ao PJM e do desempenho apresentado.

Por outro lado, o Mercado de Reservas é o ambiente para a contratação das reservas operativas (girante e não girante), isto é, os suprimentos de eletricidade que não estão sendo utilizados no momento, mas que podem ser rapidamente despachadas no caso de uma necessidade inesperada, funcionando como uma espécie de *backup* do sistema. Programar uma folga de capacidade protege o sistema contra a ocorrência incerta de eventos operacionais futuros, incluindo a perda inesperada de geração ou erros de previsão de carga (PJM, 2017).

O Mercado de Reservas está subdividido em duas partes, destinadas, respectivamente, à reserva primária (girante) e à suplementar (não girante). Por definição do PJM (2018c), a reserva primária é aquela que deve ser fornecida em até dez minutos, já sincronizada ao sistema. Este serviço pode ser fornecido, a princípio, por geradores e por recursos de resposta da demanda, os quais podem ser removidos da rede. A reserva suplementar, por sua vez, não precisa estar sincronizada e possui um processo mais lento de entrada, de dez a 30 minutos. De modo similar à reserva primária, a reserva suplementar pode ser fornecida por geradores (sincronizados ou não) ou por recursos de resposta da demanda.

Fica a cargo do PJM monitorar e ajustar as reservas para garantir o cumprimento das normas estabelecidas pela NERC e pelo SERC Reliability Corporation (SERC)²³ para sua área de atuação. Neste sentido, diariamente, o PJM executa Verificações de Reserva Instantânea (VRI) para determinar se existem reservas adequadas para atender aos Requisitos de Reserva. Destaca-se que a VRI pode ser realizada toda vez que a condição do sistema exigir. Assim, quando o PJM solicita uma VRI, as unidades disponíveis declaram as informações ao PJM.

De forma bastante similar ao Mercado de Regulação, o Mercado de Reserva Sincronizada (subgrupo do Mercado de Reserva) fornece aos seus participantes um sistema baseado em mecanismos de mercado para compra e venda do serviço ancilar de reserva girante. Neste caso, os proprietários dos recursos submetem suas ofertas e o PJM utiliza-as de forma conjunta com as informações de ofertas de energia e as programações de despacho de seus mercados de curto prazo, gerando, assim, os *inputs* para o cálculo, no ASO, da necessidade do serviço de reserva girante. O ASO

23 A SERC é um dos oito conselhos regionais de confiabilidade elétrica sob autoridade da NERC.

otimiza o despacho e calcula os preços marginais locacionais para determinar as necessidades horárias das reservas sincronizadas inflexíveis²⁴²⁵ (PJM, 2017).

Em tempo real, o PJM otimiza as necessidades de reserva restantes simultaneamente com a energia e a regulação e calcula um preço de compensação para a reserva sincronizada, a cada cinco minutos, com base nas condições atuais do sistema. A cada cinco minutos, em tempo real, este preço é empregado para o cálculo do preço horário do Mercado de Reserva Sincronizada, o qual será utilizado para a definição das remunerações dos agentes participantes (PJM, 2017). Entretanto, a receita varia de acordo com a performance apresentada, sendo reduzida em casos de má prestação do serviço.

Assim como observado para o caso da reserva sincronizada, é definido no PJM um Mercado de Reserva Não Sincronizada (outro subgrupo do Mercado de Reserva), específico para a negociação do serviço de reserva não girante. Fica a cargo do PJM determinar a capacidade em megawatts de cada recurso a partir de suas características operacionais. O PJM utiliza, então, estas informações, conjuntamente com as ofertas de energia e as programações de despacho, como *input* para aplicações de mercado em tempo real. Os sistemas de otimização do mercado de tempo real otimizam o despacho, enquanto simultaneamente determinam o conjunto mais eficiente de recursos para prover serviços de reserva não sincronizada.

Os compromissos de reserva não sincronizada são informados às unidades provedoras. Como resultado da otimização conjunta de energia e reservas, o PJM calcula um preço de compensação para reserva não sincronizada, a cada cinco minutos, com base nas condições atuais do sistema. A cada cinco minutos, em tempo real, estes preços são empregados para calcular os preços horários do Mercado de Reserva Não Sincronizada, os quais são utilizados para a definição da remuneração dos agentes participantes. Assim como no caso da reserva sincronizada, a receita paga para a reserva não sincronizada varia de acordo com a performance apresentada, sendo reduzida em casos de má prestação do serviço.

O controle de tensão, como definido pela Argonne National Laboratory (2016), é necessário para dar suporte e manter os níveis de tensão definidos para o sistema. De acordo com o PJM (2009), o controle de tensão é um serviço remunerado por seu custo, mas não dispõe de mercado específico para contratação. Assim, todos os geradores e fontes não geradoras capazes de fornecer energia reativa são obrigados a realizar o serviço de controle de tensão, conforme previsto no Acordo de Interconexão do PJM. A solicitação destes recursos ocorre sempre em ordem de menor custo e há o recebimento de um pagamento mensal pela prestação do

24 Os recursos inflexíveis são definidos como aqueles que exigem fisicamente um compromisso horário devido a restrições mínimas de tempo de execução ou restrições de pessoal (PJM, 2017).

25 Apesar de o ASO considerar todos os recursos disponíveis para realizar a otimização, o resultado para a reserva sincronizada é fornecido somente em termos de recursos inflexíveis, representando, assim, apenas uma parte da necessidade de reserva sincronizada do PJM para aquela hora.

serviço, isto é, uma remuneração igual ao custo total mensal de se prover a potência reativa, aprovado pela FERC. Ademais, em situações em que o gerador seja despachado fora de seu ponto ótimo, há um pagamento adicional pelo custo de oportunidade (PJM, 2014; PJM, 2017).

O serviço *black start* é fornecido por unidades geradoras estrategicamente localizadas, que possuam capacidade de iniciar operação e entregar energia à rede sem o auxílio de uma fonte externa de energia. Estas unidades devem ser capazes de se reconectar à rede dentro de três horas ou menos após um pedido do PJM. Para ser designado como unidade de *black start*, uma unidade de geração deve passar por uma série de testes de desempenho, repetidos anualmente (PJM, 2016; NETL, 2013). Trata-se de um serviço baseado em seu custo de prestação, que, assim como o controle de tensão, não é contratado via mecanismo de mercado. Neste caso, contrata-se por meio de acordos bilaterais.

Há duas maneiras de se determinar os custos dos serviços de *black start* no sistema PJM. A primeira, menos utilizado, é através de um acordo, registrado junto à FERC, entre o provedor e o proprietário da rede de transmissão, em que se definem os custos. Se aprovado pela FERC, este passa a ser o custo do serviço que irá remunerar o gerador. A segunda é através de uma fórmula matemática, a qual considera três componentes, quais sejam: i) o custo de operação e manutenção de qualquer equipamento adicional necessário para o serviço; ii) o custo do combustível mantido em reserva para a provisão do serviço, quando necessário; e iii) o custo de treinamento para operação dos equipamentos adicionais. Neste caso, o resultado deve ser aprovado pelo PJM. Assim, os proprietários de *black start* recebem uma receita pelo custo anual para fornecer o serviço à rede, o qual geralmente reflete seus custos fixos, os custos variáveis, os custos de treinamento e os custos de armazenamento de combustível, além de uma parcela de incentivo (PJM, 2016).

5.2.6.3. *New England ISO*

O NEISO foi estabelecido em 1997 e começou a operar o mercado atacadista de energia em 1999. O sistema NEISO envolve seis estados americanos, sendo eles Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island e Vermont.

5.2.6.3.1. Mecanismo de Contratação e Remuneração

Atualmente, no que concerne à contratação de serviços ancilares, o NEISO opera três diferentes mercados, quais sejam, o Mercado de Reserva Futuro, o Mercado de Reserva de Tempo Real e o Mercado de Regulação. Estes mercados servem para a negociação dos serviços de reserva e de regulação de frequência, os quais serão detalhados abaixo. Além destes serviços, o NEISO prevê ainda outros

três tipos de produtos ancilares, o controle de tensão, o *black start* e o programa de confiabilidade de inverno (ARGONNE NATIONAL LABORATORY, 2016).

O Mercado de Reserva Futuro é destinado à contratação de dois tipos de reservas operativas²⁶, a reserva não sincronizada de dez minutos²⁷ (*Ten-Minute Non-Synchronized Reserves* - TMNSR) e a reserva operativa de 30 minutos²⁸ (*Thirty-minute Operating Reserves* - TMOR) (BURKE, 2011; ARGONNE NATIONAL LABORATORY, 2016). As transações neste mercado destinam-se à contratação de reserva de capacidade, ocorrendo duas vezes ao ano, correspondentes ao verão e ao inverno. Os recursos de reserva futuros são atribuídos em programação horária, um dia antes do dia da operação. Mais especificamente, o leilão atribui obrigações aos participantes de prover quantidades pré-definidas de cada produto de reserva. Desse modo, o leilão do Mercado de Reserva Futuro destina-se a garantir reservas adequadas para atender aos requisitos de reservas de dez e trinta minutos.

Busca-se, no Mercado de Reserva Futuro, garantir uma remuneração adequada para compensar o custo de oportunidade que as unidades enfrentam quando são selecionadas para fornecer reservas em vez de energia em tempo real. Isto é, busca-se compensar o lucro cessante do gerador (NEISO, 2016). Como resultado, em vez de ter um único requerimento para todo o sistema NEISO, o operador identifica a quantidade requerida em nível regional, assim como em nível sistêmico, para cada produto de reserva solicitado no leilão (REISHUS CONSULTING, 2017).

O Mercado de Reserva de Tempo Real, por sua vez, é um mercado desenhado para compensações de reserva operativa em tempo real, quando a oferta do sistema é limitada. Neste mercado, são transacionados ao longo de um dia de operação, tanto a TMNSR, quanto a TMOR. Além disso, é comercializado um produto adicional, a reserva sincronizada de dez minutos²⁹ (*Ten-minute Synchronized Reserves* - TMSR).

Do mesmo modo, este mercado é projetado para compensar o custo de oportunidade que uma unidade enfrenta quando é selecionada para fornecer reservas em vez de energia em tempo real. Neste sentido, o Mercado de Reserva de Tempo Real não apresenta ofertas/lances por parte das unidades geradoras e utiliza o custo de oportunidade da reserva das unidades utilizadas para formar um preço de compensação.

26 As reservas operativas são aquelas necessárias quando há uma repentina perda de um grande gerador ou de uma grande linha de transmissão durante um período de pico (BURKE, 2011).

27 Trata-se de uma reserva não girante, não sincronizada, que deve responder e prover energia em até dez minutos após solicitação do operador.

28 Trata-se de uma reserva não girante, não sincronizada, que deve responder e prover energia em até 30 minutos após solicitação do operador.

29 Trata-se de uma reserva girante que deve responder em até dez minutos após solicitação do operador.

Nas operações de tempo real, o NEISO co-otimiza energia e reservas, buscando a cesta de menor custo para atender à demanda de energia e aos requerimentos de reserva para TMSR (sistema inteiro), TMNSR (sistema inteiro) e TMOR (sistema inteiro e as três zonas de subsistema). Se necessário, o Operador do Sistema fará um redespacho dos recursos com relação ao mercado de energia, a fim de aumentar a quantidade de reservas disponíveis. Isso geralmente envolve a redução da produção de unidades de resposta rápida, o que pode aumentar o preço locacional marginal da energia de tempo real.

Além dos mercados destinados às transações de reservas, o NEISO instituiu o Mercado de Regulação, concebido para a seleção e remuneração da geração necessária para pequenos ajustes (na ordem dos segundos) na frequência do sistema. Por definição do próprio regulador, o serviço de regulação requer a operação via CAG e o objetivo principal é equilibrar oferta e demanda para manter a frequência o mais próximo possível de 60 Hz (BURKE, 2011). Os sinais automáticos do CAG são entregues às unidades a cada quatro segundos. Neste mercado, as unidades certificadas e aprovadas, que dispuserem do CAG, podem submeter ofertas.

O Mercado de Regulação fornece um preço de compensação, calculado com base na oferta da unidade de maior custo marginal que provê o serviço em questão, em períodos de cinco minutos. Entretanto, esta compensação às unidades prestadoras é baseada em sua habilidade de cumprir os sinais enviados ao CAG, sendo variável de acordo com a performance (REISHUS CONSULTING, 2017).

Controle de Tensão. Assim como se observa em outros sistemas norte-americanos, o controle de tensão também é reconhecido pelo NEISO. Para que a eletricidade possa fluir de forma contínua e confiável, o operador deve assegurar que a tensão do sistema de transmissão seja mantida dentro de uma faixa aceitável. A tensão é regulada através do envio de energia reativa e os provedores podem ser compensados por fornecer essa capacidade de potência reativa.

Os agentes que oferecem estes serviços são os geradores e não geradores que têm a capacidade de produzir ou absorver potência reativa dinâmica. A remuneração dos serviços de controle de tensão do NEISO é feita através da tarifa de energia, pela soma de três fatores, o custo de oportunidade perdido, o custo de energia consumida e o custo de produção de energia. Além disso, uma unidade, quando qualificada como um Recurso Reativo Qualificado (*Qualified Reactive Resource* - QRR), adquire o direito a receber uma compensação de custo de capacidade (CC)³⁰ ao ser incluída no programa de compensação de custo de capacidade (CCCP). O QRR continuará a receber compensação CC, desde que continue a cumprir os requisitos de qualificação (NEISO, 2017; NEISO, 2016).

30 O custo de capacidade horário é dado pela “Receita Requerida VAR”, dividida pelo número de horas do mês. Por sua vez, a “Receita Requerida VAR” é dada pela soma, em um mês, de todos os pagamentos para os recursos reativos qualificados (NEISO, 2014).

Black Start. Os serviços de *black start* são necessários para facilitar uma restauração estável e ordenada do sistema de energia no caso de uma interrupção parcial ou completa do sistema. O operador seleciona e compensa, por meio de contratos bilaterais, os geradores participantes específicos interconectados ao sistema de transmissão ou distribuição, em locais estratégicos, que possam ser chamados para o restabelecimento do sistema. Estas unidades devem atender a certos requisitos, incluindo a capacidade de reiniciar, rapidamente, sem uma fonte elétrica externa (NEISO, 2016). Assim como no serviço de controle de tensão, a remuneração pelo serviço *black start* é dividida entre os consumidores via tarifa de energia. Nota-se que a compensação pelo fornecimento deste serviço envolve a soma de dois fatores, os custos de operação e manutenção e a remuneração do capital investido (NEISO, 2014).

Programa de Confiabilidade de Inverno. O NEISO prevê, ainda, um serviço específico e peculiar, denominado Programa de Confiabilidade de Inverno. Este programa é desenhado para oferecer incentivos financeiros para que os geradores mantenham os suprimentos de combustível³¹ adequados durante os meses de inverno, a fim de prevenir problemas de abastecimento que possam ameaçar a confiabilidade do sistema. A compensação por este serviço é feita em cima dos custos relacionados ao estoque não utilizado ao final de cada inverno, pois o combustível utilizado é remunerado via mecanismos de mercado. Este programa permanece válido até meados de 2018, momento em que as reformas desenhadas para o Mercado de Capacidade da região irão se concretizar. A saber, a reforma proposta visa introduzir um sistema de pagamentos por performance no Mercado de Capacidade.

5.2.7 Índia

De acordo com o Código da Rede Elétrica Indiana (*Indian Electricity Grid Code - IEGC*), os serviços ancilares são serviços necessários para dar suporte ao sistema elétrico, garantindo a segurança, a confiabilidade, a estabilidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

Existe uma discussão avançada para a implementação de um mercado de serviços ancilares na Índia, tendo-se analisado algumas propostas, como é o caso da *Introduction of Ancillary Services in Indian Electricity Market*, publicado em 2013 (CERC, 2015). Contudo, nenhuma das propostas avaliadas e discutidas foi de fato implementada, portanto o fornecimento de serviços ancilares permanece regulado conforme o *Detailed Procedure for Ancillary Services Operations* (POSOCO, 2016).

31 Óleo e gás natural liquefeito.

5.2.7.1. Classificação dos Serviços Ancilares

- Conforme o *Power System Operation Corporation* (POSOCO, 2016), na Índia, atualmente apenas é reconhecido um serviço ancilar, denominado reserva de regulação de serviços ancilares (RRAS), a qual procura manter a frequência do sistema, além de funcionar como reserva. Todavia, em alguns casos este serviço é usado também para o controle de tensão nas rede (POSOCO, 2016 p. 10). Portanto, este único serviço ancilar pode ser utilizado para regulação de frequência, reservas do sistema e controle de tensão.

5.2.7.2. Mecanismos de Contratação

A seguir, detalha-se a forma de contratação dos RRAS, com base no *Detailed Procedure for Ancillary Services Operations* (POSOCO, 2016). Na Índia, o Conselho Nacional de Despacho de Carga (NLDC³²) se encarrega da contratação e do despacho dos RRAS. Para isso, a NLDC realiza a projeção da demanda para o dia seguinte, a partir das projeções realizadas pelos Centros de Despacho de Carga Estaduais (SLDC³³). Com base nestas projeções de demanda, são realizadas as estimativas de necessidade de serviços ancilares para o dia seguinte.

Destaca-se que todos os geradores são obrigados a fornecer serviços ancilares ao sistema. Para isso, mensalmente devem atualizar as informações sobre os tempos de rampa, o combustível usado, o custo variável, o custo fixo e os limites de geração, sendo todos estes custos aprovados pelo regulador, denominado Central Electricity Regulatory Commission, além de agregada e organizada pelos Comitês Regionais de Energia (RPC³⁴).

Assim, com base na projeção da demanda para o dia seguinte e nas informações técnicas e de custo fornecidas pelos RPC, a NLDC classifica todos os geradores fornecedores de RRAS por ordem de mérito. No caso da regulação de frequência para cima, são ordenados os RRAS do menor custo ao maior custo. Analogamente, no caso da regulação de frequência para baixo, ordenam-se os RRAS do mais caro ao mais barato.

Assim, a NLDC despacha os RRAS em função da ordem de mérito, através dos Centros Regionais de Despacho de Carga (RLDC³⁵). Vale dizer que a NLDC realiza a projeção e a programação, informando-as aos RLDC, quem de fato realiza o despacho e a operação do sistema em tempo real em cada região da Índia.

32 Por suas siglas em inglês National Load Dispatch Center.

33 Por suas siglas em inglês State Load Dispatch Center.

34 Por suas siglas em inglês Regional Power Committees.

35 Por suas siglas em inglês Regional Load Dispatch Center.

5.2.7.3. Mecanismos de Remuneração

Conforme menciona Bushan (2005), na Índia, a remuneração aos geradores é feita com base na programação diária e não na energia efetivamente fornecida. Contudo, existe um mecanismo que permite remunerar o fornecimento de energia, a mais ou a menos, quando requerido pelo sistema como serviço ancilar.

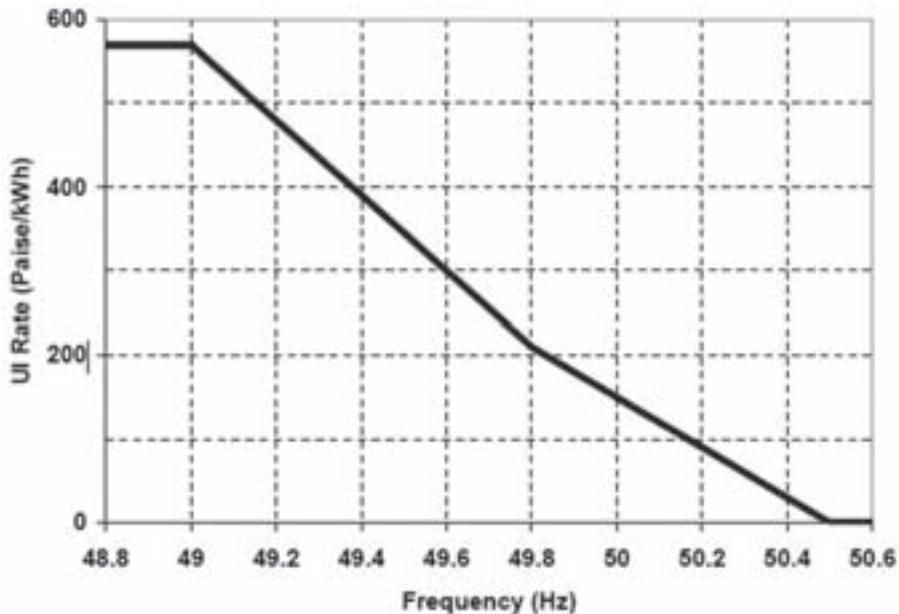
Assim, a remuneração do RRAS é realizada com base na contabilização da energia efetivamente fornecida por cada gerador como serviços ancilares do sistema, a partir de apuração semanal pela RPC (POSOCO, 2016). Se a energia fornecida por um gerador for maior que aquela programada no mercado, ele recebe uma remuneração extra, caso contrário, quando um gerador gera menos do que o programado no mercado de energia, ele deve devolver uma parte da receita recebida do mercado de energia. Ou seja, caso as negociações realizadas na bolsa de energia não sejam suficientes para equilibrar a frequência da rede, novas ofertas de RRAS precisam atuar para auxiliar o operador a atingir o equilíbrio. (BHUSHAN, 2005).

O controle de frequência é valorado pela remuneração por intercâmbio não programado (*Unscheduled Interchange* - UI). Quando a energia fornecida for superior à carga prevista, a unidade geradora tem direito a receber um pagamento pelo excesso de energia entregue, que serve para remunerar pelo UI daquele momento. Se a energia fornecida for inferior à carga prevista, a unidade geradora tem de pagar pelo déficit energético, ao mesmo valor estabelecido pelo serviço de frequência (BHUSHAN, 2005).

Quando a frequência é igual ou superior a 50,5 Hz, a taxa de UI é zerada, o que significa que a geradora não recebe qualquer pagamento pela energia excedente fornecida. Dessa forma, ela pode economizar no custo de combustível e reter a carga de energia como economia líquida. Existe, portanto, um forte incentivo financeiro para recuar a geração durante situações de alta frequência e ajudar a conter o aumento da mesma. Além disso, mesmo que a energia fornecida fosse menor do que a energia programada (demanda), a unidade geradora não pagaria nada pelo déficit de energia.

Por outro lado, quando a frequência diminui, a taxa de UI aumenta, atingindo um nível máximo de Rs. 5,70/kWh, a uma frequência de 49,0 Hz. Em uma frequência de 49,5 Hz, por exemplo, a taxa de UI é de Rs. 3,45/kWh. Sob esta condição, qualquer energia excedente enviada para o sistema acarretaria à geradora uma remuneração por UI de Rs. 3,45/kWh. Para qualquer déficit que venha a ocorrer, a unidade geradora será debitada no mesmo valor. Desta forma, ela tem forte incentivo financeiro para maximizar a sua geração durante períodos de baixa frequência (BHUSHAN, 2005). O Gráfico 3 ilustra esta relação entre UI e frequência do sistema.

Gráfico 3: Frequência versus Taxa UI



Fonte: Bhushan (2005).

É importante mencionar que todos os pagamentos relativos a RRAS são feitos pelas RLDC, com fundos do *Regional Deviation Pool Account Fund* (POSOCO, 2016), sendo que cada RLDC possui um fundo e deve pagar a RRAS localizada na sua região. Todavia, a normativa define que se algum dos *Regional Deviation Pool Account Funds* não tiver o dinheiro suficiente, os custos são divididos proporcionalmente entre os *Regional Deviation Pool Account Funds* de outras RLDC.

Neste contexto, quando um RRAS for despachado para fornecer mais energia ao sistema, o pagamento, tanto dos custos fixos, quanto variáveis é realizado pelo respectivo RLDC, com recursos do *Regional Deviation Pool Account Fund*. Ao contrário, quando um RRAS é despachado para reduzir a energia, ele deve devolver 75% do custo variável ao *Regional Deviation Pool Account Fund* (POSOCO, 2016).

5.2.8. Japão

A indústria de eletricidade japonesa possui, atualmente, com um setor parcialmente liberalizado. No final do Século XX, o Setor Elétrico Japonês começou a ser liberalizado, introduzindo concorrência no setor de geração, com a autorização de Produtores Independentes de Energia a prestarem serviços de eletricidade no atacado. Já em 2000, deu-se início a uma liberalização parcial do mercado de

varejo de eletricidade, através da autorização para os *Power Producers and Suppliers* venderem eletricidade para usuários específicos.

Contudo, trata-se de um setor tradicionalmente dominado por dez empresas privadas, monopolistas e verticalmente integradas, denominadas EPCO, responsáveis pela geração, transmissão e distribuição de cada uma das dez regiões do Japão. Por exemplo, em 2013, as EPCO foram responsáveis pela geração de 848,5 TWh dos 982,4 TWh totais. Além disso, elas detinham 209 GW dos 289 GW de capacidade instalada total do país, no mesmo ano (YAMAZAKI, 2015).

Da mesma forma, evidencia-se que, apesar das reformas, não houve mudança no que diz respeito à responsabilidade pela confiabilidade do suprimento de eletricidade. Assim, conforme destaca Lund (2014), as dez EPCO são as responsáveis pelo equilíbrio de tempo real, pelos serviços ancilares e pela operação e manutenção da rede, sob coordenação da *Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators (OCCTO)*³⁶. Cabe ao governo monitorar a confiabilidade do sistema de forma mais ampla, através dos planos de oferta de energia anual (WADA, 2006), enquanto a *Electric Power System Council of Japan (ESCJ)*³⁷ fica encarregada do estabelecimento das regras e supervisão do sistema.

Nesse arranjo, as EPCO são obrigadas a garantir a capacidade de suprimento, incluindo a capacidade de geração e a capacidade de equilíbrio necessária durante a operação do sistema (WADA, 2006). Conforme salienta Wada (2006), o Japão tem desfrutado de um alto grau de confiabilidade na oferta de eletricidade, possibilitado por fatores, como investimentos de capital relativamente maiores para a manutenção de confiabilidade, em comparação com muitos outros países, e uma clara divisão de responsabilidades entre os agentes, que permite comunicações fluidas entre estes. Por exemplo, em termos das responsabilidades relacionadas à confiabilidade, pode-se verificar, no Quadro 2, como são divididas as atribuições de cada agente. Enquanto a estrutura de responsabilidade unilateral das EPCO para garantir a segurança do abastecimento permanece inalterada, um rearranjo das responsabilidades para confiabilidade pode se tornar necessário, dependendo do desenvolvimento da futura estrutura do mercado.

36 A OCCTO foi criada no ano de 2015, como uma das fases estabelecidas pela Política de Reforma do Sistema Elétrico, de 2013. De forma geral, cabe à OCCTO a missão de melhorar a função de controle do equilíbrio entre oferta e demanda de eletricidade nacionalmente, seja em situações normais ou em situações de emergência. Neste sentido, dentre algumas funções atribuídas à OCCTO, cabe a ela realizar a operação do sistema em escala nacional (OCCTO, 2017).

37 Com intuito de se manter um ambiente justo e transparente nos sistemas de transmissão e distribuição do Japão, foi criado um organismo independente, privado e sem fins lucrativos, em 2005, a ESCJ. O papel da ESCJ inclui, por exemplo, a formulação de regulações sobre a utilização das redes de energia elétrica e o monitoramento das atividades de mercado. Em suma, é a organização responsável pela supervisão e suporte dos serviços de transmissão e distribuição, ou seja, o regulador do sistema (FEPC, 2017).

Quadro 2: Atribuições para Manutenção de Confiabilidade no Japão

Japan	
Reliability Organization	ESCJ
Reliability Rules	Rules of ESCJ
Rules Established	September 2004
Reliability Responsibility	GPUs
Reliability Assessment Report	<ul style="list-style-type: none"> • Supply Reliability Assessment Report (ESCJ) • Electricity Supply Plans (METI)
Issues	Elimination of assymetricity among organizations

Fonte: Wada (2006).

De acordo com Wada (2006), em 2006, apenas o serviço de controle de frequência era definido no Japão e seus custos eram recuperados através da tarifa denominada *wheeling charge*³⁸. Umezawa (2016) afirma que, ainda em 2016, os serviços ancilares continuavam sendo remunerados via *wheeling charge*.

De acordo com a Bloomberg (2014), em junho de 2014, foi aprovada uma revisão da *Electricity Business Act*, com a finalidade de liberalizar o mercado de varejo de eletricidade, a partir do ano de 2016. A ideia desta revisão é retirar o monopólio regional de varejo que as EPCOs possuem ao servir, com exclusividade, os consumidores com menos de 50kW (a maior parte consumidores residenciais). Contudo, é importante dizer que as EPCOs continuam a assumir a responsabilidade pelos serviços ancilares, tais como os de controle de frequência, além da construção e manutenção dos ativos de transmissão e distribuição (BLOOMBERG, 2014).

Nagata (2015) traz uma nova perspectiva para os serviços ancilares no Japão. Para este autor, há a possibilidade de as medidas de *demand response* assumirem estas funções. Além de as medidas de *demand response* fornecerem informação eficiente e eficaz para suavizar os picos de demanda, tais tecnologias poderiam assumir funções referentes à segurança do abastecimento de eletricidade, como, por exemplo, controle de frequência e reserva girante. Deve-se destacar que, segundo o autor, o emprego de *demand response* poderá começar a ser utilizado para o

³⁸ *Wheeling* refere-se à transferência de energia elétrica através de linhas de transmissão e distribuição entre duas concessionárias. *Wheeling charge* é definida como a tarifa cobrada para que uma concessionária se utilize dos ativos de uma segunda concessionária para realizar essa transmissão de eletricidade (IEPA, 2017). De acordo com Baker & McKenzie (2001), a *wheeling charge*, no Japão, é composta por quatro componentes, sendo uma referente à porção dos custos de geração associados aos serviços ancilares.

fornecimento de serviços ancilares após a separação dos setores de transmissão e distribuição, prevista para ocorrer entre 2018 e 2020. Ressalta-se que um estudo de simulação sobre esta alternativa foi conduzido com sucesso para o controle de frequência através da utilização de aparelhos de ar-condicionado.

Outro serviço ancilar ainda incipiente, mas com boas perspectivas de crescimento no país, é o controle de frequência realizado por sistemas de estocagem de energia em baterias. O Japão já possui alguns sistemas de bateria capazes de fornecer este tipo de controle de frequência. Por exemplo, a NGK Insulators forneceu, em 2008, um sistema de bateria com capacidade de 34 MW/204 MWh, conectado a uma fazenda eólica de 51 MW, no norte do Japão (IRENA, 2015). Outro exemplo de sistema de baterias para estocagem de energia elétrica pode ser encontrado no Yokohama Smart Community Project³⁹, o qual tem sido utilizado para explorar como os sistemas de estocagem em bateria podem ser virtualmente agregados para fornecer serviços ancilares, ao exemplo do controle de frequência (BLOOMBERG, 2016).

5.2.9. México

O Setor Elétrico Mexicano passou por profundas modificações estruturais nos últimos anos, tendo sido amplamente reformulado. Diante deste novo contexto, os serviços ancilares assumem um papel de grande relevância para o funcionamento do sistema elétrico do país de forma segura e eficiente.

Portanto, a análise dos serviços ancilares no caso mexicano passa, necessariamente, pela questão da reforma estrutural. O início das reformas foi marcado pela publicação, ainda no ano de 2013, de um decreto que modifica os artigos 25, 27 e 28 da Constituição Mexicana. Tal decreto garante ao Estado o controle do planejamento do sistema elétrico mexicano, bem como a titularidade dos serviços públicos de transmissão e distribuição de energia elétrica. Entretanto, o decreto também abre espaço para atuação de agentes privados nos setores de geração e comercialização de energia elétrica, criando, assim, um sistema competitivo que conta com a participação, tanto de agentes públicos, quanto privados.

Posteriormente, no ano de 2014, foram promulgadas a *Ley de la Comisión Federal de Electricidad* e a *Ley de la Industria Eléctrica*. Tais leis definiram as regras para a participação de agentes privados no Setor Elétrico Mexicano, incluindo a questão dos serviços ancilares, expressa na segunda lei.

Ainda em 2014, foi criado o Centro Nacional de Controle de Energia (CENACE), que atua, no país, como Operador do Sistema, administrando os contratos celebrados entre os agentes do setor e regendo o mercado *spot*. O CENACE

39 O Yokohama Smart Community Project é um dos quatro projetos denominados Smart Community Projects, financiados pelo governo japonês em colaboração com o setor privado. O objetivo destes projetos é realizar avanços na área de energia sustentável. Os projetos foram planejados em 2010 e executados entre 2011 e 2012 (BLOOMBERG, 2016).

assumiu grande importância na discussão sobre os serviços ancilares no México, como será explorado mais adiante.

Vale destacar que a reforma, além de criar novas entidades para o setor, alterou também o papel de outras já existentes, como é o caso da Comissão Federal de Eletricidade (CFE)⁴⁰. Antes da reforma, a CFE era uma empresa verticalmente integrada, assumindo papel monopolista no setor de eletricidade do país. Após a reformulação do setor, a CFE atravessou um processo de desverticalização, passando também a operar em um ambiente competitivo.

5.2.9.1. *Classificação dos Serviços Ancilares*

A *Ley de la Industria Eléctrica* estabelece que o mercado elétrico atacadista mexicano deverá oferecer condições para o funcionamento do sistema elétrico, de acordo com padrões de eficiência, qualidade, confiabilidade, continuidade, segurança e sustentabilidade. Os serviços ancilares visam anteder a algumas destas condições e são definidos, nesta lei, como sendo os serviços vinculados à operação do Sistema Elétrico Nacional, necessários para o funcionamento do sistema de modo a garantir sua qualidade, confiabilidade, continuidade e segurança.

Em nota publicada no Diário Oficial em 2015, a Secretaria de Energia emitiu as bases para o mercado elétrico mexicano⁴¹ e reconheceu os seguintes serviços ancilares (SENER, 2015).

Regulação Primária de Frequência é um serviço obrigatório que deve ser fornecido por todas as unidades de geração sem remuneração adicional.

Regulação Secundária de Frequência é a capacidade, em MW, disponível nas centrais elétricas ou em recursos de demanda controlável, que contém infraestrutura para funcionar dentro do CAG do Operador do Sistema, para aumentar ou diminuir a geração ou o consumo, dada uma condição inicial.

Reserva Girante é a capacidade, em MW, das centrais elétricas ou de recursos de demanda controlável para aumentar a sua geração ou diminuir o seu consumo dentro de um intervalo de tempo estabelecido.

Reserva Operativa é a capacidade, em MW, das centrais elétricas ou de recursos de demanda controlável para aumentar a geração ou o consumo dentro de um intervalo de tempo estabelecido, o qual combina o intervalo das reservas girantes e das reservas não girantes.

Reservas Suplementares é definida como sendo a capacidade em MW de centrais elétricas ou recursos de demanda controlável para aumentar ou

40 A reformulação do papel da CFE deriva da *Ley de la Comisión Federal de Electricidad*, publicada no Diário Oficial em 11 de agosto de 2014. A lei define a CFE como empresa com objetivo de geração de valor econômico e rentabilidade.

41 A nota da SENER foi publicada no Diário Oficial em 8 de setembro de 2015 e é referida como um acordo através do qual a SENER emite as bases para o funcionamento do mercado elétrico mexicano.

reduzir o consumo dentro de um intervalo maior do que o requerido para as reservas operativas.

Operações em Ilha são necessárias para evitar ilhamentos, os quais ocorrem quando parte do sistema elétrico se mantém energizada mesmo após estar isolada do restante da rede. Este fenômeno pode causar danos ao sistema elétrico, além de colocar em risco a segurança de profissionais envolvidos na manutenção do sistema. Por isso, as operações em ilha são importantes para manter o funcionamento do sistema de maneira correta e segura.

Conexão a Bus Morto é entendida como a conexão a uma barra coletora desligada da rede, tendo em vista que, na legislação mexicana, bus se refere às barras coletoras⁴² e morto à não existência de energia (SISTEMA DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA, 2010).

Reservas Reativas são definidas como a capacidade, em MVAR, disponível em equipamentos elétricos para a injeção de potência reativa na rede elétrica ou absorção de potência reativa da rede, dadas as condições operativas do gerador. Trata-se, portanto, do controle de tensão.

Potência Reativa pode ser injetada ou absorvida no sistema com o objetivo de manter os níveis adequados de tensão no mesmo. Assim como no caso das reservas reativas, trata-se do controle de tensão.

Arranque de Emergência é um processo similar ao *black start*, visando a restauração da operação de uma estação elétrica sem o apoio de uma rede de transmissão externa.

5.2.9.2. Mecanismos de Contratação

No caso do México, os serviços ancilares podem ser divididos em dois grupos: os serviços incluídos no mercado e os serviços não incluídos no mercado. O Quadro 3 identifica os serviços ancilares, dividindo-os entre os dois grupos. Cabe destacar que a regulação primária de frequência é de fornecimento obrigatório e não remunerada.

Quadro 3: Contratação Serviços Ancilares

Serviços Ancilares	
Incluídos no Mercado	Não Incluídos no Mercado
Regulação Secundária de Frequência	Reservas Reativas
Reservas Girantes	Potência Reativa
Reservas Operativas	Arranque de Emergência
Reservas Suplementares	Operações em Ilha
	Conexão a Bus Morto

Fonte: Elaboração própria.

42 Condutor elétrico rígido, localizado em uma subestação, com a finalidade de servir como conector de dois ou mais circuitos.

O CENACE é a entidade responsável pelo cálculo do total requerido de serviços ancilares para garantir a confiabilidade do sistema⁴³. Além disso, o CENACE deve manter a reserva em níveis suficientes para cumprir as exigências de confiabilidade e assegurar que a reserva esteja distribuída em todo o sistema elétrico do país, cumprindo o equilíbrio entre carga e geração a todo instante.

O CENACE calcula, portanto, os requerimentos de serviços ancilares do mercado, bem como a porção destes serviços que cada participante do mercado⁴⁴ deve obter. Os requerimentos de reserva de regulação e reserva girante, calculados pelo CENACE, são usados como insumo pelo mercado nos diferentes horizontes temporais, de modo que os recursos possam ser alocados de acordo com o processo de otimização de cada unidade de geração que ofereça este serviço.

Os serviços ancilares incluídos no mercado podem ser contratados através de três modalidades diferentes no Mercado de Curto Prazo: o Mercado de Tempo Real, o Mercado de Uma Hora Adiante e o Mercado de Um Dia Adiante. A diferença entre as modalidades está relacionada ao prazo para entrega dos serviços contratados. Tais modalidades estão definidas no documento emitido pela SENER, que contém as bases para o Setor Elétrico do país.

O Mercado de Tempo Real permite que os participantes realizem ofertas para contratação de serviços ancilares, garantindo a entrega dos mesmos, em tempo real, durante o dia em que foram realizadas. No Mercado de Uma Hora Adiante, ainda em fase de implementação, a entrega dos serviços ancilares contratados deverá ocorrer na hora seguinte à realização da transação. Já no Mercado de Um Dia Adiante, a entrega dos serviços contratados deverá ocorrer no dia seguinte à realização da transação.

Nestes mercados são celebrados os contratos entre os agentes compradores (unidades comercializadoras) e vendedores (unidades geradoras), definindo, assim, os termos das transações e os valores envolvidos, como será explorado na próxima Subseção.

A contratação de serviços ancilares não incluídos no mercado ocorre de acordo com os requerimentos do CENACE em relação à confiabilidade do sistema. O CENACE deve, ainda, programar as unidades de centrais elétricas para fornecer também o serviço de arranques de emergência, as operações em ilha e a conexão a bus morto, baseando-se na análise anual dos requerimentos do sistema e dos custos de produção (SENER, 2016).

Em suma, a quantidade total a ser contratada de serviços ancilares e a porção a ser obtida por cada agente são estabelecidas de acordo com os requerimentos do

43 A metodologia para o cálculo dos requerimentos de reserva de regulação e reserva girante no Sistema Interligado Nacional Mexicano encontra-se disponível em *Metodología para el Cálculo de los Requerimientos de Reserva de Regulación y Reserva Rodante en el Sistema Interconectado Nacional* (CENACE, 2016).

44 De acordo as bases do Mercado Elétrico Atacadista, são considerados participantes do mercado de energia elétrica mexicano as unidades geradoras, os usuários qualificados e as unidades comercializadoras (referidos, no documento, como *suministradores*).

CENACE relativos à confiabilidade do sistema. A remuneração por estes serviços pode ser definida através do mercado ou de tarifas reguladas, como será exposto de forma mais aprofundada abaixo.

5.2.9.3. Mecanismos de Remuneração

A forma de remuneração dos serviços ancilares, no México, varia de acordo com o tipo de serviço e sua inclusão ou não no mercado.

Serviços ancilares incluídos no mercado. Como já analisado, os serviços que são fornecidos e remunerados por mecanismos de mercado são a regulação secundária, a reserva girante, a reserva operativa e a reserva suplementar. Os preços destes serviços são calculados de forma conjunta com a energia no Mercado do Dia Seguinte e no Mercado de Tempo Real e a sua provisão é liquidada através do sistema de dupla liquidação⁴⁵. Assim, o valor pago é calculado com base nos preços marginais de despacho. Destaca-se que os preços marginais das reservas podem ser entendidos como o custo de oportunidade de não se produzir energia ou outros tipos de reservas, somado ao custo da disponibilidade de reservas oferecido pelo recurso marginal, e são calculados localmente.

O valor pago pelo efetivo uso das reservas baseia-se nos preços da energia no Mercado de Tempo Real, chamado Preço Marginal Local. Quando o Preço Marginal Local não for suficiente para cobrir o custo de geração pela ativação de reservas, a diferença será compensada pelo CENACE através das garantias de suficiência de receitas⁴⁶. Tais garantias visam assegurar a rentabilidade das geradoras, nos casos em que os custos de operação superarem os preços praticados no mercado.

Serviços ancilares não incluídos no mercado. A Comissão Reguladora de Energia (CRE) é a entidade que elabora a metodologia utilizada para determinar o cálculo e o ajuste das tarifas reguladas do Setor Elétrico Mexicano. Neste contexto, as bases para o Setor Elétrico, emitidas pela SENER, e o artigo 138 da *Ley de la Industria Eléctrica* determinam que os serviços ancilares não incluídos no mercado, como a reserva reativa, a potência reativa, o arranque de emergência, as operações em ilha e a conexão a bus morto do sistema devem ser remunerados de acordo com tarifas reguladas pela CRE (MÉXICO, 2014).

45 O sistema de dupla liquidação é utilizado para energia e serviços conexos incluídos no mercado e implica em uma liquidação do Mercado do Dia Seguinte seguida por uma liquidação das diferenças através do Mercado de Tempo Real.

46 As garantias de suficiência de receitas são fornecidas pelo CENACE em casos específicos. No caso das remunerações pelos serviços ancilares, essas garantias devem compensar as unidades geradoras quando estas são despachadas por ordem do CENACE com custos de oportunidade e custos de operação superiores aos preços praticados no mercado. Tais compensações acontecem somente no Mercado de Tempo Real.

Vale destacar que o CENACE pode, em caso de necessidade, garantir a disponibilidade de reservas reativas ou de potência reativa, através da redução das ofertas dos participantes do mercado de potência real e das reservas incluídas no mercado. Neste caso, o CENACE deve compensar os participantes do mercado, novamente através das garantias de suficiência de receitas (SENER, 2015).

5.2.9.4. Evolução do Mercado de Serviços Ancilares

Como já ressaltado antes, o Setor Elétrico Mexicano passou por recentes transformações. Consequentemente, alguns dos componentes do setor ainda estão em fase de implementação, assim como alguns mecanismos já existentes estão passando por mudanças. Tais mudanças refletem-se em alguns aspectos da regulação relativa à prestação de serviços ancilares.

Com o objetivo de garantir a eficiência do mercado elétrico, seus componentes estão sendo implementados em duas etapas. A primeira etapa entrou em operação em 31 de dezembro de 2015, incluindo apenas o Mercado do Dia Seguinte e o Mercado de Tempo Real como ambientes para a realização de compra e venda de energia e serviços ancilares no curto prazo.

A segunda etapa foi programada para entrar em operação entre 2017 e 2018, variando de acordo com componentes específicos, e inclui o Mercado de Uma Hora Adiante.

Outra modificação a ser introduzida na segunda etapa diz respeito à remuneração dos serviços ancilares. A partir desta nova etapa, poderão ser definidas categorias adicionais de serviços ancilares ou fatores adicionais para a remuneração dos mesmos, sobretudo no caso das reservas de regulação secundária. Estes recursos serão, portanto, remunerados de forma mais sofisticada e justa, devendo ser compensados proporcionalmente à redução de custos que geram para o sistema como um todo.

5.2.10. Peru

O Sistema Interconectado Nacional (SEIN) é responsável pelo fornecimento de energia elétrica a todo o Peru. A Resolución Directoral n° 049-99-EM/DGE, publicada em 1999, trata dos serviços ancilares no Peru e contém a Norma Técnica para a Coordenação e a Operação em Tempo Real dos Sistemas Interconectados (NTCOTR). Ajustes posteriores foram introduzidos à regulamentação, através da Resolución Directoral n° 014-2005-DGE, de 2005 (PERU, 2005), atualizada em 2011. Foram introduzidas, por exemplo, definições referentes aos serviços ancilares e às responsabilidades do Coordenador da Operação em Tempo Real dos Sistemas Interconectados (Coordenador) e dos integrantes deste sistema.

5.2.10.1. Classificação dos Serviços Ancilares

A NTCOTR define que os serviços ancilares são aqueles serviços requeridos para apoiar a operação eficiente do SEIN, de modo que o fornecimento de energia elétrica aos usuários se efetue com segurança, confiabilidade e qualidade. Ressalta-se que, de acordo com a NTCOTR, os serviços ancilares podem ser fornecidos por qualquer integrante do SEIN, sendo reconhecidos os seguintes serviços (Peru, 2005):

- Reserva Girante e Controle/Regulação de Frequência;
- Controle/Regulação de Tensão ou Compensação de Potência Reativa; e
- Grupos de Arranque Rápido de Emergência ou de Reserva Fria (reserva não girante).

As unidades atribuídas à regulação primária e regulação secundária de frequência operam de acordo com os Procedimentos Técnicos do Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), os quais estão sujeitos às disposições do Coordenador.

O Procedimento Técnico nº 21 (PERU, 2016b) determina que a regulação primária de frequência seja realizada de forma automática através de reguladores de velocidade. Este serviço é utilizado para que a frequência seja mantida dentro dos limites de qualidade requeridos.

A regulação secundária de frequência constitui um serviço voluntário. As diretrizes para fornecimento deste serviço encontram-se no Procedimento Técnico nº 22, denominado “Reserva Rotante para Regulación Secundária de Frecuencia” (PERU, 2014). Conforme estabelecido por este procedimento técnico, a regulação secundária é um serviço ancilar automático prestado pelas chamadas Unidades de Regulação Secundária (URS), formadas por um conjunto de unidades de geração, que sejam qualificadas para tal. Ainda de acordo com o Procedimento Técnico nº 22, a potência da URS, dado pela soma de potências das unidades geradoras, deve ser maior do que 40 MW.

É importante ressaltar que a qualificação das URS e de suas unidades de geração individuais é opcional e estará sujeita ao cumprimento das condições técnicas e contratuais necessárias. Além disso, as URS colocarão à disposição do SEIN toda a reserva disponível para a regulação secundária, em função das unidades de geração que tenham qualificado e de condições de operação que possam limitá-las.

O serviço de regulação secundária é prestado por meio de um programa de Controle Automático de Geração, sob controle do COES. O programa CAG calcula o chamado Erro de Controle de Área (ACE) para todo o SEIN e o reparte entre as URS disponíveis, de acordo com as necessidades de cada uma das unidades⁴⁷.

47 O Erro de Controle de Área (ACE) é a diferença entre a geração programada de energia e a geração real de energia, em uma área específica do sistema elétrico. A metodologia de repartição do ACE entre as Unidades de Regulação Secundária estão especificadas no Anexo I do *Procedimento Técnico nº 22: Reserva Rotante para Regulación Secundária de Frecuencia*.

Já os grupos de arranque rápido para emergência (reserva fria) são utilizados para recompor a reserva do sistema em tempo real. Trata-se, portanto, do serviço de reserva não girante. Eles permitem dispor de capacidade de geração posta em funcionamento em um tempo menor do que dez minutos quando o Coordenador determinar, com objetivo de compensar as reduções súbitas de geração ou atender aos incrementos súbitos de demanda, prevenindo estados de emergência do sistema. O COES estabelece as características técnicas mínimas das unidades que podem ser consideradas como unidades de arranque rápido por emergência.

O Coordenador providencia o comissionamento dos grupos de início rápido, de acordo com os critérios estabelecidos nos Procedimentos Técnicos do COES. Durante o período que dure a emergência, os grupos de arranque rápido não são considerados na determinação do custo marginal de energia de barra de geração.

5.2.10.2. Mecanismos de Contratação

Cabe ao COES a definição dos procedimentos técnicos correspondentes à prestação dos serviços ancilares, incluindo o reconhecimento dos custos eficientes envolvidos no provimento e o mecanismo de compensação correspondente. Destaca-se que estes procedimentos técnicos devem ser aprovados pelo Ministério de Energia e Minas (PERU, 2005).

Conforme já mencionado, os serviços ancilares podem ser prestados por qualquer integrante do SEIN, no entanto é necessário que haja o requerimento pelo Coordenador⁴⁸ ou pela Dirección de Operaciones del COES (DOCOES) na operação de curto prazo, devendo estar em concordância com os critérios técnicos estabelecidos pelos Procedimentos Técnicos do COES (Peru, 2005).

De acordo com a Resolución Directoral nº 014-2005-DGE (PERU, 2005), cada serviço ancilar possui regras e características específicas, as quais serão avaliadas separadamente.

Reserva Girante e Controle/Regulação de Frequência. O COES programa a operação do SEIN considerando a reserva girante requerida para atender às necessidades de regulação de frequência. De acordo com as diretivas do Coordenador e das disposições da Norma Técnica de Qualidade dos Serviços Elétricos, os titulares de geração são os responsáveis pela regulação de frequência do sistema. Cabe ao COES propor anualmente ao OSINERGMIN (regulador) a magnitude total de reserva requerida, a qual será sustentada mediante um estudo elaborado pelo COES, conforme a metodologia estabelecida para este fim.

48 De acordo com o artigo 92 da Lei de Concessões Elétricas do Peru, a coordenação da operação em tempo real do sistema será efetuada pelo COES, em representação dos integrantes do sistema, na qualidade de “Coordenador da Operação em Tempo Real do Sistema”, que contará com o equipamento necessário para o cumprimento de suas funções (PERU, 1993).

A atribuição do serviço de Provisão Base realiza-se para horizontes de três anos, enquanto a atribuição do Mercado de Ajuste – mecanismo que complementa a Provisão Base para atender às necessidades de Reservas para Regulação Secundária – se realiza para horizontes diários. A reserva requerida é coberta, primeiro, com as URS que tenham montantes comprometidos firmemente na Provisão Base e o restante é coberto no Mercado de Ajustes, com os montantes não comprometidos firmemente com a Provisão Base. Destaca-se que a reserva atribuída mediante Provisão Base e Mercado de Ajuste não terão diferenças em relação à qualidade requerida e às fórmulas de cálculo de compensação econômica correspondente. Em ambos os casos, as ofertas são dadas em Nuevos Soles por kW-mês (S./KW-mês) (PERU, 2014).

No caso de a magnitude da reserva ofertada voluntariamente para a regulação secundária de frequência ser insuficiente, o COES atribuirá com carácter obrigatório esta função às unidades geradoras que reúnam condições técnicas para este fim.

Os serviços de Provisão Base são contratados através de acordos bilaterais firmados em atas de compromisso, em que as duas partes oficializam as obrigações e responsabilidades que adquirem entre si. Já no caso do Mercado de Ajuste, as URS deverão realizar ofertas, via mercado, que não deverão contradizer os acordos firmados nas atas de compromisso (PERU, 2014).

Controle/Regulação de Tensão ou Compensação de Potência Reativa. Todos os integrantes do sistema estão obrigados a prover os equipamentos necessários para a supervisão dos níveis de tensão em suas respectivas instalações. Para manter os níveis adequados de tensão, os membros do sistema são obrigados a fornecer a potência reativa indutiva ou capacitiva solicitada pelo Coordenador até os limites de capacidade de seus equipamentos.

Grupos de Arranque Rápido para Emergência ou Reserva Fria (reserva não girante). De acordo com a Resolução Ministerial n° 232-2012-MEM/DM (PERU, 2012), o Ministério de Energia e Minas encarregou a Agência de Promoção de Investimentos Privados (ProInversión)⁴⁹ de conduzir o processo licitatório visando a contratação de centrais de geração para fornecerem o serviço de reserva fria que operem com gás natural e, alternativamente, com outro combustível. Os contratos de concessão de reserva fria de geração resultantes do processo licitatório concluído pela ProInversión estabelecem determinados aspectos operativos e comerciais para estas unidades de geração.

Como aponta o Procedimento Técnico n° 42, denominado “*Régimen Aplicable a las Centrales de Reserva Fría de Generación*” (PERU, 2013), os contratos de Concessão de Reserva Fria de Geração foram firmados entre a concessionária correspondente e o Estado. Este procedimento técnico define, ainda, que há dois tipos de

49 A ProInversión é um organismo público executor, vinculado ao Ministério de Economia e Finanças, com objetivo de promover a incorporação de investimentos privados em serviços públicos e em obras públicas de infraestrutura, assim como em ativos, projetos e empresas do Estado e demais atividades estatais (PROINVERSIÓN, 2017).

centrais de reserva fria de geração, as do tipo 1 e as do tipo 2. A diferença básica entre elas é que as centrais do tipo 1 possuem contratos definindo que seus custos variáveis fazem parte da determinação do custo marginal de curto prazo, quando operarem por prioridade no despacho econômico. Já as do tipo 2 possuem contratos que estabelecem que, em qualquer caso de operação, seus custos variáveis não impactam na determinação do custo marginal de curto prazo.

Ainda de acordo com o Procedimento Técnico nº 42 (PERU, 2013), a operação das centrais de reserva fria, até o limite da potência efetiva contratada, ficará à disposição do COES em todo momento, entregando ao SEIN a energia associada respectiva. Cabe destacar que as centrais de reserva fria estão sujeitas às seguintes alternativas de operação:

- Operação por despacho econômico: situação na qual a central de reserva fria pode ser despachada para satisfazer a demanda, garantindo a operação ao mínimo custo total;
- Operação de segurança: é a operação da central de reserva fria fora do despacho econômico. Também se inclui a operação de emergência estabelecida para as centrais de arranque rápido, mantendo-se o tempo de arranque disposto nos contratos; e
- Outras situações: as demais situações de operação das centrais de reserva fria.

5.2.10.3. Mecanismos de Remuneração

Reserva Girante para Controle Primário de Frequência. Cabe ao COES propor, anualmente, a magnitude da reserva girante requerida pelo sistema elétrico. As geradoras, por sua vez, possuem o dever de contribuir com a regulação primária de frequência, de maneira obrigatória e permanente, na magnitude requerida pelo sistema e apontada pelo COES (PERU, 2016b).

Este serviço é de caráter obrigatório para todas as centrais geradoras com potência maior que 10 MW e não está sujeito à compensação alguma. Excluem-se destas obrigações, no entanto, as centrais de geração a partir de recursos energéticos renováveis cuja fonte primária seja a eólica, solar ou por marés.

No que se refere ao controle secundário de frequência, segundo o Procedimento Técnico nº 22, cabe ao COES calcular e pagar as compensações econômicas a serem recebidas pelos prestadores do serviço (PERU, 2014). Ressalta-se, novamente, que as condições de provisão do serviço e as exigências de qualidade de ambos os modos de provisão (Provisão Base e Mercado de Ajuste) são as mesmas. O serviço prestado por regulação secundária é liquidado pelo COES com resolução diária e se incluirá como uma compensação através dos programas de

transferência de energia mensais⁵⁰. Assim, nas transferências mensais, são incluídos os pagamentos associados à regulação secundária (PERU, 2014).

A liquidação econômica do serviço prestado contempla o custo de oportunidade, a alocação de reserva e os termos por superávit de reserva⁵¹.

A remuneração do serviço de regulação secundária por Provisão Base ou Mercado de Ajuste se efetuará independente da prestação simultânea por parte da unidade geradora de outros serviços ancilares. O pagamento das compensações às unidades geradoras programadas, excluídos os termos por superávit da reserva, é alocado a todos os geradores em proporção à geração de energia ativa real dos mesmos. Além disso, o pagamento do total dos termos por superávit de reserva é debitado às URS com déficit, proporcionalmente à magnitude deste.

Ainda, para as unidades de geração, nos casos aplicáveis, serão reconhecidos os custos por consumo de combustíveis de arranque e parada e de baixa eficiência nas rampas de carga e de descarga e por operação sem estabelecer o custo marginal, produzidos pelo cumprimento das reservas, definidos no Procedimento Técnico *“Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Termoelectricas del COES”* (PERU, 2014).

Controle/Regulação de Tensão ou Compensação de Potência Reativa. Todos os integrantes do sistema peruano são obrigados a prover os equipamentos necessários à supervisão dos níveis de tensão em suas respectivas instalações, além de fornecer a potência reativa indutiva ou capacitiva solicitada pelo Coordenador, até os limites de capacidade de seus equipamentos.

De acordo o Procedimento Técnico nº 15, denominado *“Valorización de las Transferencias Energía Reactiva”*, para as unidades de geração é efetuada uma remuneração mensal referente à energia reativa indutiva fora da banda reativa, no período de ponta reativa, e para a energia reativa capacitiva fora da banda reativa, durante as 24 horas do dia (PERU, 2015).

Os preços básicos utilizados nas transferências de energia reativa são:

- O preço básico do reativo indutivo do tipo dinâmico, aplicado para o período de ponta reativa; e
- O preço básico do reativo capacitivo do tipo dinâmico, aplicado para as 24 horas do dia.

Este procedimento técnico define, ainda, que se efetuará análise dos fluxos de carga para verificar se a tensão está dentro da faixa de operação sinalizada pela norma vigente. Caso se identifiquem situações com tensões fora da faixa de

50 Os programas de transferência de energia mensais são realizados para o cumprimento do Procedimento Técnico nº 15 do COES, o qual tem como objetivo determinar e valorar as transferências de energia ativa entre geradores integrantes do COES (PERU, 2016a).

51 O superávit de reserva trata-se da reserva para regulação secundária, reconhecida pelo COES, que uma URS proporciona adicionalmente à sua reserva alocada (PERU, 2014).

operação, o COES programará a Operação por Tensão de uma ou mais unidades de geração, para que se adeque a tensão à faixa de operação determinadas pela norma vigente. No caso de se ordenar uma Operação por Tensão de alguma unidade de geração, a seleção desta deve considerar o menor custo de operação e os custos variáveis desta unidade de geração não serão considerados para a determinação do custo marginal de curto prazo do SEIN. Ressalta-se que a operação de uma unidade de geração é classificada como Operação por Tensão quando for determinada fora do despacho econômico, com intuito de melhorar o nível de tensão do sistema.

Grupos de Arranque Rápido para Emergência ou Reserva Fria (reserva não girante). Este serviço é remunerado pelo chamado “*Cargo por Compensación por Seguridad de Suministro*”, o qual define a compensação das centrais de reserva fria licitadas pela PróInversión. Em relação a estas compensações, são reconhecidos os seguintes custos: (i) custos por consumo de combustível de arranque e parada e de baixa eficiência nas rampas de carga e descarga; (ii) custos de operação com carga mínima; e (iii) custos de *black start*. As referidas compensações efetuam-se segundo o mecanismo estabelecido em seus respectivos contratos.

Os custos variáveis de combustível, por sua vez, são determinados segundo o estabelecido nos contratos de cada concessionária, bem como pelos procedimentos técnicos do COES aplicáveis.

5.2.11. Portugal

O Setor Elétrico Português foi totalmente liberalizado e integrado ao sistema espanhol através do Mercado Elétrico Ibérico (MIBEL).

Em linhas gerais, a comercialização de energia no MIBEL acontece em quatro modalidades: (i) mercado *spot*, onde se transaciona energia para o dia seguinte e durante o dia da operação efetiva (*intraday market*); (ii) contratos bilaterais; (iii) mercado varejista para o consumidor final; e (iv) mercado de serviços de sistema ou serviços ancilares.

Antes de detalhar o funcionamento do mercado de serviços ancilares, é importante considerar que, embora os mercados elétricos da Espanha e de Portugal estejam integrados no MIBEL, são os operadores de sistema de cada país, a Rede Elétrica Nacional (REN), no caso do Portugal, e a Red Eléctrica de España, na Espanha (REE), os responsáveis pela contratação de serviços ancilares nos seus respectivos territórios. Consequentemente, em Portugal, é a REN que atua como administrador e comprador único dos serviços de sistema.

5.2.11.1. Classificação dos Serviços Ancilares

Segundo apontam Marques (2009) e ERSE⁵² (2014a), no sistema elétrico português, podem se classificar os serviços ancilares em quatro categorias, apresentadas a seguir.

Resolução de Restrições Técnicas. Em Portugal, o despacho de energia não é centralizado, sendo que os contratos assinados entre os agentes nos mercados determinam, de fato, o despacho de energia. Assim, a REN sempre verifica a viabilidade do Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF), o qual resulta da oferta e da demanda de energia no mercado do dia seguinte. Desta forma, podem ser identificadas as restrições técnicas que resultem do estado das redes de transmissão e que podem implicar na alteração do despacho de energia, o qual, por sua vez, pode causar um desequilíbrio entre a oferta e a demanda. Para resolver tais restrições, a REN precisa de mecanismos de reequilíbrio.

Reposição de Serviço (black start). Este serviço requer a existência de centrais com capacidade de arranque autônomo (*black start*). Corresponde à Gestão Global do Sistema (GGS), pertencente à REN, a elaboração do Plano de Reposição do Serviço, acordado com os produtores que possuem usinas com arranque autônomo, sendo que cabe a eles garantir que este serviço se encontre permanentemente operacional (ERSE, 2014b).

Controle de Tensão. Dentre os serviços destinados ao controle de tensão, existem alguns que são de fornecimento obrigatório e, portanto, não remunerados. Exemplos destes serviços são o fornecimento e a absorção de reativa pelos grupos geradores, nos intervalos definidos no Regulamento da Rede de Transporte (RRT), e o serviço de regulação de tensão, devendo o gerador assegurar que as regulações automáticas de tensão se mantenham sempre em serviço (ERSE, 2014a). Adicionalmente, a GGS pode identificar necessidades de potência e energia reativa que poderiam ser suprimidas através do estabelecimento de condições de funcionamento dos geradores diferentes das obrigatórias.

Controle de Frequência. O controle de frequência está dividido em três níveis. A reserva primária, a reserva secundária e a reserva de regulação.

A reserva primária é um serviço de fornecimento obrigatório e, consequentemente, não remunerado. O RRT estabelece que todos os geradores conectados ao sistema devem ter regulação primária na banda de, pelo menos, 5% da potência nominal, sendo que a variação de potência ativa resultante deverá ocorrer em 15 segundos, perante perturbações que provoquem desvios de frequência inferiores a 100 mHz, e linearmente entre 15 e 30 segundos, para desvios de frequência entre 100 mHz e 200 mHz (ERSE, 2014a).

A reserva secundária está associada ao serviço de “telerregulação” dos grupos geradores. O início da atuação da regulação secundária não deverá demorar mais

52 Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos em Portugal.

de 30 segundos e a deverá estar concluída e, eventualmente, completada por meio da reserva de regulação.

A reserva de regulação é um serviço complementar composto por duas parcelas, a reserva mínima de regulação terciária e a reserva adicional. A reserva mínima de regulação terciária define-se como a variação máxima de potência do programa de geração que se pode efetuar em uma unidade de produção ou área de balanço⁵³, em um tempo máximo de 15 minutos, e manter durante, pelo menos, 2 horas consecutivas. (MIBEL, 2009). O requerimento deste serviço é estabelecido pelo GSS, para cada período de programação, tomando como referência a perda máxima de produção provocada, de forma direta, pela falha simples de um elemento do sistema eléctrico, aumentada em 2% do consumo previsto. Por outro lado, a reserva de regulação adicional tem como objetivo a garantia da cobertura do consumo e do funcionamento do sistema, nos casos em que o consumo horário previsto pelo Gestor do Sistema supere, em mais de 2%, o consumo horário resultante dos mercados de produção e quando a previsão de perda de geração, devido a falhas sucessivas, atrasos na ligação ou subida de carga de grupos térmicos, seja superior à reserva de regulação terciária estabelecida.

5.2.11.3. Mecanismos de Contratação

Os serviços ancilares descritos na Subsecção anterior podem ser contratados de duas formas, através de contratos bilaterais ou de mecanismos de mercado. Ainda existem os serviços que são de fornecimento obrigatório, portanto não remunerados, sendo estes o controle primário de frequência, a absorção de reativos e a regulação da tensão.

Os serviços ancilares do sistema português que não são contratados via mercado são apresentados a seguir.

Reposição de Serviço (black start). Nem todas as usinas possuem equipamentos de arranque autónomo, de modo que o fornecimento do serviço é apenas obrigatório para os produtores que possuam estes equipamentos e firmem contrato bilateral com o operador, denominado Contrato de Aquisição de Energia.

Controle de Tensão. Como já mencionado, o fornecimento e a absorção de potência reativa é um serviço de carácter obrigatório dentro dos limites estabelecidos pelo RRT. Porém, o GGS pode identificar a necessidade de fornecimento destes serviços por geradores de forma não obrigatória. Neste caso, a GGS pode aceitar propostas de investimento de produtores em regime ordinário, estabelecendo contratos bilaterais de fornecimento destes serviços (ERSE, 2014a).

Por outro lado, alguns dos serviços ancilares prestados são contratados via mercado, a saber.

53 Uma área de balanço é um conjunto de unidades de produção e bombagem, pertencentes a um mesmo agente, que se encontram interligadas em uma área de rede, na qual se agregam os desvios de produção.

Resolução de Restrições Técnicas. As restrições técnicas verificadas no PDBF resultantes do estado das redes de transmissão podem implicar na alteração do despacho, o que, por sua vez, pode causar um desequilíbrio entre a oferta e a demanda. Caso isto venha a acontecer, são usados mecanismos de mercado para restabelecer o equilíbrio entre a oferta e a demanda.

Os agentes de mercado podem oferecer produção ou consumo de bombagem (no caso das usinas hidrelétricas reversíveis) para cada período horário da programação, tendo em vista a energia já programada no PDBF. Estas ofertas podem ser realizadas, tanto para aumentar, como para reduzir a produção e o consumo, em quantidade de energia (MWh) e preço estabelecidos pelo oferente (REN, 2008).

Uma vez identificadas as restrições técnicas, existem duas possíveis modificações do PDBF. Primeiro, existindo a necessidade de incremento de energia, são mobilizadas unidades de produção que possam aumentar a geração, em uma determinada área, ou unidades de consumo de bombagem, que possam reduzir o seu consumo. O segundo caso refere-se à necessidade de redução da produção ou de aumento do consumo de bombagem em uma determinada área.

Serviços de Controle de Frequência Secundário e Reserva de Regulação. A reserva secundária é contratada através do mercado de banda de regulação secundária, onde o comprador é o Operador do Sistema, enquanto as ofertas podem ser realizadas por todas as usinas disponíveis e habilitadas pela GGS para prestar este serviço (ERSE, 2014a). A GGS comunica aos agentes de mercado a necessidade de contratação de regulação secundária para cada período da programação de despacho. Por sua vez, os geradores realizam ofertas, para estes mesmos períodos, de uma banda de regulação, em MW (a mais e a menos), e apresentam o preço unitário desta banda. Após o encerramento do período de recepção de ofertas, o GGS contrata a banda de regulação secundária associada às ofertas que, em conjunto, representam um menor encargo para o sistema. Esta contratação é considerada firme, tendo o gerador contratado a obrigação de fornecer o serviço caso requerido pelo operador (ERSE, 2014a).

A reserva de regulação é um serviço complementar, retribuído por mecanismos de mercado. Tal como no mercado de banda de regulação secundária, no mercado de reserva de regulação, o comprador único é o operador. Todos os agentes de mercado que detenham áreas de balanço devem realizar ofertas, diariamente, para cada período da programação de despacho. Estas ofertas começam a ser realizadas imediatamente depois do resultado do mercado de banda de regulação secundária e estende-se até às 20h do dia anterior ao despacho efetivo. Cada agente deve oferecer toda a reserva de regulação disponível, tanto para subir, como para baixar, em MW, e apresentar o preço da energia correspondente. (ERSE, 2014a).

5.2.11.3. Mecanismos de Remuneração

A remuneração dos serviços que são contratados de forma bilateral é negociada entre o fornecedor e o operador para cada caso. Os serviços de fornecimento

obrigatório não são remunerados, enquanto os serviços contratados através de mecanismos de mercado são remunerados conforme se detalha a seguir.

Resolução de Restrições Técnicas. Os agentes geradores ou consumidores de bombagem (usinas reversíveis) fazem ofertas no mercado de resolução de restrições técnicas. Uma vez a GGS tendo identificado as restrições técnicas, ela pode usar as ofertas dos agentes para reequilibrar o sistema. Caso seja necessário um aumento da produção, a GGS utilizará as ofertas de menor preço entre aquelas oferecidas para a resolução de restrições técnicas e aquelas oferecidas, mas não contratadas, no mercado do dia seguinte. Ao contrário, caso seja necessária uma redução da produção, a GGS utilizará, tanto as ofertas de redução de produção, quanto as de consumo de bombagem (REN, 2008). Ainda, se existe mais de uma solução possível, o GGS efetuará uma avaliação econômica das diferentes soluções e elegerá aquela que represente um menor encargo para o sistema. Em caso de igualdade de encargo entre soluções, a GGS selecionará a solução que represente um menor movimento de energia (ERSE, 2014a)

Todavia, se alguma restrição resultar do mercado intradiário, esta será resolvida com a eliminação da oferta que origina a restrição, não se repercutindo em custos adicionais para o sistema. O sobrecusto originado pela resolução de restrições técnicas é pago pelos agentes de mercado, repartido, proporcionalmente, pelas compras relativas a consumos.

Controle de Frequência. Como analisado acima, existe um mercado de banda secundária, onde se contrata a regulação secundária de frequência, e um mercado de reserva de regulação.

No mercado de banda secundária, os geradores realizam ofertas para todos os períodos da PDBF de uma banda de regulação, em MW (a mais e a menos), e apresentam o preço unitário desta banda. Em seguida, o operador contrata o conjunto de ofertas que representa um menor encargo para o sistema e, deste processo, resulta o preço único do mercado de banda secundária, em euros por MW. Como já mencionado, esta contratação é considerada firme, sendo que o gerador contratado recebe o preço de mercado independentemente de ser chamado a fornecer o serviço ou não (ERSE, 2014a). O custo da banda de regulação pode ser considerado como um custo fixo para o sistema, pois este existe independentemente da ocorrência de desvios, sendo coberto por todo o consumo dos agentes de mercado (MIBEL, 2009).

Além disso, quando efetivamente é utilizada a energia referente às bandas secundárias contratadas, os geradores contratados para este serviço recebem uma remuneração adicional pela energia fornecida ao sistema. O preço ao qual é valorada esta energia resulta do mercado de reserva de regulação.

Assim, em tempo real, o operador usa os recursos necessários de reserva de regulação, sendo os agentes de mercado remunerados pelo preço da última oferta mobilizada para subir ou descer, o que implica em preços diferentes para cada caso. Os custos originados pela utilização de reserva de regulação são distribuídos pelos agentes de mercado que desviarem do respectivo programa contratado (MIBEL, 2009).

5.2.12. Reino Unido

O mercado de energia elétrica do Reino Unido baseia-se na contratação (i) no mercado de curto prazo, que engloba o mercado do dia seguinte e o mercado de balanço; e (ii) no mercado de contratos, onde é realizada a negociação bilateral de preço, quantidade e prazo entre demandantes e ofertantes. Os agentes participantes do mercado (geradores, comercializadores e grandes consumidores) buscam constantemente balancear suas posições contratuais para não serem submetidos ao mercado de balanço. No entanto, por diversas razões pode ocorrer um desbalanceamento entre oferta e demanda de energia elétrica no sistema (CPFL, 2014).

Tal desbalanceamento pode ocorrer devido a duas causas: i) desbalanceamento de energia, com o descasamento entre oferta e demanda, devido, por exemplo, à falha nos geradores, à intermitência das plantas ou a variações não esperadas no consumo; ou ii) desbalanceamento do sistema local ou regional, devido a restrições na rede, como, por exemplo, falhas nos equipamentos de transmissão.

Na ocorrência de desbalanceamentos, o Operador do Sistema utiliza os serviços (*balancing services*) ofertados, tanto pelo lado dos geradores, quanto pela demanda, para restabelecer o equilíbrio e a confiabilidade do sistema. Os custos incorridos no balanceamento do sistema são recuperados através de uma taxa de balanceamento (*Balancing Services Use of System – BSUoS*), a qual recai sobre os agentes que provocaram o desbalanceamento do sistema, sendo eles geradores com geração diferente da contratada, por qualquer motivo que não uma solicitação do Operador do Sistema, e consumidores com energia medida diferente da energia contratada.

5.2.12.1. Classificação dos Serviços Ancilares

Os serviços ancilares adotados no Reino Unido são (NATIONAL GRID, 2017):

Controle/Regulação de Frequência. Serviço utilizado para que a frequência do sistema fique dentro dos limites operacionais estabelecidos, equilibrando, instantaneamente, a demanda e a geração de energia elétrica. O controle de frequência pode ser realizado, tanto pelos geradores, quanto pelos grandes consumidores de energia elétrica, o que é chamado de controle de frequência por gerenciamento da demanda. Este serviço é dividido em resposta à frequência obrigatória e firme. No caso da resposta à frequência obrigatória, têm-se:

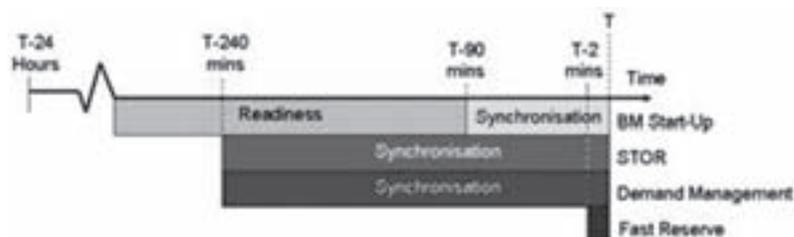
- Resposta Primária: aumento da geração de potência ativa em resposta a uma queda de frequência do sistema. Esta provisão deve ocorrer dentro de dez segundos após o evento e ser sustentada por 20 segundos.
- Resposta Secundária: geração adicional de potência ativa em resposta a uma queda da frequência do sistema, que deve ser fornecida dentro de 30 segundos e sustentada por um período de 30 minutos.

- Alta Frequência: redução na geração de potência ativa após um aumento na frequência do sistema. Deve ocorrer dentro de dez segundos e ser sustentada durante todo o incidente.

Já a resposta firme à frequência tem a função de complementar as outras formas de resposta e, diferentemente da resposta obrigatória, a resposta firme é contratada via mercado.

Reservas de Potência (reservas girante e não girante). As reservas de potência, oriundas de fontes sincronizadas e não sincronizadas, são formas de o Operador do Sistema lidar com o aumento da demanda imprevista ou com a indisponibilidade da geração. A Figura 2, abaixo, mostra que tais fontes necessitam de diferentes prazos para entregarem seus serviços.

Figura 2: Tipos de Reserva de Potência



Fonte: National Grid (2017).

A reserva rápida (*fast reserve*) fornece potência ativa de forma rápida, em dois minutos ou menos, a partir da comunicação do National Grid Control (NGC), e confiável, através do aumento na geração. A reserva operacional de curto prazo (*Short Term Operating Reserve - STOR*) é a contratação de potência (mínimo de 3 MW) que deve ser fornecida, por pelo menos, duas horas, tendo início em até 240 minutos após a comunicação do NGC. Já o BM (*Balancing Mechanism*) representa uma reserva de contingência para garantir o atendimento à demanda e está dividido em *BM Start-up* e *Hot Standby*. O primeiro refere-se à capacidade de possibilitar que o gerador sincronize sua unidade dentro do prazo do mecanismo de balanço, qual seja, 89 minutos após a comunicação do operador. Já o segundo refere-se à capacidade de manter o estado de prontidão, durante um período acordado, para que o gerador possa sincronizar com o sistema dentro do prazo estabelecido. Por fim, o gerenciamento da demanda (*demand management*) possibilita que variações na demanda ajudem o operador a balancear a oferta e a demanda de eletricidade. Por exemplo, o *Demand Turn Up* permite que o excesso de geração renovável seja aproveitado através do aumento na demanda.

Suporte de Potência Reativa (controle de tensão). Este serviço é utilizado pelo NGC para gerir os níveis de tensão do sistema de transmissão. O sistema de

transmissão não opera na mesma tensão ao longo de toda rede, formando um perfil de tensões. Assim, o suporte de potência reativa é utilizado para manter o perfil de tensão dentro do planejamento legal e dos limites operacionais.

Black Start. O *black start* tem a finalidade de recuperar o sistema de transmissão após um desligamento total ou parcial. Em geral, as usinas necessitam de uma fonte de energia externa, normalmente oriunda da transmissão ou da distribuição, para realizar o arranque. Porém, em situação de emergência, a usina necessita de uma fonte auxiliar de energia local para realizar o serviço de *black start* e iniciar a recomposição do sistema. Tal serviço não é obrigatório e a decisão de oferecer ou não é considerada no momento da construção da usina. Para a prestação deste serviço, a usina deve cumprir alguns requisitos técnicos, como a reserva de combustível para operar por um período mínimo, idealmente entre 3 e 7 dias.

5.2.12.2. Mecanismos de Contratação

O serviço de resposta à frequência obrigatória deve ser fornecido por todos os geradores conectados ao *grid* sem remuneração adicional. Já a resposta firme à frequência é contratada, mensalmente, através de um processo de licitação eletrônica concorrencial (NATIONAL GRID, 2017)

Em relação à contratação das reservas de potência, a reserva rápida é contratada pelo Operador do Sistema em base mensal. Para efeito de licitação, o gerador envia ao operador sua proposta contendo as características técnicas da usina e o preço pelo serviço. Em relação à STOR, esta é contratada por meio de licitações competitivas. Tais licitações ocorrem três vezes ao longo do ano, tendo os geradores a obrigatoriedade de passar por uma pré-qualificação. O serviço de *BM Start Up* e o *Hot Standby* são contratados de forma bilateral entre o agente gerador e o Operador do Sistema e o contrato estabelece os parâmetros e custos dos serviços. Em relação à *Demand Management*, esta é contratada de forma competitiva através de leilões.

O serviço de potência reativa geralmente é obrigatório para todo gerador com capacidade instalada acima de 50 MW conectado à rede, mediante a assinatura de um contrato de serviços obrigatórios (*Mandatory Services Agreement – MAS*) com o Operador do Sistema (NATIONAL GRID, 2017).

Já a contratação do serviço de *black start* é realizada por meio de um contrato bilateral, visando satisfazer à demanda estratégica do Operador do Sistema em relação a este serviço. Os termos dos contratos são específicos para cada contratação e esta ocorre, normalmente, antes da instalação da usina. No entanto, o operador pode manifestar o interesse de que alguma usina já em operação passe a fornecer o serviço (*retrofitting*).

5.2.12.3. Mecanismos de Remuneração

No que se refere à remuneração do serviço de resposta à frequência obrigatória, o pagamento é realizado em duas partes. Uma referente à disponibilidade⁵⁴ (Libra/h) do gerador de fornecer resposta, quando estiver programado no modo de resposta à frequência, e outra que remunera a energia entregue ao sistema (Libra/MWh). Já a remuneração da resposta à frequência firme é definida, individualmente, para cada contrato, visto que o processo de contratação não é competitivo o suficiente para gerar um preço de mercado e cada ofertante poder oferecer um tipo de serviço. O pagamento é realizado por disponibilidade e pelo uso do serviço, sujeito a penalidades por baixa performance. As taxas de pagamento são, periodicamente, revisadas de forma a torná-las justas, tanto para consumidores, quanto para os ofertantes do serviço (NATIONAL GRID, 2017).

Em relação ao pagamento do serviço de reserva rápida, este ocorre mediante o pagamento de uma taxa de disponibilidade (Libra/h), além de uma taxa de utilização (Libra/MWh) pela energia entregue. O pagamento pela STOR, por sua vez, ocorre em duas partes. A primeira parte (Libra/MWh) refere-se à disponibilidade da unidade, enquanto que a segunda parte corresponde ao pagamento pela utilização do serviço⁵⁵ (Libra/MWh). A remuneração do *BM Start Up* é dividida entre o pagamento pelo serviço de *BM Start Up*, até três faixas de pagamento, a depender dos diferentes horários de início do serviço para refletir os custos potencialmente diferentes, e *Hot Standby*, para remunerar o custo de manter o estado de prontidão. O pagamento é calculado multiplicando o preço do serviço pelo tempo de prestação.

O serviço de suporte de potência reativa é pago através de um arranjo de pagamento padrão em Libras/MVArh e atualizado, mensalmente, de acordo com indicadores de mercado.

A remuneração do serviço de *black start* é dividida em duas partes. A primeira refere-se ao pagamento pela disponibilidade do serviço, por um período base determinado, em Libras. A segunda parte está relacionada aos custos da utilização do serviço, incluindo testes, e o pagamento está atrelado a um valor de referência, em Libras por MWh, e à produção de energia da unidade auxiliar. O National Grid pode, ainda, optar por ressarcir parte dos custos de instalação dos equipamentos necessários para prover o serviço em algumas usinas, caso considere de grande importância e valor para o *grid*.

54 Os geradores submetem mensalmente preços para a prestação deste serviço.

55 Incluindo a energia entregue durante o *ramp up* e *ramp down*.

5.3. Referências Bibliográficas

ALMEIDA, Alvaro. *Controle da Potência Ativa e da Frequência*. Notas de Aula, 12 f. Universidade Tecnológica Federal Do Paraná, Curitiba, 2012.

ENGELÉTRICA. *Manual de Correção do Fator de Potência*. Engelétrica Serviços Elétricos, 2011. Disponível em: <http://www.engeletrica.com.br/fatordepotencia-manual-fatordepotencia.html> Acesso em: 18 de novembro de 2016

HIRST, Eric; BRENDAN, Kirby. *Electric-Power Ancillary Services*. Oak Ridge National Laboratory, 1996.

KIRBY, Brendan. *Ancillary Services: Technical and Commercial Insights*. Wartsila, julho de 2007.

KIRBY, Brendan; HIRST, Eric; VANCOEVERING, James. *Unbundling Electric Generation and Transmission Services*. Energy, [s.l.], vol. 20, n. 12, p. 1191-1203, dezembro de 1995.

MANSO, Juan Carlos Galvis. *Valorização de Serviços Ancilares de Reserva em Geradores Hidrelétricos*. 2010. 172 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia - Unesp, Ilha Solteira, 2010.

MIGUÉLEZ, Enrique Lobato *et al.* *An Overview of Ancillary Services in Spain*. Electric Power Systems Research, [s.l.], vol. 78, n. 3, p. 515-523, mar. 2008.

REBOURS, Yann.; KIRSCHEN, Daniel; TROTIGNON, Marc; ROSSIGNOL, Sbastien. *A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services - Part II: Economic Features*. IEEE Transactions on Power Systems, New York, vol. 22, n. 1, p. 358–366, 2007. Disponível em: https://www.researchgate.net/profile/Ds_Kirschen/publication/3267768_A_Survey_of_Frequency_and_Voltage_Control_Ancillary_Services-Part_I_Technical_Features/links/56afa09a08ae8e37214ceb51.pdf.

SILVA, Edson *et al.* *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*. 2001.

SILVA, Fábio. *Modelo de Formação de Preços para Serviços Ancilares de Reserva*. Dissertação de Mestrado, 138 f. - Curso de Sistemas Elétricos de Potência, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2005.

FERC, Federal Energy Regulatory Commission. *Promoting Wholesale Competition through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities*. Docket RM95-8-000, Washington, DC, março de 2015.

5.3.1. Brasil

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2003. *Resolução Normativa nº 265, de 10 de junho de 2003*. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2003265.pdf>. Acesso em: 25 de janeiro de 2017.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2014. *Nota Técnica nº 052, de 26 de agosto de 2014*. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota%20T%C3%A9cnica%20n%C2%BA%2052-2014-SRG-ANEEL.pdf. Acesso em: 25 de janeiro de 2017.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2015. *Resolução Normativa nº 697, de 16 de dezembro de 2015*. Disponível em: http://www.editoramagister.com/legis_27076014_RESOLUCAO_HOMOLOGATORIA_N_2013_DE_16_DE_DEZEMBRO_DE_2015.aspx. Acesso em: 25 de janeiro de 2017.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2015b. *Resolução Homologatória nº 2.013, de 16 de dezembro de 2015*. Disponível em: <https://sogi8.sogi.com.br/Arquivo/Modulo113.MRID109/Registro1234188/resolucao%20normativa%20n%C2%BA%20697,%20de%2016-12-2015.pdf>. Acesso em: 25 de janeiro de 2017.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. 2009. *Procedimentos de Rede do ONS: Submódulo 14.1 - Administração dos Serviços Ancilares: Visão Geral dos Procedimentos de Rede do ONS*. Site Oficial. Disponível em: http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento_rede/procedimento_rede.aspx Acesso em: 25 de janeiro de 2017.

5.3.2. Chile

CDEC-SIC, Dirección de Peajes. *Remuneraciones de Servicios Complementarios*. Site oficial do Centro de Despacho Economico de Carga. Disponível em: <http://www.cdec-sic.cl/wp-content/uploads/2013/08/Procedimiento-DP-CDEC-SIC-Remuneracion-Enviado-a-la-CNE.pdf>. Acesso em: 18 de novembro de 2016.

CHILE. *Decreto nº 130, de 22 de dezembro de 2011*. Publicada na Biblioteca do Congresso Nacional do Chile, em 30 de dezembro de 2012. Disponível em: http://www.centralenergia.cl/uploads/2013/05/Reglamento_servicios_complementarios_DTO-130.pdf. Acesso em: 25 de novembro de 2016.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*. Site oficial do governo do Chile. 2013. Disponível em: http://www.centralenergia.cl/uploads/2013/08/NTSyCS_2013.pdf. Acesso em: 20 de novembro de 2016.

5.3.3. China

China Electric Power Research Institute. *Study on Ancillary Services and Grid Connection Standardization for Integrating Renewable Energy into Chinese Smart Grid*. REEEP. 2012.

Kahrl, Fredrich; Wang, Xuan. *Integrating Renewables into Power Systems in China: A Technical Primer — Power System Operations*. Beijing, China: Regulatory Assistance Project. 2014. Disponível em: <http://www.raponline.org/document/download/id/7459>.

Lilin, Peng; Ming, Zeng; Ximei, Liu. *The Ancillary Services in China: an Overview and Key Issues*. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier, 2014.

5.3.4. Colômbia

CARVAJAL, S. *Colombian Ancillary Services and International Connections: Current Weaknesses and Policy Challenges*. Energy Policy, vol. 52, p. 770-778, 2013. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512009226>.

HERNANDÉZ, Alberto Rodríguez. *Gestión del Flujo de Potencia Reactiva*. Site oficial da Comisión Nacional de Energía y Gas, 2010. Disponível em: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3aba1f9bf9bb3c650525785a007a7648/\\$FILE/CIRCULAR087-2010%20Anexo2.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/3aba1f9bf9bb3c650525785a007a7648/$FILE/CIRCULAR087-2010%20Anexo2.pdf).

MANRIQUE, Adriana Arango. *Caracterización del Esquema Remunerativo del Control de Tensión en el Mercado Eléctrico Colombiano*. Tese de doutorado da Universidad Nacional de Colombia, 2010. Disponível em: <http://www.bdigital.unal.edu.co/3583/1/adrianaarangomanrique.2011.pdf>.

QUINTERO, Sandra Ximena Carvajal. *Análisis de Servicios Complementarios en Sistemas de Potencia Eléctricos en Ambientes de Mercados*. Tese de doutorado da Universidad Nacional de Colombia, 2013. Disponível em: <http://www.bdigital.unal.edu.co/11863/1/7907502.2013.pdf>.

5.3.5. Coréia do Sul

EMSC; KPX. *Electricity Market Trends and Analysis*. Annual Report. Seul: Korea Power Exchange, 2009.

EPSIS. *Trade*. 2017. Disponível em: <http://epsis.kpx.or.kr/epsis/ekmaStaticMain.do?cmd=004010&flag=&locale=EN>. Acesso em: 15 de janeiro de 2017.

HUR, Wonchang et al. *Economic Value of Li-ion Energy Storage System in Frequency Regulation Application from Utility Firm's Perspective in Korea*. *Energies*, [s.l.], vol. 8, n. 6, p. 5000-5017, 28 de maio de 2015.

KEPCO. *Korea's Power Market*. Seul: KEPCO, 2010.

KIM, Suduk; KIM, Yungsan; SHIN, Jeong Shik. *The Korean Electricity Market: Stuck in Transition*. In: SIOSHANSI, Fereidoon. *Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches*. São Francisco: Elsevier, 2013. Cap. 22. p. 679-713.

KPX. *The Korea Power Exchange and Electricity Market*. Seul: Korea Power Exchange, 2004.

RENEWABLE ENERGY WORLD. *South Korean Grid Will Soon Boast World's Largest Energy Storage System*. 2016. Disponível em: <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2016/03/south-korean-grid-will-soon-boast-world-s-largest-energy-storage-system.html>. Acesso em: 10 de janeiro de 2017.

5.3.6. USA

ARGONNE NATIONAL LABORATORY. *Survey of U.S. Ancillary Services Markets*. 2016. Disponível em: <http://www.ipd.anl.gov/anlpubs/2016/01/124217.pdf>. Acesso em: 28 de fevereiro de 2018.

BURKE, R. *Overview of New England's Wholesale Electricity Markets*. ISO New England, 2011. Disponível em: https://www.gridwiseac.org/pdfs/tew_2011/presentations/burkepres_tew11.pdf. Acesso em: 03 de março de 2018.

CAISO, California Independent System Operator. *Ancillary Services Requirements Protocol*. 2004. Disponível em: http://www.caiso.com/Documents/AncillaryServicesRequirementsProtocol_23-Aug-04.pdf. Acesso em: 28 de fevereiro de 2018.

CAISO, California Independent System Operator. *Fifth Replacement Electronic Tariff*. 2011. Disponível em: <https://www.caiso.com/Documents/CombinedPDFDocument-FifthReplacementCAISOTariff.pdf>. Acesso em: 02 de março de 2018.

CAISO, California Independent System Operator. *Fifth Replacement Electronic Tariff: Ancillary Services*. 2013. Disponível em: http://www.caiso.com/Documents/Section8_AncillaryServices_Jul1_2013.pdf. Acesso em: 02 de março de 2018.

NEISO, New England ISO. *ISO New England Open Access Transmission Tariff*. 2014. Disponível em: https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/regulatory/tariff/sect_2/oatt/sect_ii.pdf. Acesso em: 28 de fevereiro de 2018.

NEISO, New England ISO. *Ancillary Service Schedule n° 2 Business Procedure*. 2016. Disponível em: https://www.iso-ne.com/static-assets/documents/rules_proceeds/operating/gen_var_cap/schedule_2_var_business_procedure.pdf. Acesso em: 28 de fevereiro de 2018.

NEISO, New England ISO. Site oficial. NEISO. 2017. Disponível em: <http://www.iso-ne.com>. Acesso em: 03 de janeiro de 2017.

NETL, National Energy Technology Laboratory. *Power Market Primers*. Department of Energy, Site oficial do NETL. 2013. Disponível em: <https://www.netl.doe.gov/research/energy-analysis/search-publications/vuedetails?id=784>. Acesso em: 23 de dezembro de 2016.

PJM. *A Review of Generation Compensation and Cost Elements in the PJM Markets*. 2009. Disponível em: <http://www.pjm.com/~media/committees-groups/committees/mrc/20100120/20100120-item-02-review-of-generation-costs-and-compensation.ashx>. Acesso em: 28 de fevereiro de 2018.

PJM. *Energy and Ancillary Services Uplift in PJM*. 2014. Disponível em: <https://www.ferc.gov/CalendarFiles/20140905085408-PJM%20%20Whitepaper.pdf>. Acesso em: 28 de fevereiro de 2018.

PJM. *State of the Market Report for PJM January through September*. 2016. Disponível em: http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2016/2016q3-som-pjm.pdf. Acesso em: 28 de fevereiro de 2018.

PJM. *Ancillary Services*. PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations. 2017. Disponível em: <http://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m11.ashx>. Acesso em: 01 de fevereiro de 2018.

PJM. *Ancillary Services Market*. 2018a. Disponível em: <http://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/ancillary-services-market.aspx>. Acesso em: 01 de fevereiro de 2018.

PJM. *Regulation Market*. 2018b. Disponível em: <http://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/ancillary-services-market/regulation-market.aspx>. Acesso em: 01 de fevereiro de 2018.

PJM. *Reserves*. 2018c. Disponível em: <http://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/ancillary-services-market/reserves.aspx>. Acesso em: 01 de fevereiro de 2018.

REISHUS CONSULTING. *Electricity Ancillary Services Primer*. Reishus Consulting, agosto de 2017. Disponível em: http://nescoe.com/wp-content/uploads/2017/11/AnxSvcPrimer_Sep2017.pdf. Acesso em: 03 de março de 2018.

ZHOU, Zhi; LEVIN, Todd; CONZELMANN, Guenter. *Survey of U.S. Ancillary Services Markets*. Lemont: Energy Systems Division - Argonne National Laboratory, janeiro de 2016.

5.3.7. Índia

BHUSHAN, Bhanu. *A Primer on Availability Tariff*. 2005. Disponível em: <http://www.srldc.org/Downloads/ABC%20Of%20ABT%20-%20A%20Primer%20On%20Availability%20Tariff.pdf>.

CERC, Central Electricity Regulatory Commission. *Explanatory Memorandum on Introduction of Ancillary Services*. CERC. 2015. Disponível em: http://www.cercind.gov.in/2015/draft_reg/Ancillary_Services.pdf.

POSOCO, Power System Operation Corporation. *Detailed Procedure for Ancillary Services Operations*. New Delhi March 20016. Disponível em: <http://www.cercind.gov.in/2015/regulation/DAS.pdf>.

5.3.8. Japão

BAKER & MCKENZIE. *Overview (March 2001)*. 2001. Disponível em: <http://www.internationallawoffice.com/Newsletters/Energy-Natural-Resources/Japan/Baker-McKenzie-GJB/Overview-March-2001>. Acesso em: 24 de março de 2017.

BLOOMBERG. *Japan's Approach to Demand-Side Management*. New York: Bloomberg, 2014.

BLOOMBERG. *Grid Balancing Using Energy Storage Aggregation*. New York: Bloomberg, 2016.

FEPC. *Fair Competition and Transparency*. 2017. Disponível em: http://www.fepec.or.jp/english/energy_electricity/fair_competition/. Acesso em: 18 de janeiro de 2017.

IEPA. *What is "Wheeling"?* Disponível em: <http://www.iepa.com/wheeling.asp>. Acesso em: 24 de março de 2017.

IRENA. *Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook*. Abu Dhabi: Irena, 2015.

LUND, Per Christer. *Current Status and Road Map for the Japanese Electricity Market*. In: APEX 2014 CONFERENCE, 1, 2014, Krakow. Apresentação. Krakow: Apex, 2014. p. 1-60.

MARMIROLI, Marta. *Strategic Bidding and Transmission Congestion Management in Deregulated Electricity Market*. 2008. 107 f. Tese (Doutorado) - Curso de Environment and Energy Engineering, Waseda University, Tokyo, 2008.

NAGATA, Yutaka. *The Japanese Power System and the Future after Fukushima*. In: Norway Energy Science Week 2015, 1, 2015, Tokyo. Conferência. Tokyo: Crieipi, 2015. p. 1-31.

OCCTO. *About OCCTO*. 2017. Disponível em: https://www.occto.or.jp/en/occto/about_occto/. Acesso em: 18 de janeiro de 2017.

OHASHI, Hiroshi. *Introducing Competition in Electricity Market: Experience from Japan*. In: 4th Annual ACF Conference, 4, 2008, Tokyo. Conferência. Tokyo: University of Tokyo, 2008. p. 1-8.

UMEZAWA, Takayuki. *Public Offering for Peak Adjusting Power in Japan*. Tokyo: Kepco, 2016. 10 slides.

WADA, Kenichi. *Electricity Liberalization and Reliability Assurance: the Japanese and U.S. Approaches through the Transitional Periods*. The Institute Of Energy Economics, Tokyo, vol. 1, nº 1, pp.1-26, junho de 2006.

YAMAZAKI, Takuya. *Japan's Electricity Market Reform and Beyond*. Tokyo: Ministry of Economy, Trade and Industry, 2015.

5.3.9. México

CENACE. *Metodología para el Cálculo de los Requerimientos de Reserva de Regulación y Reserva Rodante en el Sistema Interconectado Nacional*. 2016. Disponível em: <http://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/CalculoReq-ServCon/Metodolog%C3%ADa%20C%C3%A1lculo%20Req%20SC%20SIN%20v2016%20Enero.pdf>. Acesso em: 24 de janeiro de 2017.

MÉXICO. *Ley de la Comisión Federal de Electricidad, de 11 de agosto de 2014.*

MÉXICO. *Ley de la Indústria Eléctrica, de 11 de agosto de 2014.*

SENER. *Acuerdo por el que la Secretaría de Energía Emite las Bases del Mercado Eléctrico.* Publicado no Diário Oficial em 08 de setembro de 2015. Disponível em: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015. Acesso em: 22 de janeiro de 2017.

SENER. *Acuerdo por el que se Emite el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.* Publicado no Diário Oficial em 17 de junho de 2016. Disponível em http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5441705&fecha=17/06/2016. Acesso em: 22 de janeiro de 2017.

SISTEMA DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA. 2010. *Glosário de Términos de Electricidad.* Disponível em: http://sie.energia.gob.mx/docs/glosario_elec_es.pdf. Acesso em: 22 de fevereiro de 2017.

5.3.10. Peru

PERU. *Resolución Directoral n° 014-2005-DGE, de 22 de fevereiro de 2005.* Lima, Peru, 03 de marzo de 2005.

PERU. Decreto Supremo n° 009-93-EM, de 19 de fevereiro de 1993. Lima, 25 de fevereiro de 1993.

PERU. *Resolução Ministerial n° 231-2012-MEM/DM, de 17 de maio de 2012.* Lima, 22 de maio de 2012.

PERU. *Procedimento Técnico n° 42, de 03 de julho de 2013.* Lima, 03 de julho de 2013.

PERU. *Procedimento Técnico n° 22, de 26 de março de 2014.* Lima, 26 de março de 2014.

PERU. *Procedimento Técnico n° 15, de 29 de agosto de 2015.* Lima, 29 de agosto de 2015.

PERU. *Procedimento Técnico n° 21, de 04 de agosto de 2016.* Lima, 30 de dezembro de 2016b.

PERU. *Procedimento Técnico n° 10, 04 de novembro de 2016.* Lima, 04 de novembro de 2016a.

PROINVERSIÓN. *Quienes Somos*. Disponível em: <http://www.proinversion.gob.pe/modulos/JER/PlantillaStandard.aspx?are=0&prf=1&jer=7140&sec=42>. Acesso em: 13 de março de 2017.

VALDIVIESO, Sánchez; CÉSAR, Vladimir. *Remuneración de los Servicios Complementarios en el SEIN: Análisis y Propuesta*. Rimac: Universidad Nacional de Ingeniería, 2007.

5.3.11. Portugal

MIBEL. Descrição do Funcionamento do Mibel. MIBEL, novembro de 2009.

MARQUES, Rui Pedro Marques. *Análise dos Serviços de Sistema em Portugal e Espanha*. 2009. Disponível em: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/59095/1/000137394.pdf>.

ERSE, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. 2014. *A Manual de Procedimentos de Rede*. Disponível em: http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/operacaodasredes/Documents/MPGGS%20SE%20consolidado_Abril2014_vs%20PExterno.pdf.

ERSE, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. 2014b. *Regulamento de Operações das Redes do Setor Elétrico*. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/operacaodasredes/Documents/ROR%202014%20SE.pdf>.

REN, Redes Energéticas Nacionais. *Manual de Procedimentos do Gestor do Sistema*. Dezembro de 2008. Site oficial do REN. Disponível em: <http://www.mercado.ren.pt/EN/Electr/MarketInfo/Document/BibSubregula/MPGS.pdf>.

5.3.12. Reino Unido

CPFL. 2014. *Características dos Sistemas Elétricos e do Setor Elétrico de Países e/ou Estados Selecionados*. Relatório desenvolvido como parte do projeto de P&D ANEEL *Panorama e Análise Comparativa da Tarifa de Energia elétrica do Brasil com Tarifas Praticadas em Países Selecionados, Considerando a Influência do Modelo Institucional Vigente*. Disponível em: <https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/projetos/Documents/PB3002/caracteristicas-de-sistemas-eletricos-de-paises-selecionados.pdf>. Acesso em: 20 de janeiro de 2017.

NATIONAL GRID. 2017. *Operador do Sistema de Transmissão do Reino Unido*. Disponível em: <http://www2.nationalgrid.com/uk/services/balancing-services/>. Acesso em: 10 de janeiro de 2016.

6

Modelagem de Análise dos Custos do Acompanhamento de Carga

Raphael Guimarães, Djalma M. Falcão, Roberto Brandão

Para avaliar o desempenho econômico de um sistema de geração termoeétrica, é recomendada a realização de um estudo de simulação de sua operação. A simulação deve considerar todos os elementos incluídos nos processos de despacho e a forma de contratação. Dada a incerteza existente em vários desses elementos, o processo possui características estocásticas e os resultados devem ser interpretados dentro desta ótica. Esse tipo de simulação tem também utilidade quando se pretende estudar alterações nos procedimentos regulatórios, pois permite uma avaliação do impacto das mesmas na remuneração das termoeétricas.

Logo, visando verificar a importância das condições operativas no custo da geração termoeétrica e destacar o impacto das manobras de partidas e acompanhamento de carga, faz-se necessário contabilizar os gastos adicionais oriundos de regimes de despacho altamente intermitentes.

O presente Capítulo possui o intuito de apresentar os resultados obtidos no estudo dos custos de operação de usinas termoeétricas a gás natural quando sujeitas a diferentes regimes operativos. Este estudo utilizou dados teóricos da literatura e de modelos matemáticos para estimar o custo médio de geração (em R\$/MWh) de usinas a ciclo combinado e a ciclo simples, quando operam em cinco diferentes cenários de despacho, visando, assim, obter uma aproximação dos aumentos de despesas, em função do regime operativo a elas imposto.

Devido às limitações dos modelos matemáticos utilizados, todas as simulações feitas para cada patamar de carga analisado consideram a operação das máquinas em regime permanente, isto é, os efeitos gerados pelo transiente não são contabilizados. Visando suprir essa limitação técnica, foram utilizados dados da literatura internacional relativos aos custos de manobra de usinas termoeétricas, para, assim, complementar o efeito decorrente da variação de cargas, partidas e paradas.

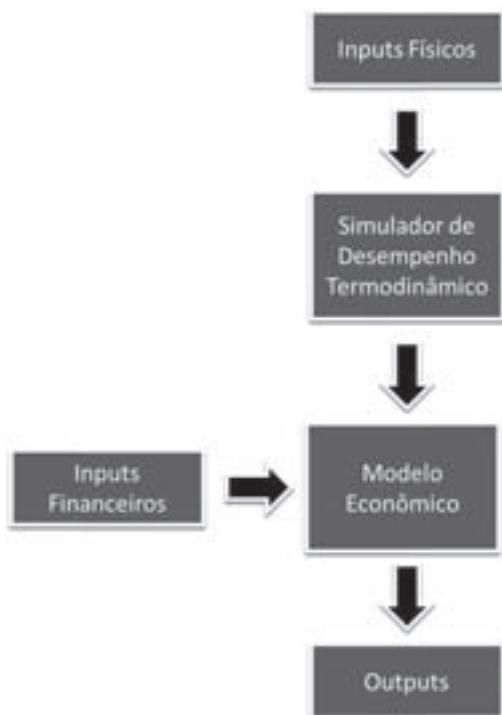
Deve-se também ressaltar que o estudo não considerou os efeitos de degradação na vida útil das máquinas em função do *cycling*, que acarreta na queda de eficiência das unidades geradoras e no aumento da necessidade de manutenções. Ou seja, as unidades sujeitas a condições operativas mais severas sofreram um aumento de seu *heat rate* mais rapidamente do que as unidades sujeitas a condições mais brandas, logo a tendência é que aquelas unidades sintam ainda mais os efeitos de aumento de custos ao longo dos anos.

Dessa forma, o estudo, aqui apresentado, utilizou as informações de fabricantes de turbomáquinas e de *softwares* comerciais de simulação para calcular o efeito da operação em carga parcial no desempenho das máquinas, analisando esse resultado em conjunto com as informações disponíveis na bibliografia, no intuito de contabilizar os custos médios de geração, em função dos efeitos da queda de eficiência em cargas parciais combinada com os custos de manobras.

6.1. Metodologia

Inicialmente, foi determinado que os patamares de operação das usinas simuladas seriam considerados como entradas dos cálculos aqui propostos. Logo, de maneira a dar continuidade ao desenvolvimento da ferramenta de simulação das condições operativas das usinas termoelétricas, optou-se pela seguinte tipologia:

Figura 1: Processos de Cálculo Utilizados



Fonte: Elaboração própria.

O Simulador de Desempenho Termodinâmico (**Desempenho Físico**) utiliza as características de despacho para calcular o desempenho das unidades, considerando as variações no *heat rate* e na eficiência, em função das condições ambientais, níveis de carga (*partial load*) e características do combustível. Além disso, são verificados o número e tipo de partidas e as paradas, de forma a averiguar seus impactos nos custos de operação das usinas. Cabe ressaltar que cada UTE deve possuir seu Modelo de Desempenho, de maneira a simular o comportamento termodinâmico da usina corretamente. Essa ferramenta foi construída a partir das curvas de operação de turbinas selecionadas, quando considerados ciclos simples, ou calculada a partir de um *software* comercial, para o ciclo combinado.

Finalmente, o Modelo Econômico (**Análise Econômica**) é responsável por realizar os cálculos do custo da energia, utilizando as características de desempenho calculadas pelo Modelo Físico. Dessa forma, buscar-se-á verificar os impactos causados pelas diferentes condições de operação das plantas no CVU.

Portanto, o simulador demanda a entrada de parâmetros (ou *inputs*) Físicos e Econômicos, sendo que alguns parâmetros físicos necessários são:

- Temperatura e pressão ambiente;
- Características do combustível; e
- Características da operação (*Full Load*, *Load Following*, número de partidas e número de paradas, etc.).

O Modelo Econômico utiliza as saídas do Modelo Matemático, bem como de outras entradas que deverão ser informadas pelo usuário, como o custo do combustível. Assim, após o cálculo dos resultados econômicos, o simulador exibe todas as saídas calculadas pelos modelos.

6.1.1. Configuração das Usinas

Duas configurações padrão foram selecionadas:

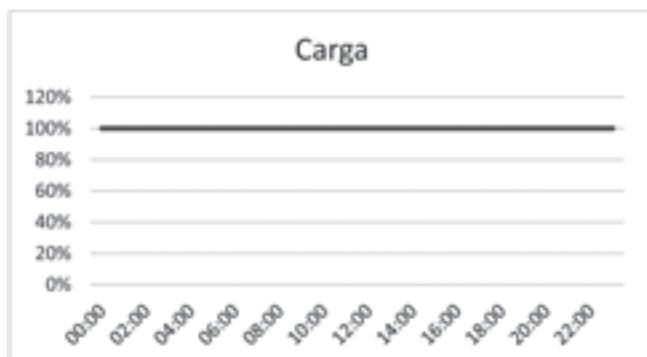
- Ciclo Combinado:
 - Turbina a gás GE 6541B;
 - Ciclo a vapor sem reaquecimento e com três níveis de pressão; e
 - Sistema de resfriamento com *loop* aberto.
- Ciclo Simples (ou Aberto):
 - Turbina a gás GE PG7241 (FA).

6.1.2. Regime de Operação

Destaca-se que cinco cenários operativos foram considerados e, a seguir, serão apresentados os patamares diários de carga:

- Cenário 1 (*Base Load*), em que ocorre o despacho da usina com 100% da capacidade ao longo do dia:

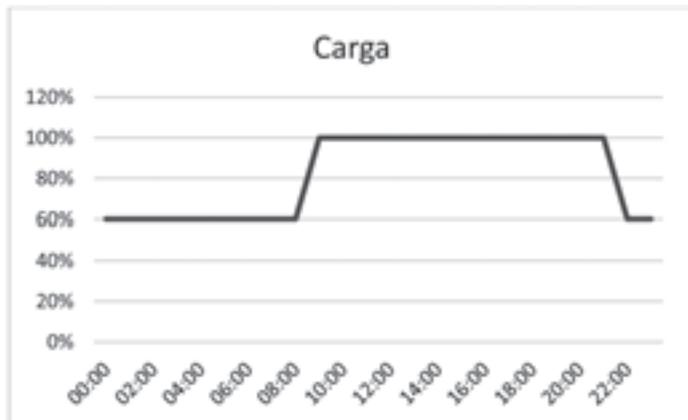
Gráfico 1: Operação “Base Load”



Fonte: Elaboração própria.

- Cenário 2 (Dois Patamares), em que ocorre o despacho da usina com 60% da carga, entre 00:00 e 08:59 e entre 22:00 e 23:59, e com 100% da carga no resto do dia:

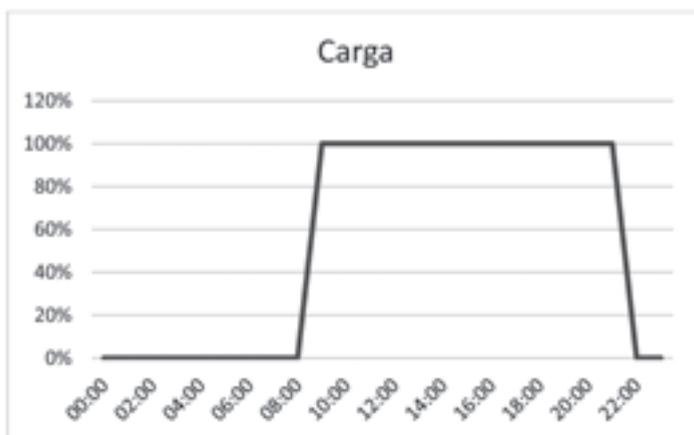
Gráfico 2: Cenário “Dois Patamares”



Fonte: Elaboração própria.

- Cenário 3 (Partida Diária), em que ocorre a Partida Quente, para garantia de despacho às 09:00, a operação com 100% da carga até às 22:00 e o desligamento às 22:00:

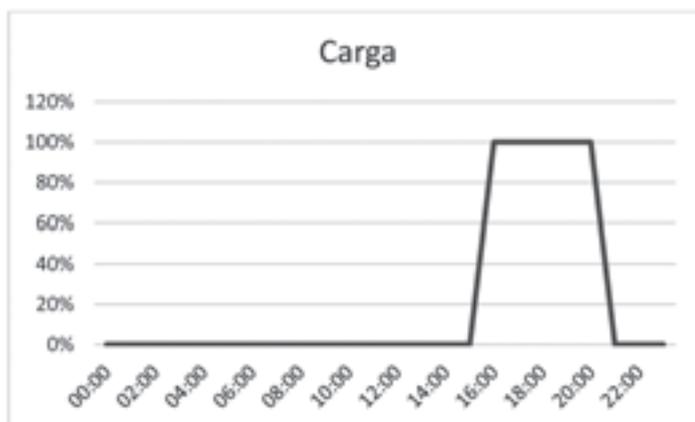
Gráfico 3: Cenário “Partida Diária”



Fonte: Elaboração própria.

- Cenário 4 (*Peak*), em que ocorre a Partida Quente, para garantia de despacho às 16:00, a operação com 100% da carga até às 21:00 e o desligamento às 21:00:

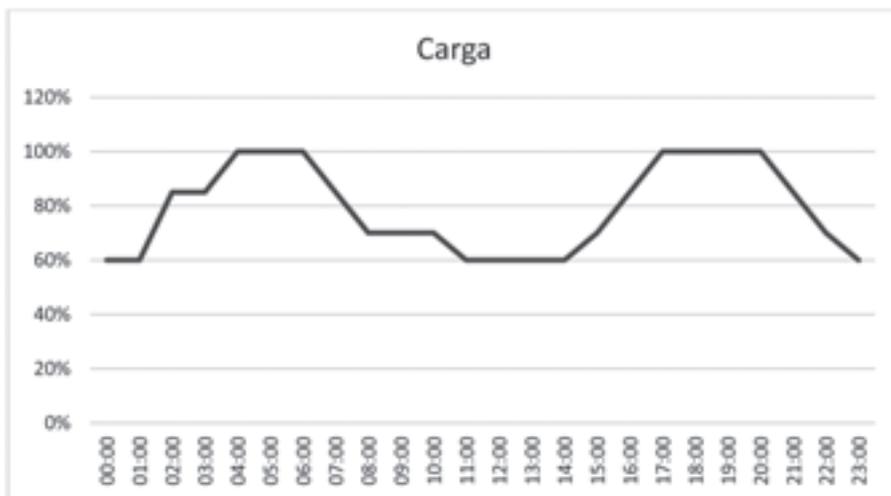
Gráfico 4: Cenário “Peak”



Fonte: Elaboração própria.

- Cenário 5 (*Load Following*), em que a unidade permanece operando durante todo o dia, sem partidas e paradas e com o acompanhamento de carga em diversos patamares ao longo do dia:

Gráfico 5: Cenário “Load Following”



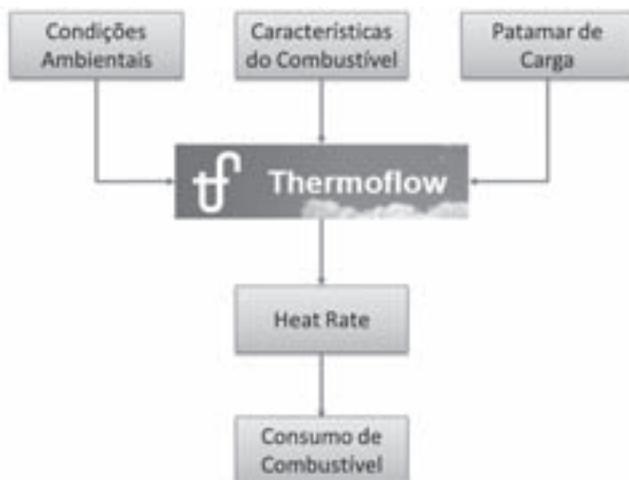
Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que o estudo considerou que o regime diário de operação de cada cenário é repetido de forma invariável ao longo dos 30 dias do mês e, para todos os cenários, foi considerada a realização de uma Partida a Frio no mês. Ademais, utilizou-se uma temperatura média diária de 25°C, a pressão ambiente equivalente a 1 atm. e a umidade relativa de 60%.

6.1.3. Cálculo das Condições Termodinâmicas nos Diferentes Patamares de Carga do Ciclo Combinado

Para a realização do cálculo dos parâmetros termodinâmicos da UTE de ciclo combinado, com as características apresentadas acima, utilizou-se o *software* comercial de simulação ThermoFlow®. Assim, esta usina foi configurada no programa para se calcular o seu *heat rate*, consumo de combustível e potência gerada. A Figura 2 mostra o fluxograma com as entradas do modelo.

Figura 2: Fluxograma Descritivo do Processo de Simulação - Entradas e Saídas



Fonte: Elaboração própria.

Desta forma, foi possível calcular as condições operativas para os diferentes patamares de carga selecionados (100%, 85%, 70% e 60%)¹ e a Figura 3 apresenta o resultado para a simulação com 100% de despacho.

¹ Os resultados detalhados de todas as simulações efetuadas são exibidos no Anexo deste Capítulo.

6.1.4. Cálculo das Condições Termodinâmicas nos Diferentes Patamares de Carga do Ciclo Simples

Para o cálculo das condições termodinâmicas da UTE de ciclo simples, com as configurações descritas acima, os modelos utilizaram catálogos com informações das máquinas e publicações referentes às características de comportamento em diferentes condições de carga, partidas, paradas, etc., além dos impactos econômicos causados por tais variações.

A unidade geradora é uma turbina GE modelo PG7241 (FA), conforme mencionado, cujas características básicas de operação são mostradas na Tabela 1.

Tabela 1: Características de Desempenho das Turbinas a Gás da General Electric

GE Generator Drive Product Line									
Model	Fuel	ISO Base Rating (kW)	Heat Rate (Btu/kWh)	Heat Rate (kJ/kWh)	Exhaust Flow (lb/hr) $\times 10^{-3}$	Exhaust Flow (kg/hr) $\times 10^{-3}$	Exhaust Temp (degrees F)	Exhaust Temp (degrees C)	Pressure Ratio
PG5371 (PA)	Gas	26,070.	12,060.	12,721	985.	446	905.	485	10.6
	Dist.	25,570.	12,180.	12,847	998.	448	906.	486	10.6
PG6561 (B)	Gas	42,100.	10,640.	11,223	1158.	525	1010.	543	12.2
	Dist.	41,160.	10,730.	11,318	1161.	526	1011.	544	12.1
PG6101 (FA)	Gas	69,430.	10,040.	10,526	1638.	742	1101.	594	14.6
	Dist.	74,090.	10,680.	10,527	1704.	772	1079.	582	15.0
PG7121 (EA)	Gas	84,360.	10,480.	11,054	2261.	1070	998.	536	12.7
	Dist.	87,220.	10,950.	11,550	2413	1093	993.	537	12.9
PG7241 (FA)	Gas	171,700.	9,360.	9,873	3543.	1605	1119.	604	15.7
	Dist.	163,800.	9,965.	10,511	3691.	1672	1095.	591	16.2
PG7251 (FB)	Gas	184,400.	9,245.	9,752	3561.	1613	1154.	623	18.4
	Dist.	177,700.	9,975.	10,532	3703.	1677	1057.	569	18.7
PG9171 (E)	Gas	122,500.	10,140.	10,696	3275.	1484	1009.	543	12.6
	Dist.	127,300.	10,620.	11,202	3355.	1520	1003.	539	12.9
PG9231 (EC)	Gas	169,200.	9,770.	10,305	4131.	1871	1034.	557	14.4
	Dist.	179,800.	10,360.	10,928	4291.	1944	1017.	547	14.8
PG9351 (FA)	Gas	256,600.	9,250.	9,757	5118.	2318	1127.	608	15.3
	Dist.	268,000.	9,920.	10,464	5337.	2418	1106.	597	15.8

Fonte: (GE Power Systems, 2006).

As turbinas GE PG7242 (FA), operando com gás natural como combustível, possuem as seguintes características básicas:

- Potência nominal: 171,7 MW;
- Heat rate: 9873 kJ/kWh; e
- Eficiência: 36,5%.

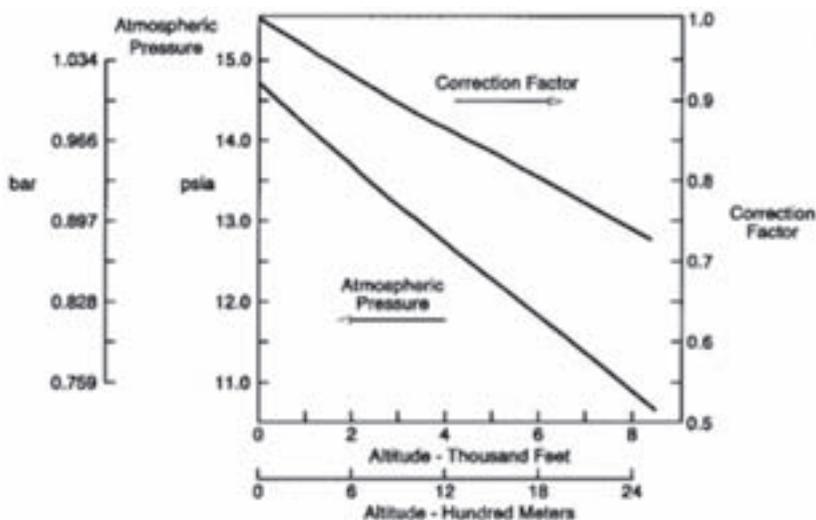
Deste modo, tais parâmetros foram utilizados como as informações de ponto de projeto dessas máquinas. Como o ponto de projeto considera uma temperatura

ambiente de 15°C, 0 metros de elevação em relação ao nível do mar e umidade relativa de 60%, foi necessário ajustar os parâmetros de projeto em função da variação das condições ambiente.

Destaca-se que a altitude do local de instalação da usina altera diretamente a pressão barométrica do ar. Sabe-se que, à medida em que a densidade do ar é reduzida pela elevação da altitude, sua vazão na entrada da turbina a gás também reduz proporcionalmente, impactando diretamente na potência gerada pela máquina.

Para o ajuste da potência gerada em função da elevação do local, foi utilizado o fator de correção proposto pela GE em seu catálogo, apresentado no Gráfico 6.

Gráfico 6: Curva de Correção em Função da Atitude



Fonte: (GE Power Systems, 2006).

Os valores de eficiência e *heat rate*, por sua vez, não são afetados pela elevação do local e, ao transformar a curva do Gráfico 6 em uma equação para inserção no modelo matemático, foi obtida a seguinte relação:

$$F_{Alt}(A) = - 0,108.A + 0,0049^2$$

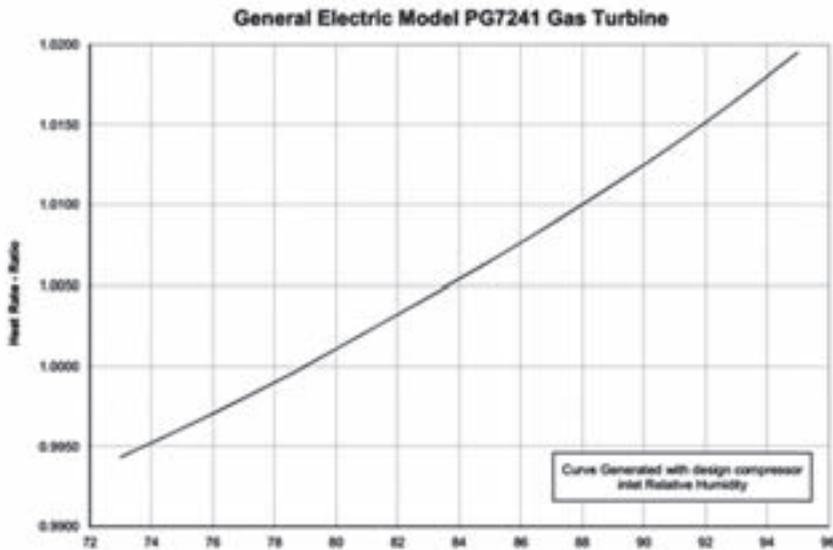
Logo, a potência gerada pela turbina a gás em uma altitude “A”, aqui denominada por P_{OD} , pode ser calculada por:

$$P_{OD} = f_{Alt}(A).P_{DP}.P_{OD}$$

2 Onde **A** é a altitude expressa em centenas de metros.

Já a temperatura ambiente é responsável por variações, tanto na eficiência das turbinas, quanto em sua potência gerada. O Gráfico 7, abaixo, demonstra o efeito da temperatura ambiente no *heat rate* das turbinas analisadas.

Gráfico 7: Efeito da Temperatura Ambiente no *Heat Rate* das Turbinas PG 7241



Fonte: (GE Power Systems, 2006).

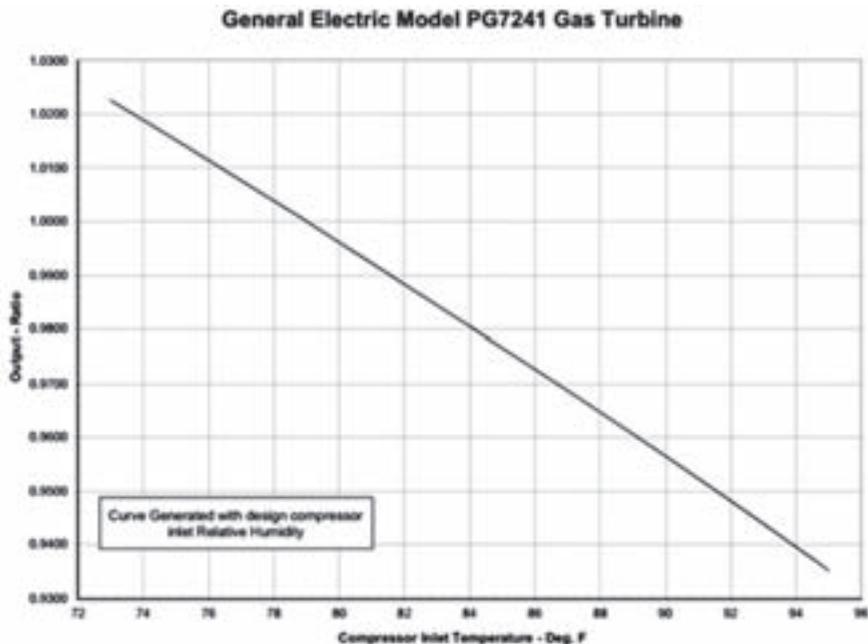
De maneira a representar matematicamente a curva apresentada no Gráfico 7, foi gerada a seguinte equação:

$$F_{tempHR}(T_{amb}) = -0,002 \cdot T_{amb} + 0,9469^3$$

Além do impacto no *heat rate*, a temperatura ambiente também altera a potência máxima gerada pela turbina a gás, conforme indicado no Gráfico 8.

3 Onde T_{amb} é expressado em °C.

Gráfico 8: Efeito da Temperatura Ambiente na Potência Produzida pelas Turbinas PG 7241



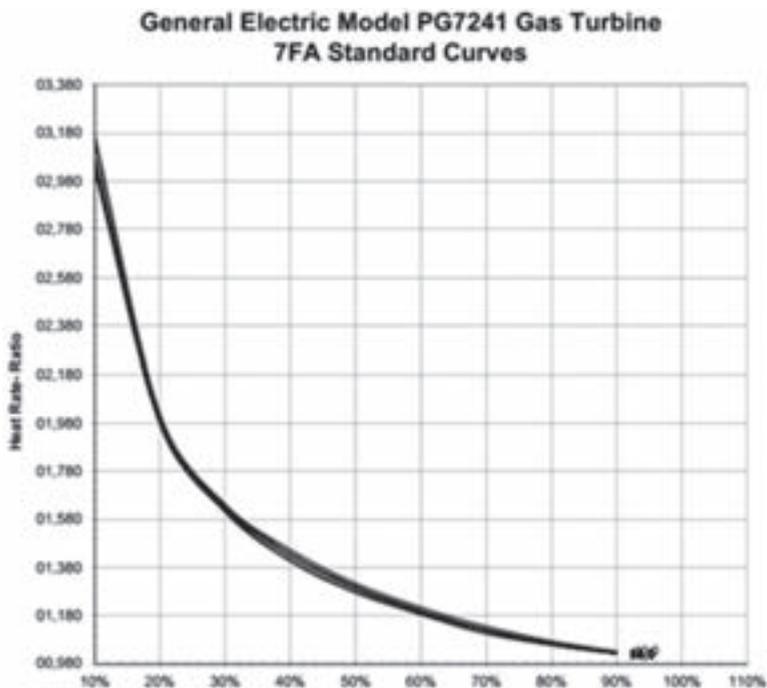
Fonte: (GE Power Systems, 2006).

Destaca-se que o efeito da temperatura ambiente na potência produzida foi parametrizado a partir da seguinte equação:

$$f_{temp}(T_{amb}) = -0,0071 \cdot T_{amb} + 1,1857$$

De forma semelhante ao cálculo da influência da temperatura ambiente no *heat rate* e na potência, a condição da carga de operação da turbina a gás também acarreta em variações significativas no *heat rate* da turbomáquina. Portanto, a curva que indica o efeito da carga de operação no *heat rate* foi igualmente analisada, conforme demonstrado no Gráfico 9, abaixo.

Gráfico 9: Efeito da Variação de Carga no *Heat Rate* das Turbinas PG 7241



Fonte: (GE Power Systems, 2006).

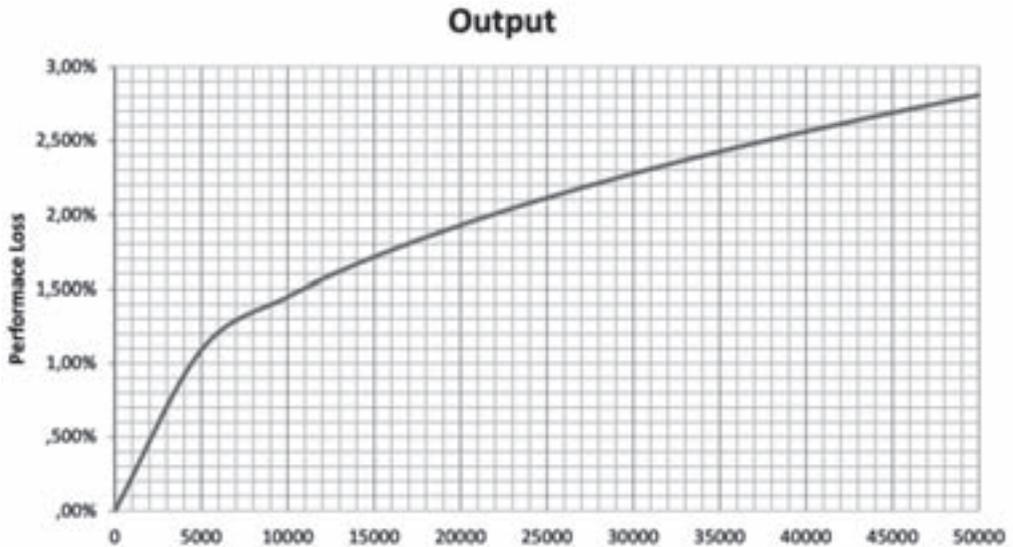
Deste modo, através da análise da curva do Gráfico 9, foi gerada a seguinte equação:

$$F_{LoadHR}(Load\%) = 1,0787 \cdot (Load\%)^2 - 2,2056 \cdot Load\% + 2,1292^4$$

Por último, foi considerado o impacto das horas de operação na potência gerada pela turbina e em sua eficiência (*heat rate*), conforme se pode verificar no Gráfico 10.

4 Onde **Load%** é o patamar de carga de operação da turbina, representado em valor percentual (entre 0 e 1).

Gráfico 10: Efeito da Degradação Causado das Horas de Operação na Potência das Turbinas PG 7241



Fonte: (GE Power Systems, 2006).

Assim, através da análise da curva do Gráfico 10, foi gerada a função que relaciona o número de horas de operação com a queda de potência na turbina a gás, nos seguintes termos:

- Se o número de horas de operação for inferior a 10.000:

$$f_{OP-p}(n) = -1E^{-6}.n + 0,9988^5$$

- Se o número de horas de operação for superior a 10.000:

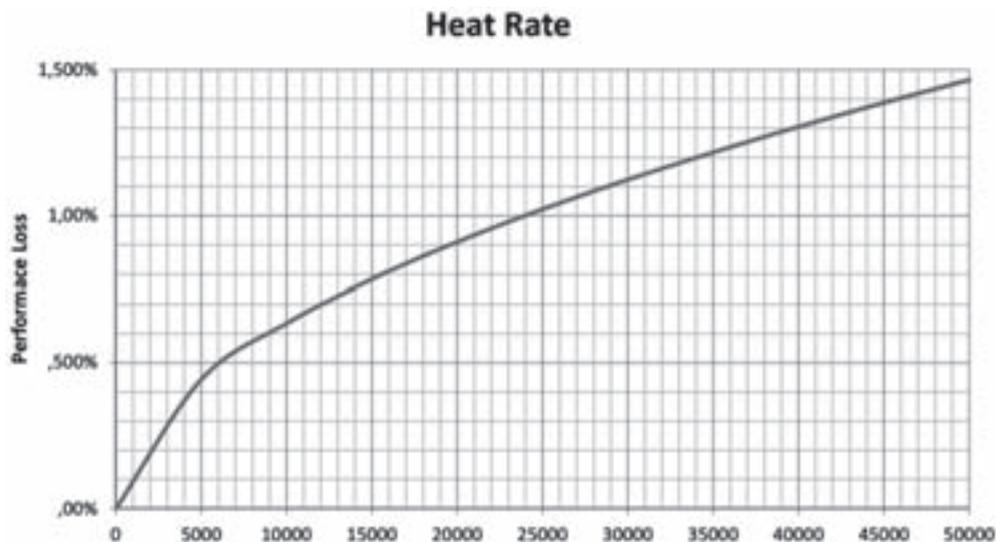
$$f_{OP-p}(n) = -3E^{-7}.n + 0,9878^6$$

O efeito das horas de operação no *heat rate* também foi contabilizado, conforme demonstrado no Gráfico 11, a seguir.

5 Onde **n** é o número de horas de operação da turbina.

6 Onde **n** é o número de horas de operação da turbina.

Gráfico 11: Efeito da Degradação Causado das Horas de Operação no *Heat Rate* das Turbinas PG 7241



Fonte: (GE Power Systems, 2006).

Deste modo, a partir da análise do Gráfico 11, foi realizada a parametrização do efeito das horas de operação no *heat rate*, de acordo com a seguinte função:

- Se o número de horas de operação for inferior a 10.000:

$$f_{OP-HR} = -6E^{-7} \cdot n + 1,0004^7$$

- Se o número de horas de operação for superior a 10.000:

$$f_{OP-HR} = -2E^{-7} \cdot n + 1,0048^8$$

Considerando o exposto acima, destaca-se que a potência e o *heat rate* de operação das turbinas podem ser corrigidos através dos seguintes fatores de ajuste:

- Potência: f_{tempP} , f_{Alt} e f_{OP-P} ; e
- *Heat Rate*: f_{tempHR} , f_{LoadHR} e f_{OP-HR} .

7 Onde **n** é o número de horas de operação da turbina.

8 Onde **n** é o número de horas de operação da turbina.

6.1.5. Cálculo do Custo de Manobra

De maneira a considerar os custos adicionais gerados pelas manobras para UTEs de ciclo combinado e de ciclo aberto, foi necessário recorrer a dados da literatura internacional, uma vez que não foi possível obter informações similares para usinas termoelétricas nacionais. Assim, utilizou-se o estudo desenvolvido pelo National Renewable Energy Laboratory em conjunto com o Western Electricity Coordinating Council, denominado *Power Plant Cycling Costs* (Intertec, 2012).

Os custos calculados, neste estudo, são apresentados na Tabela 2 e deve-se ressaltar que tais resultados foram obtidos a partir da utilização do preço do gás natural no mercado americano, em torno de 2 USD/MMBtu, no ano de 2012 (EIA, 2017).

Tabela 2: Custos de Diferentes Manobras para Usinas de Ciclo Combinado e Ciclo Aberto

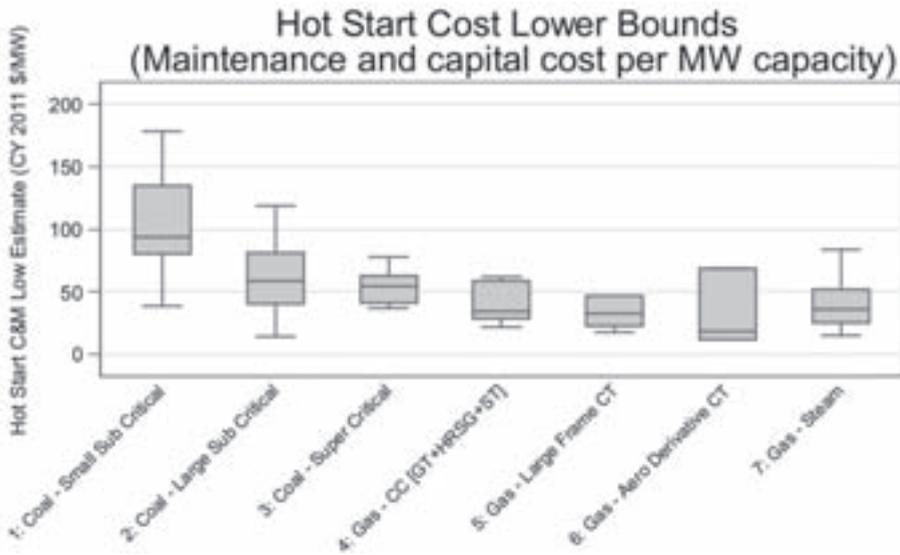
Tipo de Manobra	Ciclo Combinado	Turbina <i>Large Frame</i>
Partida Quente [USD/MW instalado]	35	32
Partida Morna [USD/MW instalado]	55	126
Partida Fria [USD/MW instalado]	79	103
Tempo de Partida Morna [horas]	40	2 a 3
<i>Load Following</i> [USD/MW]	0,64	1,59

Fonte: (Intertec, 2012).

Entretanto, os resultados obtidos em Intertec (2012) são consideravelmente mais abrangentes, conforme apresentado nos gráficos a seguir.

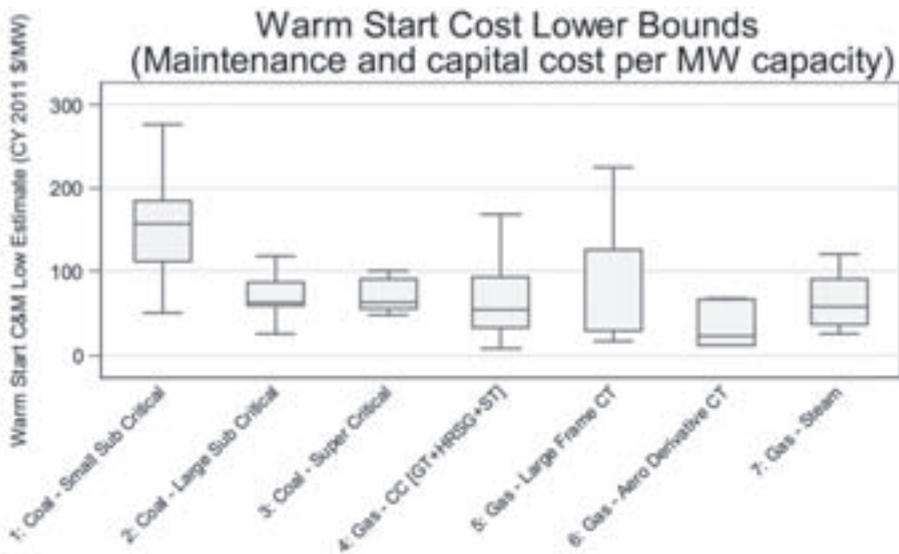
Deve-se dar destaque à considerável variação de custos obtidas no referido estudo, o que ocorre devido à grande variedade de usinas, com diferentes configurações e características técnicas, consideradas no relatório da Intertec.

Gráfico 12: Custos de Partida Quente Calculados



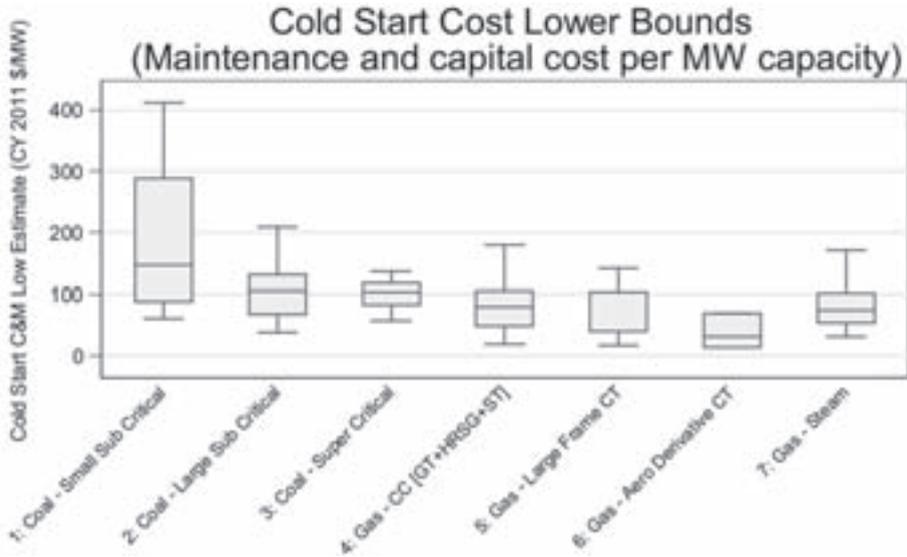
Fonte: (Intertec, 2012).

Gráfico 13: Custos de Partida Morna Calculados



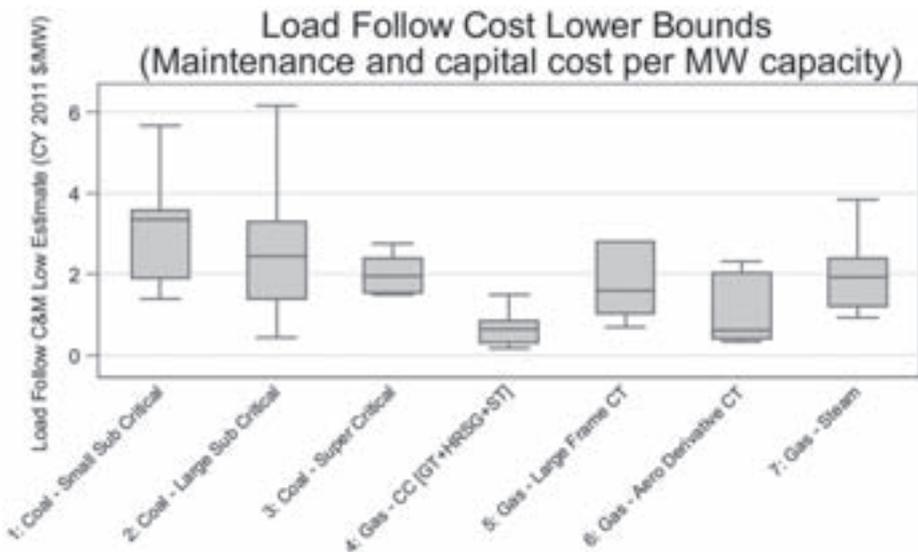
Fonte: (Intertec, 2012).

Gráfico 14: Custos de Partida Fria Calculados



Fonte: (Intertec, 2012).

Gráfico 15: Custos de Acompanhamento de Carga Calculados



Fonte: (Intertec, 2012).

Naturalmente, foi necessário ajustar os valores da Tabela 2 à realidade brasileira, com a utilização da taxa de câmbio USD/BRL a 3,2. Ademais, para o caso

brasileiro, foram considerados apenas os valores médios das manobras obtidas no estudo internacional, apresentados na Tabela 2.

Deste modo, a Tabela 3 apresenta os resultados calculados para o Brasil, com a devida conversão do preço do combustível considerado no estudo da Intertec (2012) para o mercado brasileiro, sendo o preço nacional assumido de 16 R\$/MMBtu.

Tabela 3: Custos de Diferentes Manobras para Usinas de Ciclo Combinado e Ciclo Aberto

Ajustes de Custos para o Brasil	Ciclo Combinado	Turbina Large Frame
Partida Quente [RS/MW instalado]	115,04	108,32
Partida Morna [RS/MW instalado]	179,2	409,12
Partida Fria [RS/MW instalado]	256,64	336,16
Tempo de Partida Morna [horas]	40	2 a 3
<i>Load Following</i> [RS/MW]	2,048	5,088

Fonte: Elaboração própria.

6.1.6. Cálculo do Custo de Geração

A partir das informações de consumo de combustível e do *heat rate* para cada patamar operativo simulado, é possível determinar o custo do combustível para a geração de energia a cada hora, de acordo com a função abaixo, considerando que foi adotado um intervalo horário para discretizar o regime operativo.

$$\text{Custo com comb}_{\text{hora}} = \text{Consumo de Comb}_{\text{hora}} \times \text{Preço do Comb}$$

Sendo o custo de geração por dia dado por:

$$\text{Custo Geração}_{\text{dia}} = \sum_{\text{hora}=0}^{24} \frac{\text{Custo com Comb}_{\text{hora}}}{\text{Energia Gerada}_{\text{hora}}} + \text{Custo de Manobra}_{\text{hora}}$$

Na função acima, o custo de manobra é calculado a partir da potência da usina e os parâmetros da Tabela 3, sendo o custo mensal calculado de maneira semelhante, conforme a seguinte equação:

$$\text{Custo Geração}_{\text{mês}} = \frac{n \cdot \left(\sum_{\text{hora}=0}^{24} \text{Custo com Comb}_{\text{hora}} + \text{Custo de Manobra}_{\text{hora}} \right) + \text{Custo Partida}_{\text{fria}}}{n \cdot \sum_{\text{hora}=0}^{24} \text{Energia Gerada}_{\text{hora}}} \text{Custo Partida}_{\text{fria}}$$

6.2. Resultados da Análise de Desempenho

A partir dos modelos de simulação desenvolvidos e das premissas apresentadas na Seção anterior, é possível calcular o custo de geração das usinas para os cenários de despacho selecionados.

6.2.1. Resultados do Ciclo Combinado

Na Tabela 4, são apresentados os resultados para o despacho do ciclo combinado no regime de carga do Cenário 1, isto é, 100% despachado.

Considerando as informações de consumo de combustível e o *heat rate* para cada patamar operativo simulado, é possível determinar o custo do combustível para a geração de energia.

Tabela 4: Resultados Calculados para o Ciclo Combinado Sujeito ao Regime de Carga do Cenário 1 - Base Load

Hora	Carga	Heat Rate [kJ/kWh]	Potência [kW]	Consumo de Comb. [kg/s]	Custo de Comb. [R\$/MWh]	Custo de Manobra [R\$]
00:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
01:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
02:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
03:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
04:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
05:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
06:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
07:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
08:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
09:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
10:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
11:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
12:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
13:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
14:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
15:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
16:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
17:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
18:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
19:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
20:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
21:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0

Hora	Carga	Heat Rate [kJ/kWh]	Potência [kW]	Consumo de Comb. [kg/s]	Custo de Comb. [R\$/MWh]	Custo de Manobra [R\$]
22:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
23:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se um custo constante e equivalente a 118,68 R\$/MWh. Entretanto, o custo médio mensal deve considerar a Partida a Frio no mês, conforme estabelecido na metodologia. Assim, ao aplicar o equacionamento descrito na Seção anterior, obtêm-se um valor médio mensal de 119,04 R\$/MWh. Cabe ressaltar que esses valores consideram apenas o custo com combustível e o custo de manobra obtido com base na Tabela 3, adaptada do estudo da Intertec (2012).

No que diz respeito ao regime de operação do Cenário 2, obtêm-se os resultados apresentados na Tabela 5.

Tabela 5: Resultados Calculados para o Ciclo Combinado Sujeito ao Regime de Carga do Cenário 2 - Dois Patamares

Hora	Carga	Heat Rate [kJ/kWh]	Potência [kW]	Consumo de Comb. [kg/s]	Custo de Comb. [R\$/MWh]	Custo de Manobra [R\$]
00:00	60%	8486	33309	1,59	130,36	0
01:00	60%	8486	33309	1,59	130,36	0
02:00	60%	8486	33309	1,59	130,36	0
03:00	60%	8486	33309	1,59	130,36	0
04:00	60%	8486	33309	1,59	130,36	0
05:00	60%	8486	33309	1,59	130,36	0
06:00	60%	8486	33309	1,59	130,36	0
07:00	60%	8486	33309	1,59	130,36	0
08:00	60%	8486	33309	1,59	130,36	107,8
09:00	100%	7746	56428	2,58	124,63	0
10:00	100%	7746	56428	2,41	116,53	0
11:00	100%	7746	56428	2,41	116,53	0
12:00	100%	7746	56428	2,41	116,53	0
13:00	100%	7746	56428	2,41	116,53	0
14:00	100%	7746	56428	2,41	116,53	0
15:00	100%	7746	56428	2,41	116,53	0

Hora	Carga	Heat Rate [kJ/kWh]	Potência [kW]	Consumo de Comb. [kg/s]	Custo de Comb. [R\$/MWh]	Custo de Manobra [R\$]
16:00	100%	7746	56428	2,41	116,53	0
17:00	100%	7746	56428	2,41	116,53	0
18:00	100%	7746	56428	2,41	116,53	0
19:00	100%	7746	56428	2,41	116,53	0
20:00	100%	7746	56428	2,41	116,53	0
21:00	100%	7746	56428	2,41	116,53	0
22:00	60%	8486	33309	1,59	130,36	68,2
23:00	60%	8486	33309	1,59	130,36	0

Fonte: Elaboração própria.

Neste caso, verifica-se um custo específico maior quando se opera em patamares de carga inferiores a 100%, devido à queda de eficiência do ciclo e aumento do *heat rate*, o que acarreta em um maior consumo específico de combustível. Há, também, um custo de manobra a cada transição entre patamares de carga, calculado com base em Intertec (2012). Assim, o custo médio mensal calculado, considerando uma Partida a Frio por mês, foi de 122,35 R\$/MWh.

No caso do Cenário 3, em que há uma Partida Quente por dia, são obtidos os resultados apresentados na Tabela 6.

Tabela 6: Resultados Calculados para o Ciclo Combinado Sujeito ao Regime de Carga do Cenário 3 – Partida Diária

Hora	Carga	Heat Rate [kJ/kWh]	Potência [kW]	Consumo de Comb. [kg/s]	Custo de Comb. [R\$/MWh]	Custo de Manobra [R\$]
00:00	0%	0	0	0,00	0,00	0
01:00	0%	0	0	0,00	0,00	0
02:00	0%	0	0	0,00	0,00	0
03:00	0%	0	0	0,00	0,00	0
04:00	0%	0	0	0,00	0,00	0
05:00	0%	0	0	0,00	0,00	0
06:00	0%	0	0	0,00	0,00	0
07:00	0%	0	0	0,00	0,00	0
08:00	0%	0	0	0,00	0,00	6491
09:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0

Hora	Carga	Heat Rate [kJ/kWh]	Potência [kW]	Consumo de Comb. [kg/s]	Custo de Comb. [R\$/MWh]	Custo de Manobra [R\$]
10:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
11:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
12:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
13:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
14:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
15:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
16:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
17:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
18:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
19:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
20:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
21:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
22:00	0%	0	0	0,00	0,00	0
23:00	0%	0	0	0,00	0,00	0

Fonte: Elaboração própria.

Para este cenário, o custo médio mensal calculado, considerando a Partida a Frio no mês e as Partidas Quentes diárias, foi de 128,83 R\$/MWh.

A Tabela 7 mostra os resultados do Cenário 4, em que há uma operação de Partida Quente por dia e um período de geração menor do que o Cenário 3, pois, agora, se atende apenas à “ponta”.

Tabela 7: Resultados Calculados para o Ciclo Combinado Sujeito ao Regime de Carga do Cenário 4 - Ponta

Hora	Carga	Heat Rate [kJ/kWh]	Potência [kW]	Consumo de Comb. [kg/s]	Custo de Comb. [R\$/MWh]	Custo de Manobra [R\$]
00:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
01:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
02:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
03:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
04:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
05:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0

Hora	Carga	Heat Rate [kJ/kWh]	Potência [kW]	Consumo de Comb. [kg/s]	Custo de Comb. [R\$/MWh]	Custo de Manobra [R\$]
06:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
07:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
08:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
09:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
10:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
11:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
12:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
13:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
14:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
15:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	6491
16:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
17:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
18:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
19:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
20:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	0
21:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
22:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
23:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0

Fonte: Elaboração própria.

No Cenário 4, o custo médio mensal calculado, considerando uma Partida a Frio por mês e as Partidas Quentes diárias, foi de 145,05 R\$/MWh.

Finalmente, na Tabela 8, são apresentados os resultados do Cenário 5, em que um regime de carga com variações significativas é considerado diariamente.

Tabela 8: Resultados Calculados para o Ciclo Combinado Sujeito ao Regime de Carga do Cenário 5 – *Load Following*

Hora	Carga	Heat Rate [kJ/kWh]	Potência [kW]	Consumo de Comb. [kg/s]	Custo de Comb. [R\$/MWh]	Custo de Manobra [R\$]
00:00	60%	8486	33309	1,59	130,36	68,22
00:00	60%	8486	33309	1,59	130,36	68,22
01:00	60%	8486	33309	1,59	130,36	68,22
02:00	85%	7796	46488	2,04	119,68	95,21
03:00	85%	7796	46488	2,04	119,68	95,21
04:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	107,82
05:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	107,82
06:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	107,82
07:00	85%	7796	46488	2,04	119,68	95,21
08:00	70%	8112	38899	1,78	124,63	79,67
09:00	70%	8112	38899	1,78	124,63	79,67
10:00	70%	8112	38899	1,78	124,63	79,67
11:00	60%	8486	33309	1,59	130,36	68,22
12:00	60%	8486	33309	1,59	130,36	68,22
13:00	60%	8486	33309	1,59	130,36	68,22
14:00	60%	8486	33309	1,59	130,36	68,22
15:00	70%	8112	38899	1,78	124,63	79,67
16:00	85%	7796	46488	2,04	119,68	95,21
17:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	107,82
18:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	107,82
19:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	107,82
20:00	100%	7746	52645	2,29	118,68	107,82
21:00	85%	7746	52645	2,29	118,68	107,82
22:00	70%	8112	38899	1,78	124,63	79,67
23:00	60%	8486	33309	1,59	130,36	68,22

Fonte: Elaboração própria.

Por fim, neste caso, o custo médio mensal calculado, considerando uma Partida a Frio por mês, foi de 125,09 R\$/MWh.

6.2.2. Resultados do Ciclo Simples (Aberto)

Na Tabela 9, são apresentados os resultados dos custos de operação da turbina *heavy-duty*, operando em ciclo aberto, no cenário de 100% de despacho.

Tabela 9: Resultados Calculados para o Ciclo Simples Sujeito ao Regime de Carga do Cenário 1. – Base Load

Hora	Carga	Heat Rate [kJ/kWh]	Potência [kW]	Consumo de Comb. [kg/s]	Custo de Comb. [R\$/MWh]	Custo de Manobra [R\$]
00:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
01:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
02:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
03:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
04:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
05:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
06:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
07:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
08:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
09:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
10:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
11:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
12:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
13:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
14:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
15:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
16:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
17:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
18:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
19:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
20:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
21:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
22:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
23:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0

Fonte: Elaboração própria.

Aqui, apesar do valor calculado médio horário de 147,10 R\$/MWh, ao considerar uma Partida a Frio por mês, o resultado médio mensal é de 147,28 R\$/MWh.

Na Tabela 10, estão elencados os resultados do Cenário 2, o qual considera a variação de carga entre 60% e 100% ao longo do dia.

Tabela 10: Resultados Calculados para o Ciclo Simples Sujeito ao Regime de Carga do Cenário 2 – Dois Patamares

Hora	Carga	Heat Rate [kJ/kWh]	Potência [kW]	Consumo de Comb. [kg/s]	Custo de Comb. [R\$/MWh]	Custo de Manobra [R\$]
00:00	60%	10671	100169	6,00	163,47	0
01:00	60%	10671	100169	6,00	163,47	0
02:00	60%	10671	100169	6,00	163,47	0
03:00	60%	10671	100169	6,00	163,47	0
04:00	60%	10671	100169	6,00	163,47	0
05:00	60%	10671	100169	6,00	163,47	0
06:00	60%	10671	100169	6,00	163,47	0
07:00	60%	10671	100169	6,00	163,47	0
08:00	60%	10671	100169	6,00	163,47	846,93
09:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
10:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
11:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
12:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
13:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
14:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
15:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
16:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
17:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
18:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
19:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
20:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
21:00	100%	9602	166457	8,97	147,10	0
22:00	60%	10671	166457	9,97	163,47	509,65
23:00	60%	10671	166457	9,97	163,47	0

Fonte: Elaboração própria.

Neste cenário, ao considerar uma Partida a Frio por mês, o resultado médio mensal é de 153,17 R\$/MWh.

Os resultados obtidos para o Cenário 3, por sua vez, são detalhados na Tabela 11.

Tabela 11: Resultados Calculados para o Ciclo Simples Sujeito ao Regime de Carga do Cenário 3 – Partida Diária

Hora	Carga	Heat Rate [kJ/kWh]	Potência [kW]	Consumo de Comb. [kg/s]	Custo de Comb. [R\$/MWh]	Custo de Manobra [R\$]
00:00	0%	0	0	0,00	0,00	0
01:00	0%	0	0	0,00	0,00	0
02:00	0%	0	0	0,00	0,00	0
03:00	0%	0	0	0,00	0,00	0
04:00	0%	0	0	0,00	0,00	0
05:00	0%	0	0	0,00	0,00	0
06:00	0%	0	0	0,00	0,00	0
07:00	0%	0	0	0,00	0,00	0
08:00	0%	0	0	0,00	0,00	18030,63
09:00	100%	10671	166457	9,97	163,47	0
10:00	100%	10671	166457	9,97	163,47	0
11:00	100%	10671	166457	9,97	163,47	0
12:00	100%	10671	166457	9,97	163,47	0
13:00	100%	10671	166457	9,97	163,47	0
14:00	100%	10671	166457	9,97	163,47	0
15:00	100%	10671	166457	9,97	163,47	0
16:00	100%	10671	166457	9,97	163,47	0
17:00	100%	10671	166457	9,97	163,47	0
18:00	100%	10671	166457	9,97	163,47	0
19:00	100%	10671	166457	9,97	163,47	0
20:00	100%	10671	166457	9,97	163,47	0
21:00	100%	10671	166457	9,97	163,47	0
22:00	0%	0	0	0,00	0,00	0
23:00	0%	0	0	0,00	0,00	0

Fonte: Elaboração própria.

Quando considerada uma Partida a Frio por mês, os cálculos relativos ao Cenário 3 resultam em um custo médio mensal de 155,77 R\$/MWh.

Os resultados do Cenário 4, o qual considera o atendimento da carga na ponta com uma Partida Quente diária, são demonstrados na Tabela 12. Neste caso, o custo médio mensal calculado equivale a 169,65 R\$/MWh.

Tabela 12: Resultados Calculados para o Ciclo Simples Sujeito ao Regime de Carga do Cenário 4 - Ponta

Hora	Carga	Heat Rate [kJ/kWh]	Potência [kW]	Consumo de Comb. [kg/s]	Custo de Comb. [R\$/MWh]	Custo de Manobra [R\$]
00:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
01:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
02:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
03:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
04:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
05:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
06:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
07:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
08:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
09:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
10:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
11:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
12:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
13:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
14:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
15:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	18030,63
16:00	100%	10671	166457	9,97	163,47	0
17:00	100%	10671	166457	9,97	163,47	0
18:00	100%	10671	166457	9,97	163,47	0
19:00	100%	10671	166457	9,97	163,47	0
20:00	100%	10671	166457	9,97	163,47	0
21:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
22:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0
23:00	0%	0	0,00	0,00	0,00	0

Fonte: Elaboração própria.

Na Tabela 13, são apresentados os resultados do ciclo aberto operando em regime de *Load Following*, conforme proposto no Cenário 5.

Verificou-se, neste cenário, um custo médio mensal de geração equivalente a 162,73 R\$/MWh, quando também considerada uma Partida a Frio por mês.

Tabela 13: Resultados Calculados para o Ciclo Simples Sujeito ao Regime de Carga do Cenário 5 – *Load Following*

Hora	Carga	Heat Rate [kJ/kWh]	Potência [kW]	Consumo de Comb. [kg/s]	Custo de Comb. [R\$/MWh]	Custo de Manobra [R\$]
00:00	60%	11441	100,17	6,43	175,26	509,66
01:00	60%	11441	100,17	6,43	175,26	509,66
02:00	85%	9904	141,65	7,87	151,72	720,70
03:00	85%	9904	141,65	7,87	151,72	720,70
04:00	100%	9602	166,46	8,97	147,10	846,93
05:00	100%	9602	166,46	8,97	147,10	846,93
06:00	100%	9602	166,46	8,97	147,10	846,93
07:00	85%	9904	141,65	7,87	151,72	720,70
08:00	70%	10671	116,78	6,99	163,47	594,17
09:00	70%	10671	116,78	6,99	163,47	594,17
10:00	70%	10671	116,78	6,99	163,47	594,17
11:00	60%	11441	100,17	6,43	175,26	509,66
12:00	60%	11441	100,17	6,43	175,26	509,66
13:00	60%	11441	100,17	6,43	175,26	509,66
14:00	60%	11441	100,17	6,43	175,26	509,66
15:00	70%	10671	116,78	6,99	163,47	594,17
16:00	85%	9904	141,65	7,87	151,72	720,70
17:00	100%	9602	166,46	8,97	147,10	846,93
18:00	100%	9602	166,46	8,97	147,10	846,93
19:00	100%	9602	166,46	8,97	147,10	846,93
20:00	100%	9602	166,46	8,97	147,10	846,93
21:00	85%	9904	141,65	7,87	151,72	720,70
22:00	70%	10671	116,78	6,99	163,47	594,17
23:00	60%	11441	100,17	6,43	175,26	509,66

Fonte: Elaboração própria.

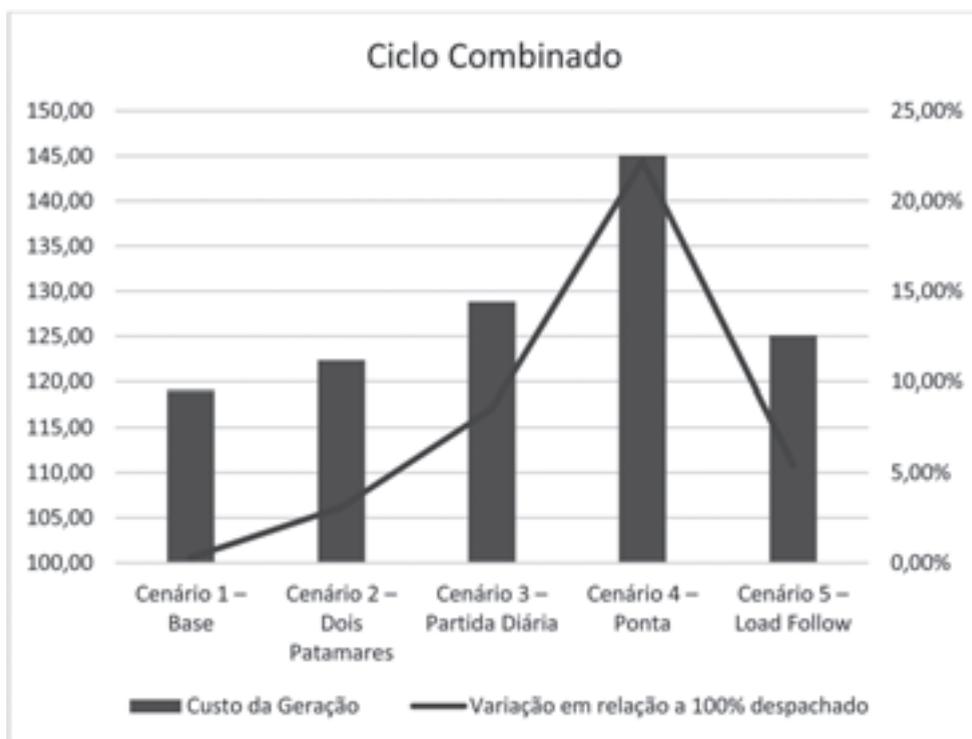
6.3. Conclusões

A partir da análise dos resultados obtidos na Seção 6.2, verifica-se uma variação significativa dos custos de geração dos ciclos combinados e dos ciclos abertos, quando considerados diferentes os regimes operativos.

Visando criar uma comparação entre os cenários, os resultados obtidos foram confrontados com o caso em que cada uma das configurações opera com 100% de carga, sem partidas ou paradas, buscando, assim, verificar os impactos de cada regime operativo em questão.

O Gráfico 16 apresenta os custos médios mensais de operação em ciclo combinado e o desvio dos mesmos em relação à operação *flat* sem partidas.

Gráfico 16: Comparação entre os Cenários Analisados com a Situação de 100% de Despacho e Nenhuma Partida – Ciclo Combinado



Fonte: Elaboração própria.

Para se ilustrar de maneira mais clara, os valores referentes ao Gráfico 16 são apresentados na Tabela 14.

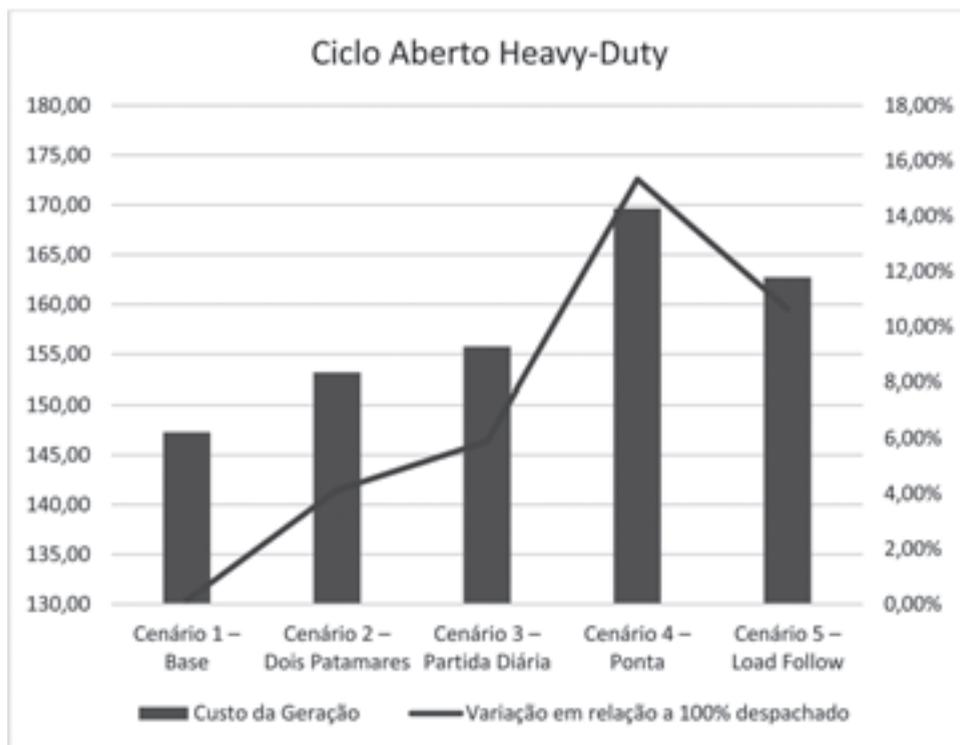
Tabela 14: Custos Médios de Geração Calculados para o Ciclo Combinado

Ciclo Combinado	Custo da Geração	Varição em relação a 100% despachado
Cenário 1 – Base Load	119,04	0,30%
Cenário 2 – Dois Patamares	122,35	3,09%
Cenário 3 – Partida Diária	128,83	8,55%
Cenário 4 – Ponta	145,05	22,22%
Cenário 5 – Load Following	125,09	5,40%
Flat	118,68	-

Fonte: Elaboração própria.

O Gráfico 17, abaixo, mostra os custos médios mensais de operação em ciclo aberto e o desvio dos mesmos em relação à operação *flat* sem partidas.

Gráfico 17: Comparação entre os Cenários Analisados com a Situação de 100% de Despacho e Nenhuma Partida – Ciclo Aberto



Fonte: elaboração própria.

No mesmo sentido, os valores referentes ao Gráfico 17 são apresentados na Tabela 15, a seguir.

Tabela 15: Custos Médios de Geração Calculados para o Ciclo Simples

Ciclo Aberto	Custo da Geração	Varição em relação a 100% despachado
Cenário 1 – Base Load	147,28	0,13%
Cenário 2 – Dois Patamares	153,17	4,13%
Cenário 3 – Partida Diária	155,77	5,90%
Cenário 4 – Ponta	169,65	15,33%
Cenário 5 – Load Following	162,73	10,63%
Flat	147,10	0,00%

Fonte: Elaboração própria.

Ademais, o sobrecusto calculado para cada caso pode ser decomposto em função de seus componentes, quais sejam:

- Combustível na geração em carga parcial;
- Combustível nas partidas; e
- Manobras.

Os resultados obtidos para cada um dos cenários simulados neste Capítulo são apresentados nas Tabelas 16 e 17, para o ciclo combinado e para o ciclo aberto, respectivamente.

Tabela 16: Composição do Sobrecusto no Ciclo Combinado

Regime de Operação	Custo de geração [R\$/MWh]	Sobrecusto [R\$/MWh]	% Sobrecusto com combustível na geração em carga parcial	% Sobrecusto com combustível nas Partidas	% Sobrecusto com manobras
Cenário 1 – Base Load	119,04	0,36	0,00%	1,50%	98,50%
Cenário 2 – Dois Patamares	122,35	3,67	83,76%	0,17%	16,06%
Cenário 3 – Partida Diária	128,83	10,14	0,00%	2,40%	97,60%
Cenário 4 – Ponta	145,05	26,37	0,00%	2,40%	97,60%
Cenário 5 – Load Following	125,09	6,41	61,27%	0,10%	38,63%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 17: Composição do Sobrecusto no Ciclo Simples

Regime de Operação	Custo de Geração [R\$/MWh]	Sobrecusto [R\$/MWh]	% Sobrecusto com Combustível na Geração em carga parcial	% Sobrecusto com Combustível nas Partidas	% Sobrecusto com Manobras
Cenário 1 – Base Load	147,28	0,18	0,00%	2,65%	97,35%
Cenário 2 – Dois Patamares	153,17	6,07	90,92%	0,10%	8,98%
Cenário 3 – Partida Diária	155,77	8,67	0,00%	2,66%	97,34%
Cenário 4 – Ponta	169,65	22,55	0,00%	2,66%	97,34%
Cenário 5 – Load Following	162,73	15,64	65,97%	0,04%	34,00%

Fonte: Elaboração própria.

Finalmente, conclui-se, a partir dos resultados aqui detalhados, que o regime de operação no quais as unidades geradoras estão submetidas impacta de forma significativa no custo de geração médio da usina termelétrica. O maior impacto foi observado no Cenário 4 (Ponta), tanto para o ciclo combinado, quanto para o ciclo simples, quando o primeiro atingiu um aumento de cerca de 22,2% e o segundo de 15,3%, ambos em relação ao caso base.

Além disso, percebe-se que o impacto de partidas diárias, ainda que quentes, nos custos de geração é um dos principais fatores para o seu incremento, uma vez que os cenários sem partidas diárias (1, 2 e 5) foram aqueles que apresentaram menores aumentos nestes custos.

Deve-se frisar que os resultados obtidos no presente estudo foram calculados a partir de uma base de dados proveniente do mercado de geração termoelétrica norte americano, estando, portanto, sujeitos a variações em função das discrepâncias entre valores dos EUA e do Brasil. Mesmo com o efeito do combustível sendo ajustado, outros custos operacionais relevantes durante as manobras podem apresentar diferenças significativas, devido, por exemplo, aos contratos de O&M com fornecedores de equipamentos, à produtividade da mão-de-obra e aos patamares de remuneração dos operadores das usinas.

Entretanto, os resultados aqui apresentados podem ser considerados relevantes, no sentido de explicitar, de forma quantitativa, os aumentos no custo de geração, acarretados pelo constante incremento de manobras em usinas termoelétricas a gás natural.

6.4. Referências Bibliográficas

EIA (2017). *Natural Gas*. Disponível em: <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwh-hdm.htm>.

GE Power Systems (2006). *Gas Turbine Performance Characteristics - GER-3567H*. Schenectady: General Electric.

INTERTEC (2012). *Power Plant Cycling Costs*. Houston.

6.5. ANEXO

No presente anexo, são apresentadas as saídas da simulação do ciclo combinado quando utilizado o *software* comercial Thermoflow®.

Como descrito na Seção 6.1, o modelo computacional recebe como entrada as condições ambientais, as características do combustível e os patamares de carga desejados (*Load*), retornando à condição operativa da usina, sendo os principais resultados utilizados a eficiência, considerando o PCI do combustível (LHV *Heat Rate* kJ/kWh), e a potência (*Power Output* kW).

Com a finalidade de se obter os parâmetros necessários para o cálculo dos custos operativos do ciclo combinado, foi necessário realizar a simulação para os diferentes níveis de carga analisados nos cenários de despacho (Cenários 1 a 5), onde se deve novamente ressaltar que não foram consideradas as condições de regime transiente da máquina, devido às limitações da versão do *software* utilizada. Ou seja, os valores dos patamares de despacho são sempre resultantes de condições em regime permanente, sendo os custos do efeito transitório calculados a partir dos custos de manobra (INTERTEC, 2012).

6.5.1. Resultados da Simulação do Ciclo Combinado no Thermoflow®

- *Load* = 100% @ 25°C

SYSTEM SUMMARY						
	Power Output kW		LHV Heat Rate kJ/kWh		Elect. Eff. LHV%	
	@ gen. term.	net	@ gen. term.	net	@ gen. term.	net
Gas Turbine(s)	35630		11564		31,13	
Steam Turbine(s)	18680					
Plant Total	54310	52645	7586	7826	47,45	46
PLANT EFFICIENCIES						
PURPA efficiency	CHP (Total) efficiency		Power gen. eff. on		Canadian Class	
%	%		chargeable energy, %		43	
46	46		46		Heat Rate, kJ/kWh	
GT fuel HHV/LHV ratio =			1,11			
DB fuel HHV/LHV ratio =			1,11			
Total plant fuel HHV heat input / LHV heat input =			1,11			

Fuel HHV chemical energy input (77F/25C) =	126995	kW			
Fuel LHV chemical energy input (77F/25C) =	114450	kW			
Total energy input (chemical LHV + ext. addn.) =	114450	kW			
Energy chargeable to power (93,0% LHV alt. boiler) =	114450	kW			
GAS TURBINE PERFORMANCE - GE 6541B (Physical Model #2)					
	Gross power	Gross LHV	Gross LHV Heat Rate	Exh. flow	Exh. temp.
	output, kW	efficiency, %	kJ/kWh	kg/s	C
per unit	35630	31,13	11564	133	549
Total	35630			133	
Number of gas turbine unit(s) =	1				
Gas turbine load [%] =	100	%			
Fuel chemical HHV (77F/25C) per gas turbine =	126995	kW			
Fuel chemical LHV (77F/25C) per gas turbine =	114450	kW			

STEAM CYCLE PERFORMANCE				
HRSG eff.	Gross power output	Internal gross	Overall	Net process heat output
%	kW	elect. eff., %	elect. eff., %	kW
81,94	18680	29,82	24,43	0
Number of steam turbine unit(s) =	1			
Fuel chemical HHV (77F/25C) to duct burners =	0	kW		
Fuel chemical LHV (77F/25C) to duct burners =	0	kW		
DB fuel chemical LHV + HRSG inlet sens. heat =	76451	kW		
Net process heat output as % of total output (net elec. + net heat) =	0	%		
HRSG characteristic time (Stored energy / Gas heat transfer), minutes	12,46			

ESTIMATED PLANT AUXILIARIES (kW)		
GT fuel compressor(s)*	228,1	kW
GT supercharging fan(s)*	0	kW
GT electric chiller(s)*	0	kW
GT chiller/heater water pump(s)	0	kW
HRSG feedpump(s)*	314,6	kW

Condensate pump(s)*	12,97	kW
HRSR forced circulation pump(s)	0	kW
LTE recirculation pump(s)	0	kW
Cooling water pump(s)	204,4	kW
Air cooled condenser fans	0	kW
Cooling tower fans	0	kW
HVAC	22	kW
Lights	40	kW
Aux. from PEACE running motor/load list	248	kW
Miscellaneous gas turbine auxiliaries	198,1	kW
Miscellaneous steam cycle auxiliaries	107,1	kW
Miscellaneous plant auxiliaries	57,98	kW
Constant plant auxiliary load	0	kW
Gasification plant, ASU*	0	kW
Gasification plant, fuel preparation	0	kW
Gasification plant, AGR*	0	kW
Gasification plant, other/misc	0	kW
Desalination plant auxiliaries	0	kW
Program estimated overall plant auxiliaries	1433,3	kW
Actual (user input) overall plant auxiliaries	1433,3	kW
Transformer losses	231,9	kW
Total auxiliaries & transformer losses	1665,2	kW
PLANT HEAT BALANCE		
Energy In	134635	kW
Ambient air sensible	3325	kW
Ambient air latent	3837	kW
Fuel enthalpy @ supply	127460	kW
External gas addition to combustor	0	kW
Steam and water	0	kW
Makeup and process return	13,39	kW
Energy Out	134606	kW
Net power output	52645	kW
Stack gas sensible	16327	kW
Stack gas latent	16686	kW
GT mechanical loss	413,4	kW

GT gear box loss	695,6	kW	
GT generator loss	745,2	kW	
GT miscellaneous losses	630,3	kW	
GT ancillary heat rejected	46,27	kW	
GT process air bleed	0	kW	
Fuel compressor mech/elec loss	34,22	kW	
Supercharging fan mech/elec loss	0	kW	
Condenser/DA vent	43419	kW	
Process steam	0	kW	
Process water	0	kW	
Blowdown/leakages	273	kW	
Heat radiated from steam cycle	1046,4	kW	
ST/generator mech/elec/gear loss	534,1	kW	
Non-heat balance related auxiliaries	877,6	kW	
Transformer loss	231,9	kW	
Energy In - Energy Out	29,21	kW	
GT heat balance error (arising from GT definitions)	26,73	kW	
Steam cycle heat balance error	2,497	kW	0,0026 %
Zero enthalpy: dry gases & liquid water @ 32 F (273.15 K)			

- *Load* = 85% @ 25°C

SYSTEM SUMMARY						
	Power Output kW		LHV Heat Rate kJ/kWh		Elect. Eff. LHV%	
	@ gen. term.	net	@ gen. term.	net	@ gen. term.	net
Gas Turbine(s)	30585		11995		30,01	
Steam Turbine(s)	17503					
Plant Total	48087	46488	7629	7892	47,19	45,62

PLANT EFFICIENCIES					
PURPA efficiency	CHP (Total) efficiency	Power gen. eff. on	Canadian Class 43		
%	%	chargeable energy, %	Heat Rate, kJ/kWh		
45,62	45,62	45,62	8465		
GT fuel HHV/LHV ratio =		1,11			
DB fuel HHV/LHV ratio =		1,11			
Total plant fuel HHV heat input / LHV heat input =		1,11			
Fuel HHV chemical energy input (77F/25C) =		113078	kW		
Fuel LHV chemical energy input (77F/25C) =		101907	kW		
Total energy input (chemical LHV + ext. addn.) =		101907	kW		
Energy chargeable to power (93,0% LHV alt. boiler) =		101907	kW		
GAS TURBINE PERFORMANCE - GE 6541B (Physical Model #2)					
	Gross power output, kW	Gross LHV efficiency, %	Gross LHV Heat Rate kJ/kWh	Exh. flow kg/s	Exh. temp. C
per unit	30585	30,01	11995	114	573
Total	30585			114	
Number of gas turbine unit(s) =		1			
Gas turbine load [%] =		85	%		
Fuel chemical HHV (77F/25C) per gas turbine =		113078	kW		
Fuel chemical LHV (77F/25C) per gas turbine =		101907	kW		

STEAM CYCLE PERFORMANCE				
HRSG eff.	Gross power output	Internal gross	Overall	Net process heat output
%	kW	elect. eff., %	elect. eff., %	kW
84,28	17503	30,06	25,33	0
Number of steam turbine unit(s) =		1		
Fuel chemical HHV (77F/25C) to duct burners =		0	kW	
Fuel chemical LHV (77F/25C) to duct burners =		0	kW	
DB fuel chemical LHV + HRSG inlet sens. heat =		69094	kW	
Net process heat output as % of total output (net elec. + net heat) =		0	%	
HRSG characteristic time (Stored energy / Gas heat transfer), minutes		13,14		

ESTIMATED PLANT AUXILIARIES (kW)		
GT fuel compressor(s)*	203,1	kW
GT supercharging fan(s)*	0	kW
GT electric chiller(s)*	0	kW
GT chiller/heater water pump(s)	0	kW
HRSG feedpump(s)*	307,5	kW
Condensate pump(s)*	12,74	kW
HRSG forced circulation pump(s)	0	kW
LTE recirculation pump(s)	0	kW
Cooling water pump(s)	204,4	kW
Air cooled condenser fans	0	kW
Cooling tower fans	0	kW
HVAC	22	kW
Lights	40	kW
Aux. from PEACE running motor/load list	248	kW
Miscellaneous gas turbine auxiliaries	198,1	kW
Miscellaneous steam cycle auxiliaries	107,1	kW
Miscellaneous plant auxiliaries	51,33	kW
Constant plant auxiliary load	0	kW
Gasification plant, ASU*	0	kW
Gasification plant, fuel preparation	0	kW
Gasification plant, AGR*	0	kW
Gasification plant, other/misc	0	kW
Desalination plant auxiliaries	0	kW
Program estimated overall plant auxiliaries	1394,3	kW
Actual (user input) overall plant auxiliaries	1394,3	kW
Transformer losses	205,3	kW
Total auxiliaries & transformer losses	1599,7	kW
PLANT HEAT BALANCE		
Energy In	119657	kW
Ambient air sensible	2856,5	kW
Ambient air latent	3297	kW
Fuel enthalpy @ supply	113492	kW
External gas addition to combustor	0	kW
Steam and water	0	kW
Makeup and process return	12,18	kW

Energy Out	119636	kW		
Net power output	46488	kW		
Stack gas sensible	12984	kW		
Stack gas latent	14738	kW		
GT mechanical loss	408,9	kW		
GT gear box loss	688,1	kW		
GT generator loss	674,6	kW		
GT miscellaneous losses	561,2	kW		
GT ancillary heat rejected	41,2	kW		
GT process air bleed	0	kW		
Fuel compressor mech/elec loss	30,47	kW		
Supercharging fan mech/elec loss	0	kW		
Condenser/DA vent	40234	kW		
Process steam	0	kW		
Process water	0	kW		
Blowdown/leakages	246,9	kW		
Heat radiated from steam cycle	951,4	kW		
ST/generator mech/elec/gear loss	513,4	kW		
Non-heat balance related auxiliaries	870,9	kW		
Transformer loss	205,3	kW		
Energy In - Energy Out	21,26	kW		
GT heat balance error (arising from GT definitions)	22,3	kW		
Steam cycle heat balance error	-1,047	kW	-0,0012	%

- Load = 70% @ 25°C

SYSTEM SUMMARY						
	Power Output kW		LHV Heat Rate kJ/kWh		Elect. Eff. LHV%	
	@ gen. term.	net	@ gen. term.	net	@ gen. term.	net
Gas Turbine(s)	25251		12659		28,44	
Steam Turbine(s)	15158					
Plant Total	40409	38899	7910	8218	45,51	43,81

PLANT EFFICIENCIES					
PURPA efficiency	CHP (Total) efficiency		Power gen. eff. on	Canadian Class	
%	%		chargeable energy,	43	
	%		%	Heat Rate,	
43,81	43,81		43,81	kJ/kWh	
			8777		
GT fuel HHV/LHV ratio =			1,11		
DB fuel HHV/LHV ratio =			1,11		
Total plant fuel HHV heat input / LHV heat input =			1,11		
Fuel HHV chemical energy input (77F/25C) =			98524	kW	
Fuel LHV chemical energy input (77F/25C) =			88791	kW	
Total energy input (chemical LHV + ext. addn.) =			88791	kW	
Energy chargeable to power (93,0% LHV alt. boiler) =			88791	kW	
GAS TURBINE PERFORMANCE - GE 6541B (Physical Model #2)					
	Gross power	Gross LHV	Gross LHV Heat Rate	Exh. flow	Exh. temp.
	output, kW	efficiency, %	kJ/kWh	kg/s	C
per unit	25251	28,44	12659	110	536
Total	25251			110	
Number of gas turbine unit(s) =			1		
Gas turbine load [%] =			70	%	
Fuel chemical HHV (77F/25C) per gas turbine =			98524	kW	
Fuel chemical LHV (77F/25C) per gas turbine =			88791	kW	

STEAM CYCLE PERFORMANCE				
HRSG eff.	Gross power output	Internal gross	Overall	Net process heat output
%	kW	elect. eff., %	elect. eff., %	kW
82,99	15158	29,73	24,67	0
Number of steam turbine unit(s) =			1	
Fuel chemical HHV (77F/25C) to duct burners =			0	kW
Fuel chemical LHV (77F/25C) to duct burners =			0	kW
DB fuel chemical LHV + HRSG inlet sens. heat =			61448	kW
Net process heat output as % of total output (net elec. + net heat) =			0	%
HRSG characteristic time (Stored energy / Gas heat transfer), minutes			14,63	

ESTIMATED PLANT AUXILIARIES (kW)		
GT fuel compressor(s)*	177	kW
GT supercharging fan(s)*	0	kW
GT electric chiller(s)*	0	kW
GT chiller/heater water pump(s)	0	kW
HRSG feedpump(s)*	285,6	kW
Condensate pump(s)*	12,26	kW
HRSG forced circulation pump(s)	0	kW
LTE recirculation pump(s)	0	kW
Cooling water pump(s)	204,4	kW
Air cooled condenser fans	0	kW
Cooling tower fans	0	kW
HVAC	22	kW
Lights	40	kW
Aux. from PEACE running motor/load list	248	kW
Miscellaneous gas turbine auxiliaries	198,1	kW
Miscellaneous steam cycle auxiliaries	107,1	kW
Miscellaneous plant auxiliaries	43,14	kW
Constant plant auxiliary load	0	kW
Gasification plant, ASU*	0	kW
Gasification plant, fuel preparation	0	kW
Gasification plant, AGR*	0	kW
Gasification plant, other/misc	0	kW
Desalination plant auxiliaries	0	kW
Program estimated overall plant auxiliaries	1337,6	kW
Actual (user input) overall plant auxiliaries	1337,6	kW
Transformer losses	172,5	kW
Total auxiliaries & transformer losses	1510,1	kW
PLANT HEAT BALANCE		
Energy In	104829	kW
Ambient air sensible	2754,3	kW
Ambient air latent	3179	kW
Fuel enthalpy @ supply	98885	kW
External gas addition to combustor	0	kW
Steam and water	0	kW
Makeup and process return	10,76	kW

Energy Out	104806	kW		
Net power output	38899	kW		
Stack gas sensible	12545	kW		
Stack gas latent	13147	kW		
GT mechanical loss	404,2	kW		
GT gear box loss	680	kW		
GT generator loss	611,7	kW		
GT miscellaneous losses	489	kW		
GT ancillary heat rejected	35,89	kW		
GT process air bleed	0	kW		
Fuel compressor mech/elec loss	26,54	kW		
Supercharging fan mech/elec loss	0	kW		
Condenser/DA vent	35391	kW		
Process steam	0	kW		
Process water	0	kW		
Blowdown/leakages	207,7	kW		
Heat radiated from steam cycle	858,1	kW		
ST/generator mech/elec/gear loss	475,9	kW		
Non-heat balance related auxiliaries	862,8	kW		
Transformer loss	172,5	kW		
Energy In - Energy Out	23,33	kW		
GT heat balance error (arising from GT definitions)	18,22	kW		
Steam cycle heat balance error	5,11	kW	0,0066	%

- Load = 60% @ 25°C

SYSTEM SUMMARY						
	Power Output kW		LHV Heat Rate kJ/kWh		Elect. Eff. LHV%	
	@ gen. term.	net	@ gen. term.	net	@ gen. term.	net
Gas Turbine(s)	21655		13222		27,23	
Steam Turbine(s)	13097					
Plant Total	34751	33309	8239	8596	43,7	41,88
PLANT EFFICIENCIES						
PURPA efficiency	CHP (Total) efficiency		Power gen. eff. on chargeable energy, %		Canadian Class 43 Heat Rate, kJ/kWh	
%	%		%		%	
41,88	41,88		41,88		9142	
GT fuel HHV/LHV ratio =			1,11			

DB fuel HHV/LHV ratio =	1,11				
Total plant fuel HHV heat input / LHV heat input =	1,11				
Fuel HHV chemical energy input (77F/25C) =	88247	kW			
Fuel LHV chemical energy input (77F/25C) =	79530	kW			
Total energy input (chemical LHV + ext. addn.) =	79530	kW			
Energy chargeable to power (93,0% LHV alt. boiler) =	79530	kW			
GAS TURBINE PERFORMANCE - GE 6541B (Physical Model #2)					
	Gross power	Gross LHV efficiency,	Gross LHV Heat Rate	Exh. flow	Exh. temp.
	output, kW	%	kJ/kWh	kg/s	C
per unit	21655	27,23	13222	110	494
Total	21655			110	
Number of gas turbine unit(s) =	1				
Gas turbine load [%] =	60	%			
Fuel chemical HHV (77F/25C) per gas turbine =	88247	kW			
Fuel chemical LHV (77F/25C) per gas turbine =	79530	kW			
STEAM CYCLE PERFORMANCE					
HRSG eff.	Gross power output	Internal gross	Overall	Net process heat output	
%	kW	elect. eff., %	elect. eff., %	kW	
80,85	13097	29	23,44	0	
Number of steam turbine unit(s) =	1				
Fuel chemical HHV (77F/25C) to duct burners =	0	kW			
Fuel chemical LHV (77F/25C) to duct burners =	0	kW			
DB fuel chemical LHV + HRSG inlet sens. heat =	55868	kW			
Net process heat output as % of total output (net elec. + net heat) =	0	%			
HRSG characteristic time (Stored energy / Gas heat transfer), minutes	16,17				

ESTIMATED PLANT AUXILIARIES (kW)		
GT fuel compressor(s)*	158,5	kW
GT supercharging fan(s)*	0	kW
GT electric chiller(s)*	0	kW
GT chiller/heater water pump(s)	0	kW
HRSG feedpump(s)*	266,7	kW
Condensate pump(s)*	11,93	kW
HRSG forced circulation pump(s)	0	kW
LTE recirculation pump(s)	0	kW
Cooling water pump(s)	204,4	kW
Air cooled condenser fans	0	kW
Cooling tower fans	0	kW
HVAC	22	kW
Lights	40	kW

Aux. from PEACE running motor/load list	248	kW
Miscellaneous gas turbine auxiliaries	198,1	kW
Miscellaneous steam cycle auxiliaries	107,1	kW
Miscellaneous plant auxiliaries	37,1	kW
Constant plant auxiliary load	0	kW
Gasification plant, ASU*	0	kW
Gasification plant, fuel preparation	0	kW
Gasification plant, AGR*	0	kW
Gasification plant, other/misc	0	kW
Desalination plant auxiliaries	0	kW
Program estimated overall plant auxiliaries	1293,9	kW
Actual (user input) overall plant auxiliaries	1293,9	kW
Transformer losses	148,4	kW
Total auxiliaries & transformer losses	1442,2	kW

PLANT HEAT BALANCE			
Energy In	94514	kW	
Ambient air sensible	2754,3	kW	
Ambient air latent	3179	kW	
Fuel enthalpy @ supply	88571	kW	
External gas addition to combustor	0	kW	
Steam and water	0	kW	
Makeup and process return	9,681	kW	
Energy Out	94514	kW	
Net power output	33309	kW	
Stack gas sensible	12842	kW	
Stack gas latent	12108	kW	
GT mechanical loss	401	kW	
GT gear box loss	674,6	kW	
GT generator loss	576,1	kW	
GT miscellaneous losses	438	kW	
GT ancillary heat rejected	32,15	kW	
GT process air bleed	0	kW	
Fuel compressor mech/elec loss	23,78	kW	
Supercharging fan mech/elec loss	0	kW	
Condenser/DA vent	31689	kW	
Process steam	0	kW	
Process water	0	kW	
Blowdown/leakages	177,8	kW	
Heat radiated from steam cycle	790,8	kW	
ST/generator mech/elec/gear loss	447,3	kW	
Non-heat balance related auxiliaries	856,7	kW	
Transformer loss	148,4	kW	
Energy In - Energy Out	-0,1978	kW	
GT heat balance error (arising from GT definitions)	16,91	kW	
Steam cycle heat balance error	-17,1	kW	-0,024 %

7

Remuneração da Flexibilidade Operativa das Usinas Termoelétricas

Nivalde J. de Castro, Roberto Brandão, Raphael Guimarães, Pedro Vardiero, Gabriel Hidd, Carlos Lopes, André Alves

A preponderância da geração hídrica na matriz elétrica brasileira relegou, por muito tempo, a geração térmica ao papel de *backup* da geração de base. O ajuste fino entre geração e carga foi sempre feito, no Brasil, por hidroelétricas e as térmicas, historicamente, foram pensadas para gerar apenas ocasionalmente, sendo então despachadas continuamente para poupar água nos reservatórios. Com isso, não surpreende que o modelo comercial e a regulação fossem desenhados, no Brasil, para remunerar termoelétricas funcionando neste regime de operação contínua.

Com a mudança da matriz de geração ora em curso, a qual reúne a perda de participação das hidroelétricas e o forte crescimento da geração renovável intermitente, as termoelétricas tendem a ser cada vez mais necessárias para fornecer a flexibilidade operativa de que o ONS necessita. Assim, é necessária uma evolução, tanto operativa, como regulatória.

Hoje, as termoelétricas são representadas nos modelos computacionais de planejamento da operação como tendo, em qualquer situação, um Custo Variável Unitário único, não sendo computados sobrecustos em casos de partidas frequentes ou de eventuais funcionamentos em carga parcial. Entretanto, tais informações são essenciais para se conhecer os custos de usinas operando em modo de acompanhamento de carga. O problema que isto acarreta é que, desconhecendo os custos de usinas operando neste tipo de estratégia operativa, não é possível realmente garantir que a programação do despacho ocorra, como deve ser, pelo menor custo global.

Por outro lado, a remuneração variável do gerador térmico por um CVU único traz forte desincentivo a investimentos adicionais em plantas novas ou existentes que lhes permitam maior flexibilidade operativa (menor tempo de partida, rampa de geração mais rápida). Outra consequência é induzir os geradores térmicos a

não declararem ao ONS a real flexibilidade de suas centrais, o que o impede de operá-las com partidas e paradas frequentes e com geração em carga parcial.

Desta forma, a necessidade de introduzir avanços, tanto na representação das usinas termoelétricas no planejamento da operação, como na remuneração de sua flexibilidade operativa, torna importante estudar os aspectos técnicos, comerciais e regulatórios das usinas térmicas quando elas efetivamente operam contribuindo para o acompanhamento de carga.

Este Capítulo procura contribuir para isso. A primeira Seção analisa as características da expansão da matriz elétrica brasileira, a qual acarreta na necessidade de contratação de geração controlável. A Seção seguinte estuda as alternativas para aumentar a oferta de geração controlável ao sistema, o que inclui o aumento da flexibilidade operativa do parque térmico. Já a terceira Seção apresenta o resultado de simulações do impacto do funcionamento de usinas termoelétricas em regime de acompanhamento de carga em seus custos variáveis. Na sequência, a quarta Seção trata da remuneração de termoelétricas operando em acompanhamento de carga, fazendo um rápido levantamento de experiências internacionais. Finalmente, a última Seção aponta um possível caminho para a evolução do modelo brasileiro de remuneração da geração térmica com contratos de serviços ancilares.

7.1. Desafios da Matriz Elétrica Brasileira

A principal característica da matriz elétrica brasileira é a grande participação de energias renováveis, como eólica, solar, biomassa e, principalmente, hídrica¹, e, de acordo com EPE (2017a), 71% da capacidade instalada no país provém de fontes renováveis. Este número sobe para 82% quando se considera a geração de energia elétrica em 2016. A Tabela 1 ilustra a capacidade instalada e a geração da matriz elétrica nacional, para o ano de 2016, por fonte.

Tabela 1: Capacidade Instalada (MW) e Total de Geração de Energia Elétrica (GWh), por Tipo de Fonte, em 2016

Fonte	Capacidade Instalada (MW)	Geração (GWh)
<i>Hidrelétrica</i>	96.925	380.911
<i>Térmica</i> ²	41.276	134.825
<i>Nuclear</i>	1.990	15.864
<i>Eólica</i>	10.124	33.489
<i>Solar</i>	24	85
<i>Outras</i> ³	-	13.723
Total:	150.338	578.897

Fonte: Elaboração própria com base em EPE (2017a).

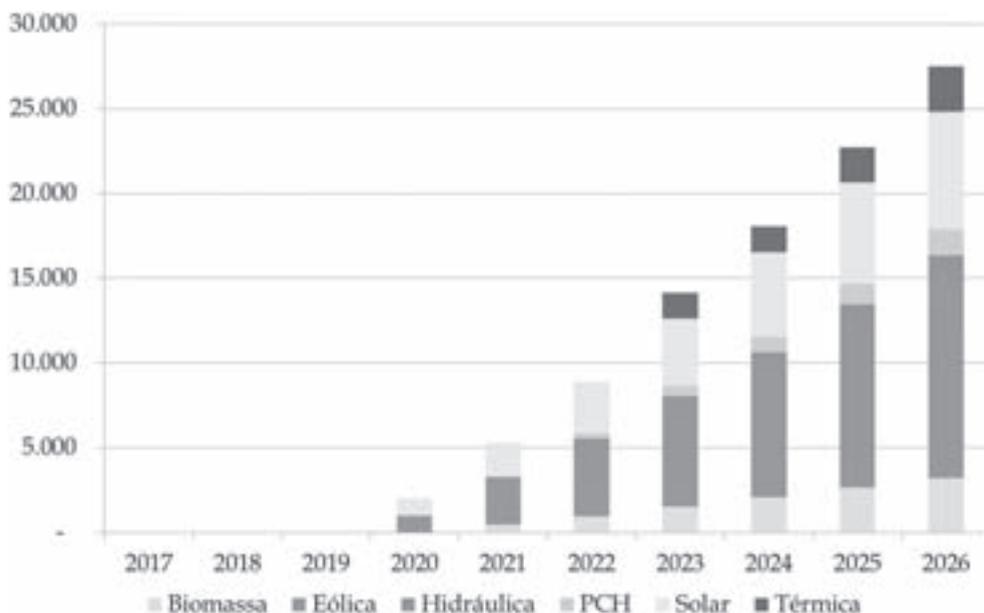
Deve-se ressaltar, no entanto, que o perfil da matriz elétrica brasileira será alterado nos próximos anos. Tendo em vista os projetos hidroelétricos contratados nos últimos 10 anos e a expansão indicativa para a próxima década (EPE, 2017b), é possível afirmar que a participação hídrica na oferta de energia elétrica será decrescente. Ainda assim, a matriz elétrica deve permanecer predominantemente renovável, como se depreende do Gráfico 1.

1 Relatório Técnico *Considerações sobre a Expansão do Parque Gerador Brasileiro e sobre o Critério de Seleção de Projetos nos Leilões*.

2 Inclui biomassa, gás, petróleo e carvão.

3 Inclui outras fontes primárias, gás de coqueria e outras fontes secundárias.

Gráfico 1: Expansão Indicativa da Matriz Elétrica Brasileira (MW), de 2017 a 2026



Fonte: EPE (2017b).

A expansão prevista para a fonte hidroelétrica, em termos de usinas ainda não leiloadas, é de apenas 4.131 MW⁴, reduzindo relativamente a participação desta fonte na matriz elétrica nacional. Além disso, o crescimento da capacidade de armazenamento dos reservatórios é muito pequeno e estima-se que o aumento desta capacidade será inferior a 1% no período entre 2017 e 2026 (EPE, 2017b).

A escassez de novos projetos hidroelétricos, principalmente os dotados de reservatórios de regularização, é consequência de razões técnicas e ambientais, conforme apontam Castro, Brandão e Dantas (2010). A razão técnica está associada ao fato de que o potencial hidroelétrico remanescente está localizado principalmente na Região Norte do país, a qual apresenta uma topografia suave, com quedas pouco pronunciadas na parte mais caudalosa dos rios. Desta forma, a construção de reservatórios pode não se justificar, pois a razão entre a energia armazenada e a área alagada tende a ser pequena. Além disso, no que diz respeito às questões ambientais, as autoridades competentes têm sido restritivas, de forma geral, em relação a aproveitamentos hidroelétricos com grande área alagada.

⁴ Este valor refere-se à expansão da capacidade instalada ainda não contratada de hidroelétricas (2.631 MW) e PCHs (1.500 MW) no horizonte do PDE 2026. A expansão total, entre 2016 e 2026, será de 13.768 MW, para hidroelétricas, e de 2.338 MW, para PCHs. Destaca-se que a maior parte da expansão já contratada de hidroelétricas refere-se à entrada em operação da UHE Belo Monte.

A conjunção das restrições técnica e ambiental torna impossível replicar a expansão hidroelétrica histórica, com reservatórios de grande capacidade de regularização. Conseqüentemente, as hidroelétricas que entrarão em operação até 2026, já contratadas ou por contratar, serão usinas a fio d'água, sem capacidade de armazenamento e com geração sazonal, o que acarreta em pouca geração efetiva no período seco⁵.

O Gráfico 1 revela, ainda, forte expansão indicativa de renováveis alternativas (PCH, eólica, biomassa e solar), totalizando 23.529 MW para o período. A contratação desses projetos mostra-se interessante por diversos motivos, inclusive pela complementaridade sazonal que algumas dessas fontes apresentam em relação à geração hidroelétrica (eólicas e biomassa, ambas com geração concentrada no período seco do ano)⁶. No entanto, é necessário ressaltar que se tratam de fontes não controláveis, logo não contribuem para garantir o ajuste de curto prazo entre geração e carga. Pior do que isso, os projetos eólicos e solares possuem geração intermitente e implicam em um uso mais intensivo de centrais com geração controlável, sejam elas hídricas ou térmicas, para fazer o ajuste de curto prazo entre geração e carga.

No que se refere à fonte eólica, deve-se destacar o forte crescimento apresentado nos últimos anos e o grande aumento de capacidade previsto. O início da participação desta fonte nos leilões de energia (LER 2009) catalisou a inserção da fonte na matriz elétrica nacional. A capacidade instalada passou de 600 MW, em 2009, para 12.967 MW, em 2017 (ABEEÓLICA, 2017), com perspectiva de alcançar 17.450 MW, em 2020, com a implementação dos projetos já contratados. Chama atenção também o crescimento previsto, ainda não contratado, para esta fonte no decênio de 2017 a 2026. De acordo com EPE (2017b), a geração eólica terá um acréscimo de 11.825 MW, entre 2020 e 2026, alcançando 28.470 MW de capacidade instalada neste último ano. Do acréscimo total previsto, 9.460 MW (80%) serão instalados no Nordeste, enquanto o restante de 2.365 MW (20%) está previsto para a Região Sul.

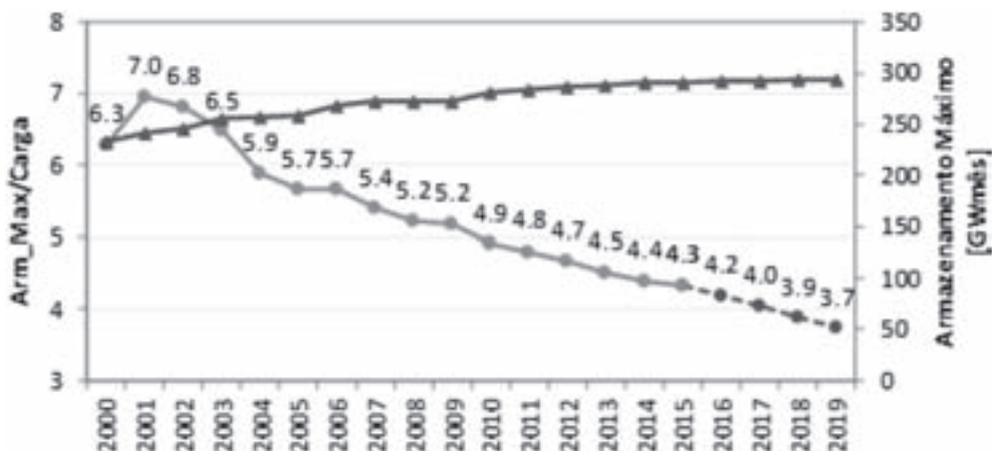
A demanda de energia deve apresentar um crescimento de 2.700 MW méd ao ano (3,5%) no horizonte decenal de 2017 a 2026 (EPE, 2017b). Desta forma, o grau de regularização do Sistema Interligado Nacional, definido como a razão entre a energia armazenada máxima dos reservatórios e a carga a ser atendida, apresenta tendência de queda, trazendo novos desafios para a operação do sistema.

5 A geração das usinas da Região Norte tem forte componente sazonal. Por exemplo, a usina de Tucuruí possui 8.340 MW de capacidade instalada, mas sua geração fica limitada a pouco mais de 2.000 MW no período seco. Outro caso emblemático é o de Belo Monte, cuja casa de força principal, com 11.000 MW, é desligada no auge do período seco. As usinas de Madeira e de Teles Pires também possuem uma geração fortemente sazonal, concentrada no primeiro semestre do ano.

6 Relatório Técnico *Considerações sobre a Expansão do Parque Gerador Brasileiro e sobre o Critério de Seleção de Projetos nos Leilões*.

O Gráfico 2 ilustra a evolução do grau de regularização entre os anos 2000 e 2019, evidenciando a redução esperada para os próximos anos.

Gráfico 2: Perda do Grau de Regularização do SIN, de 2000 a 2019



Fonte: Dall’Orto (2017).

Com a crescente participação de fontes renováveis intermitentes e usinas hidroelétricas sem grande capacidade de armazenamento, os reservatórios existentes e previstos não terão a capacidade necessária para prover a flexibilidade operativa no intuito de fazer o ajuste da geração à carga, aumentando a complexidade da operação do sistema.

A necessidade de dispor de alternativas para garantir a flexibilidade operativa do sistema não é causada exclusivamente pelo aumento de participação das renováveis intermitentes na matriz elétrica. Com o aumento previsto da carga nos próximos anos, aumenta também a diferença entre a carga mínima e máxima ao longo do dia. Devido à relativa estagnação do aumento da capacidade de geração hidroelétrica, sobretudo em rios com reservatórios de regularização, o parque hídrico tende a não contar mais com flexibilidade suficiente para fazer sozinho o ajuste entre geração e carga em base horária. nota-se que esse problema tende a ocorrer primeiro durante o período seco, quando a geração das usinas do Norte (Madeira, Teles Pires, Xingu e Tocantins) diminui. A maior participação das fontes intermitentes no *mix* de geração apenas acentua o problema, pois requer maior flexibilidade do restante do parque gerador.

A questão é agravada pelo fato de 70% da capacidade instalada do SIN estar localizada no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste, enquanto a penetração maciça das eólicas ocorre no Subsistema Nordeste. As usinas hidroelétricas do Sudeste e Centro-Oeste podem contribuir para compensar a variabilidade da geração eólica da Região Nordeste, utilizando o forte aumento previsto para a transmissão entre

os subsistemas⁷. No entanto, isto implica no uso mais intenso da flexibilidade operativa das usinas do Sudeste e Centro-Oeste, o que pode se mostrar insuficiente para fazer o balanço de geração e carga de todo o sistema.

Historicamente, as usinas hidroelétricas são responsáveis por prover a flexibilidade ao sistema elétrico brasileiro. Neste sentido, por não terem custos variáveis e possuírem grande flexibilidade operativa, tais usinas são utilizadas para o acompanhamento das flutuações da carga ao longo do dia (BARROS, 2015). No entanto, a capacidade das hidroelétricas de prover flexibilidade vem se degradando, implicando na necessidade de se criar alternativas para o acompanhamento das flutuações da carga.

A flexibilidade operativa, necessária para acomodar a expansão de fontes intermitentes e a redução da participação de geração hídrica controlável, pode ser obtida por pelo menos três vias distintas:

- a. Contratação de projetos com características para o atendimento da ponta;
- b. Aumento da flexibilidade das usinas hídricas existentes; ou
- c. Aumento da flexibilidade do parque térmico existente.

Estas alternativas serão analisadas na próxima Seção.

⁷ De acordo com EPE (2017b), os principais reforços já outorgados para expansão das interligações entre os subsistemas totalizam um acréscimo de capacidade de 18.000 MW, com destaque da expansão de 6.000 MW na interligação Nordeste/Sudeste/Centro-Oeste.

7.2. Análise de Alternativas para o Aumento da Flexibilidade Operativa

7.2.1. Contratação de Alternativas para o Atendimento da Ponta

De acordo com o PDE 2026 (EPE, 2017b), haverá a necessidade de oferta para complementação de potência, a partir de 2021, em um montante que ultrapassa 12.000 MW, até o ano de 2026, em relação ao cenário de expansão otimizado apenas do ponto de vista energético, conforme indicado no Gráfico 1. Ressalta-se que a alternativa indicativa de ponta pode contemplar diversas soluções, como a contratação de termoeletricas de partida rápida, o emprego de usinas hidroelétricas reversíveis, a motorização adicional de hidroelétricas, a introdução de sistemas de bateria ou, ainda, o desenvolvimento do gerenciamento da demanda.

7.2.2. Aumento da Flexibilidade das Usinas Hídricas Existentes

O aumento da flexibilidade das hidroelétricas existentes envolve operar o sistema de forma a preservar o nível dos reservatórios de algumas usinas, aumentando, assim, sua potência disponível. Operando com maior queda, as hidroelétricas podem preservar a flexibilidade operativa e aumentar sua contribuição para a geração de ponta e para acomodar uma parte maior da variabilidade das renováveis não controláveis. Entretanto, manter alguns reservatórios importantes sempre relativamente cheios implica em custos ao sistema, tendo em vista a necessidade de aumento da geração térmica.

Os modelos de planejamento energético utilizados para o planejamento da expansão e da operação mostram-se insuficientes para avaliar a economicidade desta alternativa por uma razão simples. O planejamento energético de médio/longo prazo é realizado com simulações da operação do sistema em escala mensal, com três patamares de carga, usando o *software* Newave do Cepel. Este tipo de simulação é adequado para sistemas hidrotérmicos, em que a simulação em escala mensal tende a ser uma simplificação razoável da realidade operativa de curto prazo. Mas, com uma presença expressiva de geração com alta variabilidade em nível horário, a simplificação se mostra inadequada.

Nota-se que este é o caso da representação da geração eólica, em que uma modelagem em base mensal terá forçosamente que computar os possíveis valores da geração eólica no mês⁸. Ocorre, porém, que a volatilidade da geração eólica em base mensal é muito menor do que em base horária e, assim, a estratégia operativa que garante o ajuste da geração à carga, considerando os valores esperados para a geração eólica em um mês, provavelmente não se mostrará adequada para garantir o atendimento à carga em base horária.

⁸ Em tese, é possível modelar a variabilidade da geração eólica em base mensal. Hoje, porém, o total de geração eólica e solar é abatido da carga, o que equivale a supor que a geração dessas fontes acompanha a curva de carga, não sendo uma simplificação adequada.

Por exemplo, se a geração eólica esperada em um determinado mês de 2026 for de 15 GW_{méd}, será esse o valor utilizado para montar a estratégia operativa no programa de planejamento da operação. Todavia, é bem provável que, em alguns dias, a geração eólica seja uma fração desse valor justamente no horário de ponta. Deste modo, para atender ao consumo nesta situação, será preciso uma reserva de geração controlável suficiente para substituir a queda na geração eólica e essa necessidade de reserva não é, justamente, captada pela modelagem em base mensal. O ajuste em base horária entre geração e carga, por outro lado, só pode ser garantido através de um planejamento da operação que utilize uma modelagem que contemple, explicitamente, a variabilidade da geração e da carga no mínimo em nível horário.

Destaca-se que este impasse está explicitado no PDE 2026. O cenário de expansão ótimo da geração, desenhado utilizando ferramentas de planejamento da operação com modelagem em base mensal, gera uma configuração do parque gerador que, analisada sob uma ótica do balanço de potência, não é capaz, em muitas situações, de ajustar a geração à carga em momentos de pouco vento. E a necessidade de geração complementar de ponta em relação à configuração do parque gerador referente a uma modelagem em base mensal foi estimada, no caso, em 12 GW para 2026.

Se o planejamento da operação no médio prazo (por exemplo, um ano) for feito a partir de uma modelagem que explicita a variabilidade da geração e da carga em nível horário, a tendência é que a estratégia operativa resultante conserve água nos reservatórios, preservando a potência hídrica e a reserva operativa.

A estratégia operativa de manter mais cheios os reservatórios e seus custos associados podem ser entendidos em um estudo de caso simplificado da usina de Tucuruí. Esta hidroelétrica de grande porte tem sido historicamente operada de forma a maximizar o aproveitamento energético em detrimento da potência disponível. Esta opção faz sentido quando o sistema possui sobra estrutural de potência, porém, quando há escassez de potência controlável, é razoável operar o Tucuruí de forma a preservar sua potência, evitando o deplecionamento acentuado de seu reservatório.

A UHE Tucuruí dispõe de uma capacidade instalada de 8.370 MW, distribuída em duas casas de força⁹. O nível máximo operativo é à cota 74m. À cota 62m, a usina ainda dispõe de cerca de 6,7 GW de potência e o reservatório permanece guardando 29,7% da energia armazenável máxima (EAR_{máx}). Abaixo da cota 62m, as turbinas de Tucuruí são progressivamente desligadas e ocorre uma redução acentuada de potência. À cota 60,5m, quando o reservatório ainda guarda 23,6% da EAR_{máx}, todas as turbinas da casa de força 2 são desligadas e a potência disponível da usina se reduz a cerca de 3,2 GW. Em seu mínimo operativo, a perda é ainda mais forte, caindo para menos de 2 GW de potência, com a redução adicional da queda e o desligamento de algumas das turbinas da casa de força 1.

⁹ A casa de força 1 dispõe de 4.245 MW de capacidade instalada, enquanto a casa de força 2 apresenta 4.125 MW. Dados obtidos em <http://www.eletronorte.gov.br>.

Naturalmente, é possível operar o Tucuruí mantendo como mínimo operativo a cota 62. Com isso, preserva-se sempre a maior parte da potência da usina, com benefício para a reserva do sistema durante o auge do período seco. Em contrapartida, há um custo associado a deixar de utilizar a energia armazenada a esta cota (29,7% do total).

A escolha por esta alternativa possibilita a contenção, ou ao menos a postergação, de novos investimentos em geração controlável de ponta ou em outras opções, como usinas hidroelétricas reversíveis. Entretanto, deve-se considerar que a maior flexibilidade do parque hídrico implica em não utilizar toda a capacidade de estocagem da água, além de aumentar a probabilidade de vertimento. Ademais, destaca-se que, caso esta solução seja empregada sem a contratação de termoeletricas de base, o sistema possivelmente estará utilizando, com frequência, plantas térmicas com custos variáveis elevados.

7.2.3. Aumento da Flexibilidade do Parque Térmico

O aumento da flexibilidade do parque térmico, tanto das usinas existentes, como das novas usinas, é uma das alternativas naturais para suprir a demanda crescente por recursos controláveis, a qual é decorrência da queda de participação das hidroelétricas na matriz e do aumento da participação de usinas de fontes renováveis intermitentes. Esse aumento de flexibilidade das termoeletricas não se limita a usá-las apenas para resolver o problema da geração de ponta, mas deve incluir também sua utilização, ainda que eventual, na programação horária e no despacho em tempo real, com partidas e paradas frequentes e eventual operação abaixo do ponto ótimo de eficiência. O uso de termoeletricas para acompanhamento de carga é bastante comum a nível internacional – na verdade, é inclusive a norma geral –, mas não faz parte da tradição brasileira, que sempre prioriza a utilização de hidroelétricas para esta função.

A viabilidade das usinas térmicas operarem auxiliando o acompanhamento da carga é hoje limitada, tendo em vista a conjunção do marco regulatório vigente e as características técnicas das usinas brasileiras. Os geradores térmicos não possuem, hoje, motivação econômica, nem para declarar sua real flexibilidade operativa ao ONS, nem para fazer investimentos, ainda que pequenos, visando aumentar a flexibilidade operativa de usinas novas ou das existentes, como será explicado a seguir.

O marco contratual e regulatório é rígido com relação à remuneração variável das usinas. A remuneração das usinas termelétricas com contratos por disponibilidade, obtidos nos leilões de energia nova, prevê uma receita fixa e uma remuneração variável que depende da energia gerada e do Custo Variável Unitário declarado pelo empreendedor na inscrição do leilão. Este CVU único será utilizado como base de cálculo de toda a remuneração variável da usina, independente das circunstâncias em que a geração ocorrer.

Já no caso de usinas mais antigas, que não contam com contratos regulados, o CVU é estabelecido regulatoriamente pela ANEEL. Para essas usinas, o CVU não representa uma garantia de receita variável para o gerador, mas apenas uma referência de custo, que será utilizada pelo ONS para planejar a operação e programar o despacho das mesmas, e um piso para a remuneração caso operem descontratadas¹⁰.

Com este marco contratual e regulatório, a remuneração variável será a mesma quando a usina gerar na base, isto é, continuamente, e quando ela operar na ponta, com partidas diárias. Isso implica em um descasamento entre os custos variáveis e as receitas variáveis, o qual será ilustrado na Seção 7.4, criando um risco elevado para o gerador térmico e dando uma sinalização econômica deficiente, tanto para geradores existentes, como para novos geradores.

Deste modo, os geradores existentes são levados a declarar uma flexibilidade operativa menor do que a que seus equipamentos comportam, visando minimizar seu uso para acompanhamento de carga e, com isso, a ocorrência de sobrecustos não remunerados. Já as novas UTEs tendem a seguir projetos simples e baratos, evitando investimentos em configurações de equipamentos que envolvem custos adicionais e conferem maior flexibilidade operativa.

Um exemplo da fragilidade do sinal econômico emitido pela regulação econômica e pelo desenho atual dos contratos por disponibilidade com termoelétricas para a expansão da geração pode ser ilustrativo. Os ciclos combinados, construídos recentemente em nível internacional, têm projetos que privilegiam a flexibilidade operativa, a qual é considerada altamente desejável em um mundo em que a participação da geração renovável intermitente na matriz de geração é crescente. Uma das características desses projetos costuma ser o acoplamento dinâmico entre o ciclo a gás e o ciclo a vapor, através de *dampers* com atuação remota, regulados pelo operador da planta. O acoplamento dinâmico ocorre desviando progressivamente o escape das turbinas a gás para a caldeira, permitindo que esta seja aquecida no ritmo adequado, sem precisar limitar a geração das turbinas a gás, como acontece em um projeto em que os dois ciclos estão acoplados.

Uma usina com ciclo combinado de acoplamento dinâmico pode sincronizar rapidamente as turbinas a gás e despachá-las a plena potência sem ter que submetê-las a uma rampa de geração compatível com o tempo de aquecimento da caldeira do ciclo a vapor. Assim, a usina tem sempre boa parte de sua potência disponível e pode disponibilizá-la, por instrução em tempo real do Operado do Sistema, mesmo em momentos em que o ciclo combinado não está programado

10 A base de remuneração de um gerador térmico descontratado é o PLD do momento, o qual, em condições normais, é sempre maior ou igual o CVU da usina. Já a remuneração do gerador térmico com contrato no mercado livre ou em leilões de energia existente é, via de regra, um preço fixo por MWh estabelecido em contrato, independente do CVU da usina. Adicionalmente, quando a usina é despachada fora da ordem de mérito de custo (CVU > PLD), o gerador possui uma receita complementar via Encargo de Serviços de Sistema, igual à diferença entre o CVU da usina e o PLD multiplicada pela energia gerada.

para gerar. Já um ciclo combinado em que o funcionamento das turbinas a gás está acoplado ao ciclo a vapor tem uma rampa de geração bem mais lenta, ditada pelas especificações técnicas da caldeira, e pode demorar horas para sincronizar, caso esta esteja fria no momento. O projeto com ciclos de gás e vapor acoplados é mais barato e faz sentido para uma operação em que o Operador programa o despacho da usina considerando sua rampa.

Do ponto de vista econômico, a usina com acoplamento dinâmico possui um custo unitário de geração maior sempre que aciona o ciclo aberto sozinho. Assim, um projeto deste tipo só faz sentido se houver perspectiva de recuperação dos sobrecustos com a operação desacoplada ou em acoplamento parcial. Por outro lado, o investimento adicional para construir um ciclo combinado com acoplamento dinâmico é relativamente pequeno com relação ao investimento em um projeto em que o ciclo a gás esteja acoplado ao ciclo a vapor. Mas, ainda que o investimento adicional seja pequeno, ele só se justifica se houver retorno para o capital investido em flexibilidade.

Cabe ainda citar as alterações de projeto realizadas por grandes fabricantes, com a finalidade de fornecer ciclos combinados capazes de operar com maior flexibilidade (*Flex Cycle*), que permitem manobras consideravelmente mais rápidas e reduzem o consumo de combustível nessas manobras. O Gráfico 3 apresenta o ganho na velocidade de partida nesse tipo de sistema.

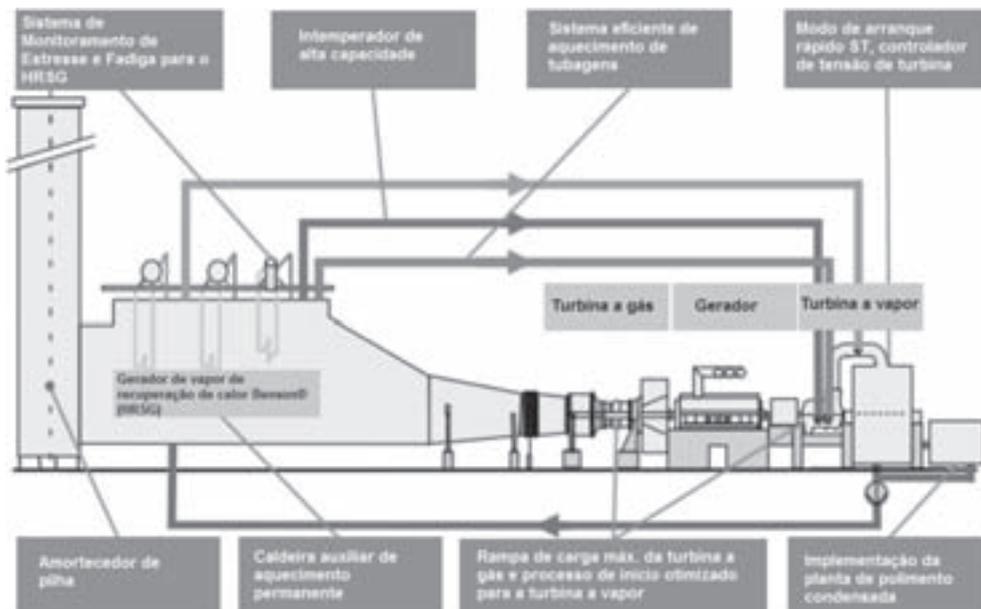
Gráfico 3: Comparação do Tempo Médio de Partida de Ciclos *Flex* da Siemens com Ciclos Combinados Convencionais



Fonte: (Marini, 2014).

As principais modificações realizadas em um sistema de *Flex* da Siemens são exibidas na Figura 1, abaixo.

Figura 1: Principais Alterações Técnicas de Ciclos *Flex* da Siemens¹¹



Fonte: (Marini, 2014).

Foge do escopo deste Capítulo discutir a viabilidade econômica de um ou outro tipo de projeto de termoeletrônica, com maior ou menor flexibilidade para o sistema brasileiro. O ponto a destacar é apenas que a condição de possibilidade para tais projetos é que haja remuneração, tanto para investimentos em flexibilidade operativa, como para os custos variáveis adicionais que necessariamente advêm da operação de termoeletrônicas em regime de acompanhamento de carga.

Por outro lado, a representação econômica das termoeletrônicas nos modelos computacionais brasileiros é feita, hoje, exclusivamente pelo CVU único, o que implica em distorções para o planejamento da operação. Não é estabelecido ou declarado nenhum outro parâmetro econômico para estas usinas E, notadamente, os modelos computacionais não contemplam os custos de partida ou o custo da operação em potência parcial. Com isso, não se pode dizer que tais modelos estejam minimizando, de fato, os custos globais do sistema, uma vez que há custos que os mesmos desconhecem.

¹¹ A caldeira de recuperação de calor conta com a eliminação do tubulão de pressão, permitindo que a turbina a gás parta de forma irrestrita. A implementação de um sistema com tubulões também é possível, porém os ganhos no tempo de partida são reduzidos. São adicionados sistemas de controle específicos para a turbina a vapor, de forma a monitorar o *stress* térmico. Um atemperador nas linhas de alta pressão e de reaquecimento ajustam a temperatura do vapor, de acordo com as condições de operação da turbina. Uma caldeira auxiliar é responsável por prover vapor de baixa pressão, utilizado na selagem da turbina a vapor.

A representação simplificada das térmicas como tendo um CVU único e os contratos e a regulação econômica que estabelecem receitas variáveis com base nele podem ser considerados como aproximações razoáveis dos custos variáveis destas usinas, se tivermos como referência o padrão histórico de uso das termoeletricas brasileiras, o qual alterna ociosidade completa, em momentos de hidrologia favorável, e despacho na base, em momentos de escassez hídrica. Mas, o uso comercial nos modelos computacionais do CVU como parâmetro único de custo tende a criar distorções quando as termoeletricas precisam ser despachadas para acompanhamento de carga, isto é, partindo e parando com frequência ou variando a potência ao longo do dia.

O padrão histórico de utilização das termoeletricas não deve, porém, se manter nos próximos anos, pois a função de fornecer flexibilidade operativa à geração deve ser preenchida, em parte, por estas usinas. Na verdade, durante a crise hídrica recente, o padrão histórico de uso das termoeletricas já foi rompido, notadamente no Subsistema Nordeste, em 2016 e 2017. Com a seca extrema no Rio São Francisco, o volume de água nas usinas da Chesf caiu tanto que elas passaram a operar com a defluência mínima, isto é, gerando na base sem variações de potência. Com isso, o ONS foi obrigado a programar as termoeletricas da região para acompanhar a carga. Nesta circunstância especial, foi preciso, inclusive, desligar o Controle Automático de Geração (CAG) do Subsistema Nordeste, passando a utilizar a folga na capacidade de transmissão com outros subsistemas para fazer a regulação de sua frequência secundária e reprogramando, em tempo real, o nível de geração de diversas termoeletricas, com a finalidade de acomodar variações não antecipadas da carga e da geração eólica.

O despacho de térmicas em base horária e não semanal tende a se tornar cada vez mais frequente, conforme cresça a carga, diminua a participação das hidroeletricas na matriz e aumente a geração de fontes intermitentes. Entretanto, o uso das termoeletricas para acompanhamento da carga envolve custos adicionais que precisam ser contemplados adequadamente no modelo comercial. Estes custos englobam um maior gasto de combustíveis, decorrente da perda de eficiência ocasionada pela operação fora do ótimo, um maior número de paradas e partidas, com os custos de combustíveis e manutenção associados, e maiores investimentos para tornar as usinas novas e existentes mais flexíveis. Deste modo, os modelos computacionais de planejamento da operação precisam representar adequadamente os custos das usinas térmicas, sob pena de não conseguirem atingir o seu objetivo principal, que é determinar o despacho com menor custo global. Afinal, como será possível minimizar custos que sequer são conhecidos pelo Operador do Sistema?

Para exemplificar os custos associados a um despacho térmico em regime de acompanhamento de carga, isto é, fora do padrão tradicional de geração térmica na base para economizar água de reservatórios, foram apresentados, na Seção seguinte, os resultados de um estudo específico, detalhado no Capítulo 6, com simulações do impacto do regime operativo em uma termoeletrica de ciclo combinado e em uma termoeletrica de ciclo aberto.

7.3. Impacto do Regime de Operação nos Custos da Geração Térmica

Esta Seção resume um estudo referente à simulação termodinâmica e econômica da operação de duas usinas termoelétricas a gás em diversos regimes operativos. Estimaram-se os custos associados a cada um dos cenários, permitindo ilustrar os sobrecustos da operação em regime de acompanhamento de carga com relação à operação na base.

O cálculo dos custos associados foi baseado no relatório dedicado à *Simulação Técnico-Econômica de Centrais Térmicas a Gás*, referente ao estudo desenvolvido no projeto denominado *Regulação Econômica da Geração Termoelétrica: Contratação e Remuneração Variável*. Para o cálculo dos parâmetros termodinâmicos da UTE de ciclo combinado, utilizou-se o *software* comercial de simulação Thermoflow, enquanto as unidades de ciclo aberto foram simuladas utilizando as curvas de ajuste do fabricante (GE), parametrizadas em um *software* de cálculo desenvolvido para este propósito.

De maneira a considerar os custos adicionais gerados pelas manobras das UTEs, foi necessário recorrer a dados da literatura internacional, uma vez que não foi possível obter informações similares para usinas termoelétricas nacionais. Assim, utilizou-se o estudo desenvolvido pelo National Renewable Energy Laboratory em conjunto com o Western Electricity Coordinating Council, denominado *Power Plant Cycling Costs* (Intertec, 2012).

7.3.1. Configuração das Usinas

Foram selecionadas duas configurações de usinas:

Ciclo combinado com:

- Turbina a gás GE 6541B;
- Ciclo a vapor sem reaquecimento e com três níveis de pressão; e
- Sistema de resfriamento com *loop* aberto.

Ciclo simples (ou aberto) com:

- Turbina a gás GE PG7242 (FA).

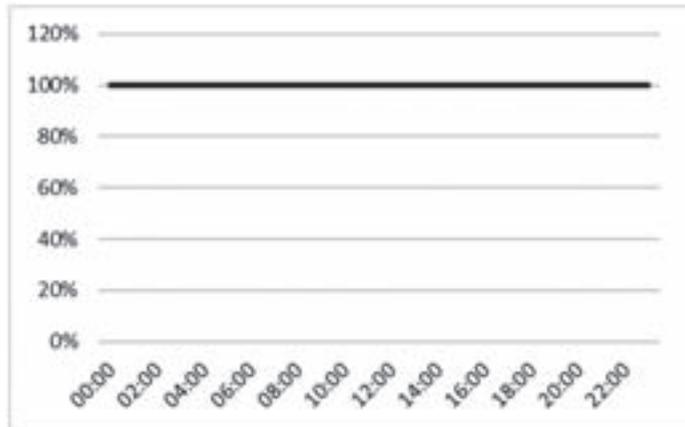
7.3.2. Regime de Operação

Foram considerados cinco cenários operativos, que são apresentados a seguir, acompanhados de ilustrações em gráficos dos patamares diários de carga.

Cenário 1 (Base Load)

A usina é programada para despacho com 100% da capacidade ao longo de todo o dia.

Gráfico 4: Operação “Base Load”



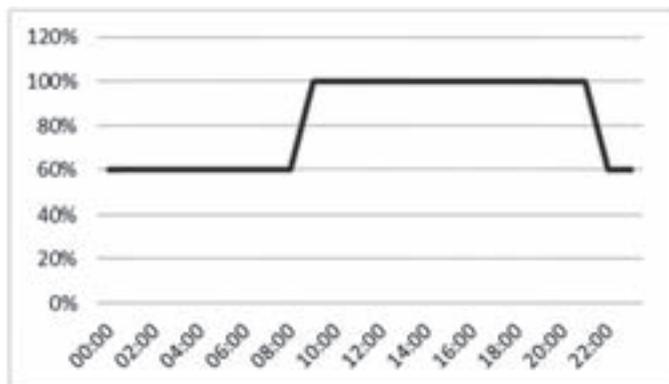
Fonte: Elaboração própria.

Cenário 2 (Dois Patamares)

A programação diária da usina neste cenário é:

- Despacho da usina com 60% de carga entre 00:00 e 8:59;
- Despacho a plena capacidade entre 9:00 e 21:59;
- Despacho da usina com 60% de carga entre 22:00 e 23:59.

Gráfico 5: Cenário “Dois Patamares”.



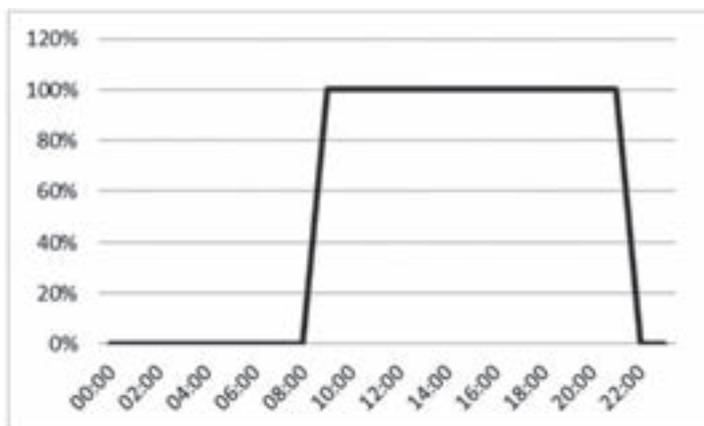
Fonte: Elaboração própria.

Cenário 3 (Partida Diária)

Neste cenário a programação diária da usina é:

- Partida quente pela manhã às 9 horas;
- Operação com 100% de carga até às 22 horas;
- Desligamento às 22 horas.

Gráfico 6: Cenário “Partida Diária”.



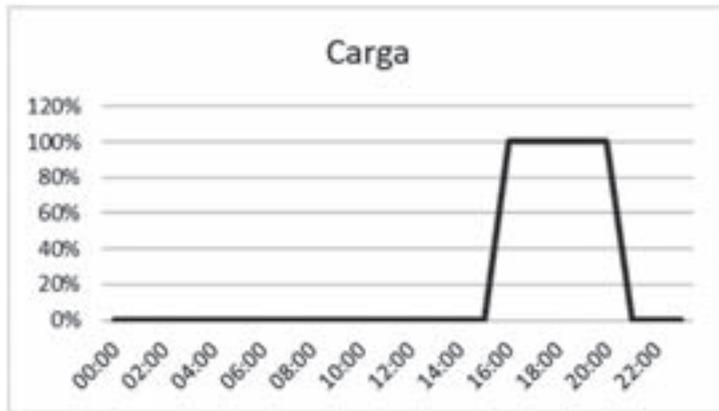
Fonte: Elaboração própria.

Cenário 4 (“Ponta”)

Neste cenário a programação diária da usina é:

- Partida quente às 16 horas;
- Operação com 100% de carga até às 21 horas;
- Desligamento às 21 horas.

Gráfico 7: Cenário “Ponta”.



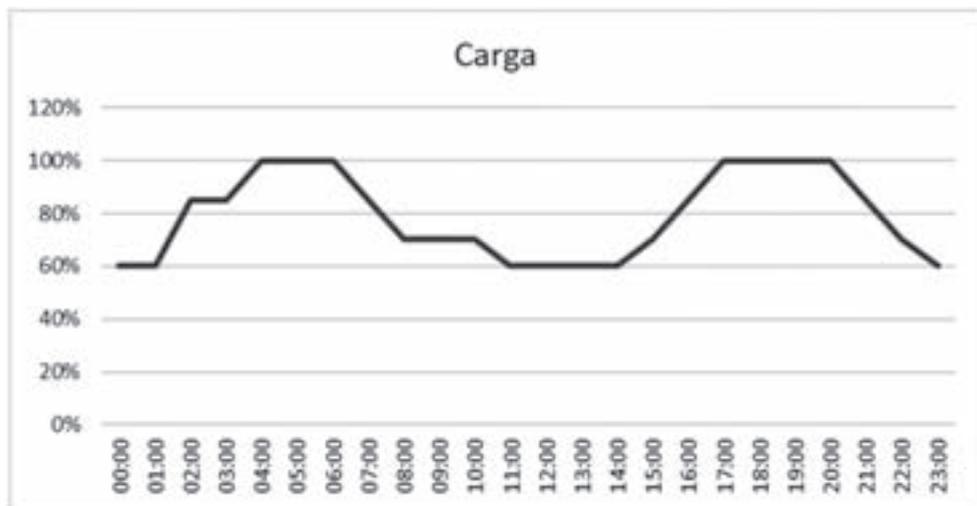
Fonte: Elaboração própria.

Cenário 5 (“Load Following”)

Neste cenário a programação diária da usina é:

- Unidade operando ao longo de todo o dia.
- Sem partidas e paradas.
- Acompanhamento de carga em diversos patamares ao longo do dia, conforme gráfico a seguir:

Gráfico 8: Cenário “Load Following”.



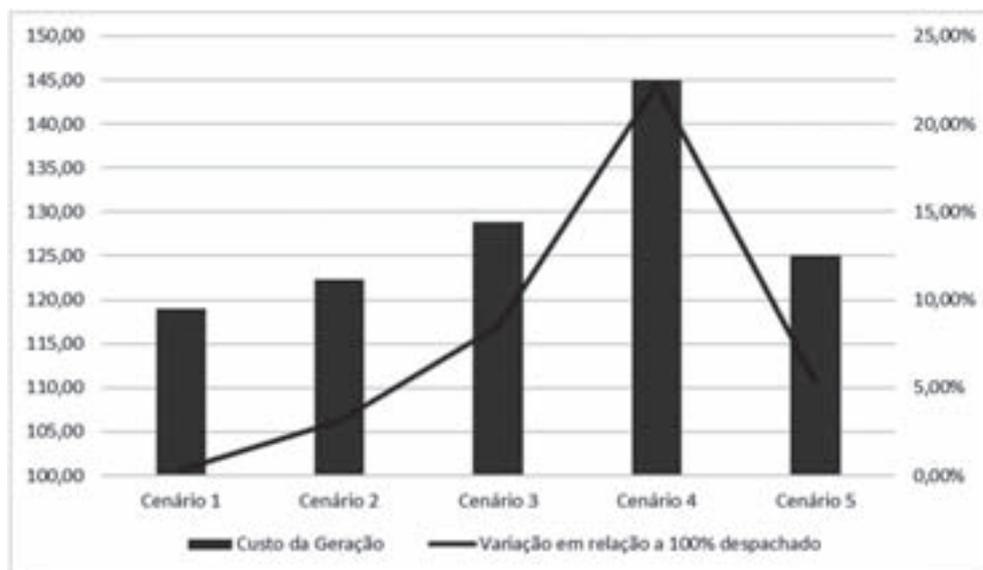
Fonte: Elaboração própria.

7.3.3. Resultados Obtidos

A operação de cada uma das duas usinas selecionadas foi modelada para os cinco cenários operativos definidos acima e foram calculados os custos variáveis médios unitários correspondentes a cada combinação. Em todos os casos, considerou-se a operação ao longo de um mês no regime operativo, com uma Partida a Frio no começo do mês. Os resultados obtidos foram comparados com um caso em que cada uma das configurações opera com 100% de carga, sem partidas ou paradas, buscando-se, assim, verificar os impactos de cada regime operativo nos custos variáveis de geração das usinas.

O Gráfico 9 apresenta os custos médios mensais unitários de operação e o desvio dos mesmos em relação à operação *flat* sem partidas para a usina de ciclo combinado.

Gráfico 9: Custo Variável Unitário Médio por Cenário e Variação em Relação ao CVU com 100% de Despacho e Nenhuma Partida Ciclo Combinado (em R\$/MWh e %)



Fonte: Elaboração própria.

Para se ilustrar de maneira mais clara, os valores referentes ao Gráfico 9 são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2: Custos Médios de Geração Calculados para o Ciclo Combinado (Em R\$/MWh e %)

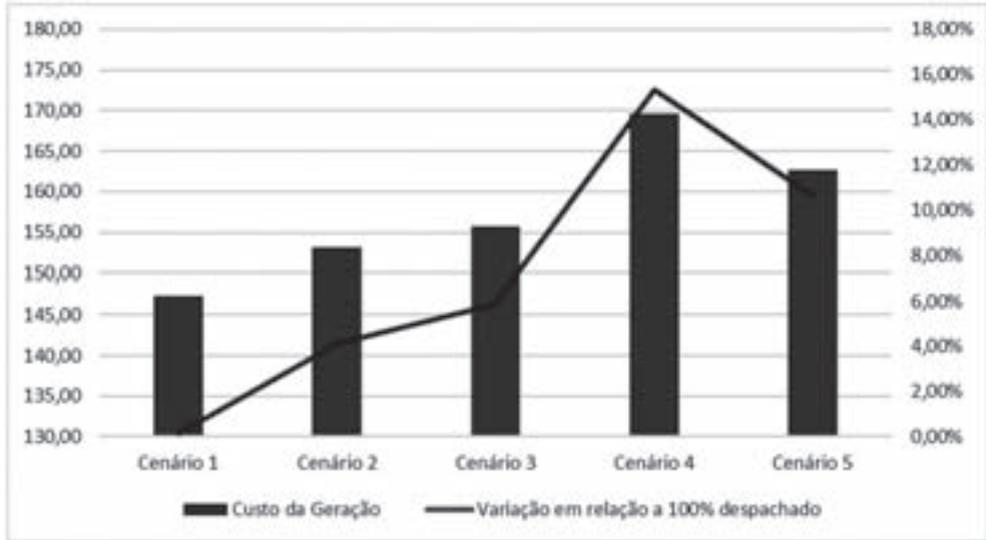
Ciclo Combinado	Custo da Geração	Variação em relação a 100% despachado
Cenário 1 – Base Load	119,04	0,30%
Cenário 2 – Dois Patamares	122,35	3,09%
Cenário 3 – Partida Diária	128,83	8,55%
Cenário 4 – Ponta	145,05	22,22%
Cenário 5 – Load Following	125,09	5,40%

Fonte: Elaboração própria.

Fica evidente, pelos dados apresentados, que a operação de um ciclo combinado com qualquer regime que resulte em operação fora do ponto ótimo de eficiência implica em sobrecusto, o qual é maior quando as partidas são mais frequentes (cenários 3 “Partida Diária” e 4 “Ponta”).

Já o Gráfico 10 mostra os custos médios unitários mensais de operação e o desvio dos mesmos em relação à operação *flat* sem partidas para a central de ciclo aberto.

Gráfico 10: Custo Variável Unitário Médio por Cenário e Variação em Relação ao CVU com 100% de Despacho e Nenhuma Partida Ciclo Aberto (em R\$/MWh e %)



Fonte: Elaboração própria.

No mesmo sentido, os valores referentes ao Gráfico 10 são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3: Custos Médios de Geração Calculados para o Ciclo Aberto (Em R\$/MWh e %)

Ciclo Combinado	Custo da Geração	Variação em relação a 100% despachado
Cenário 1 – Base Load	147,28	0,13%
Cenário 2 – Dois Patamares	153,17	4,13%
Cenário 3 – Partida Diária	155,77	5,90%
Cenário 4 – Ponta	169,65	15,33%
Cenário 5 – Load Following	162,73	10,63%

Fonte: Elaboração própria.

Pode-se constatar que a operação de uma usina de ciclo aberto em regimes que resultem em operação fora do ponto ótimo de eficiência implica em sobre-custo, o qual é maior quando há partidas todos os dias (cenários 3 “Partida Diária” e 4 “Ponta”).

Assim, o regime de operação, no qual as unidades geradoras estão submetidas, impacta de forma significativa no custo de geração médio de uma usina termoeletrica, sendo o maior impacto observado no Cenário 4 “Ponta”, tanto para o ciclo combinado, quanto para o ciclo simples. Além disso, percebe-se que o impacto de partidas diárias, ainda que quentes, nos custos de geração é um dos principais fatores para o seu incremento, uma vez que os cenários sem partidas diárias (1, 2 e 5) foram aqueles que apresentaram menores aumentos nestes custos.

Na Tabela 4 e na Tabela 5, é apresentada a composição dos sobre-custos simulados estimada para o ciclo combinado e para o ciclo simples.

Tabela 4: Composição do Sobre-custo - Ciclo Combinado

Regime de Operação	Custo de geração [R\$/MWh]	Sobre-custo [R\$/MWh]	% Sobre-custo com combustível na geração em carga parcial	% Sobre-custo com combustível nas Partidas	% Sobre-custo com manobras
Cenário 1 – Base Load	119,04	0,36	0,00%	1,50%	98,50%
Cenário 2 – Dois Patamares	122,35	3,67	83,76%	0,17%	16,06%
Cenário 3 – Partida Diária	128,83	10,14	0,00%	2,40%	97,60%
Cenário 4 – Ponta	145,05	26,37	0,00%	2,40%	97,60%
Cenário 5 – Load Following	125,09	6,41	61,27%	0,10%	38,63%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 5: Composição do Sobre-custo - Ciclo Simples

Regime de Operação	Custo de Geração [R\$/MWh]	Sobre-custo [R\$/MWh]	% Sobre-custo com Combustível na Geração em carga parcial	% Sobre-custo com Combustível nas Partidas	% Sobre-custo com Manobras
Cenário 1 – Base Load	147,28	0,18	0,00%	2,65%	97,35%
Cenário 2 – Dois Patamares	153,17	6,07	90,92%	0,10%	8,98%
Cenário 3 – Partida Diária	155,77	8,67	0,00%	2,66%	97,34%
Cenário 4 – Ponta	169,65	22,55	0,00%	2,66%	97,34%
Cenário 5 – Load Following	162,73	15,64	65,97%	0,04%	34,00%

Fonte: Elaboração própria.

Os custos de manobra considerados são originários da base de dados apresentada pelo National Renewable Energy Laboratory em conjunto com o Western Electricity Coordinating Council, no estudo *Power Plant Cycling Costs* (Intertec, 2012), e apresentados na Tabela 6.

**Tabela 6: Custos de Manobra Considerados
Em R\$/MW Instalado**

Combustível na Manobra¹²	Ciclo Combinado	Ciclo Simples <i>Large Frame</i>
Partida Quente	3,04	2,88
Partida Morna	3,2	2,88
Partida Fria	3,84	3,52
Outros Custos da Manobra¹³	Ciclo Combinado	Ciclo Simples <i>Large Frame</i>
Partida Quente	0	3,04
Partida Morna	0	3,04
Partida Fria	0	3,04
Custo da Manobra [C+M]¹⁴	Ciclo Combinado	Ciclo Simples <i>Large Frame</i>
Partida Quente	112	102,4
Partida Morna	176	403,2
Partida Fria	252,8	329,6
TOTAL da Manobra	Ciclo Combinado	Ciclo Simples <i>Large Frame</i>
Partida Quente	115,04	108,32
Partida Morna	179,2	409,12
Partida Fria	256,64	336,16

FONTE: (Intertec, 2012)

Evidentemente, outros equipamentos podem apresentar sobrecustos diferentes quando simulados nos cenários de operação utilizados aqui. Notadamente, as usinas a carvão normalmente possuem custos de partida muito elevados, enquanto motores costumam ter custos de partida menos pronunciados.

Cada equipamento possui características técnicas e econômicas distintas e, geralmente, é possível calcular o sobrecusto associado a uma estratégia operativa a partir de dados fornecidos pelo fabricante ou, no mínimo, como foi feito neste estudo, com base na literatura, embasada em pesquisas refe-

12 Consumo extra de combustível na partida, considerando o valor de 16 R\$/MMBtu.

13 Foram considerados os custos extras com sistemas de potência auxiliares, química, água desmineralizada, aditivos, etc. (Intertec, 2012). Os custos do ciclo combinado foram embutidos diretamente no "Custo da Manobra".

14 Os custos de manobra são compostos pelos custos extras com operadores, engenharia e gerenciamento, considerando os custos de planejamento e despacho, além de custos extras de manutenção e *overhaul* (Intertec, 2012). Os custos fixos de pessoal, engenharia e manutenção não são considerados.

rentes a informações técnicas e econômicas de centenas de usinas ao longo de muitos anos.

O dado mais sensível, neste caso, é o custo de manutenção incremental associado a cada ciclo de partida e parada. Cada partida implica em um gasto de combustível que pode ser estimado a partir de parâmetros técnicos do equipamento. Entretanto, existem também custos de manutenção incremental, isto é, relacionados a um maior desgaste dos equipamentos, que resultam na antecipação ou encarecimento das revisões das máquinas. Neste caso específico, embora seja possível encontrar referências na literatura para estimar o custo da manutenção incremental, o custo de manutenção real normalmente ocorre em função de contratos entre a usina e seus fornecedores, os quais não costumam ser públicos.

7.4. Remuneração de Termoelétricas Operando em Acompanhamento de Carga

Nos próximos anos, o crescimento da carga, o aumento da participação na matriz de usinas renováveis intermitentes e a redução do papel das hidroelétricas, conforme mencionado, tornarão cada vez mais importante a participação do parque termoelétrico na oferta de flexibilidade operativa ao sistema. Porém, para que isso ocorra, é preciso dar a sinalização econômica correta para que os geradores façam os investimentos necessários à operação em regime de acompanhamento de carga e para que eles declarem ao ONS a real flexibilidade que pode ser proporcionada pelos seus equipamentos. Isso requer uma revisão da atual simplificação da representação econômica das termoelétricas, a qual atribui um CVU único a cada UTE, tanto na esfera comercial, como no planejamento da operação, que serve de referência para os custos variáveis em qualquer regime operativo.

A remuneração adequada para termoelétricas novas ou existentes operando, pelo menos ocasionalmente, em modo de acompanhamento de carga precisa cobrir os custos de eventuais investimentos adicionais para proporcionar maior flexibilidade operativa aos equipamentos, bem como deve contemplar os custos variáveis mais altos envolvidos neste padrão de operação. Isso pode ser feito, tanto mediante contratos regulados, como em um mercado físico de energia. Como, a nível mundial, as termoelétricas são principais responsáveis por fornecer flexibilidade operativa ao sistema elétrico, há vários exemplos de ambos os tipos de solução ao redor do mundo. Por outro lado, há vantagens e desvantagens em cada uma das abordagens que precisam ser pesadas para a introdução, no Brasil, de eventuais aperfeiçoamentos na regulação econômica da geração térmica.

Uma solução via contratos regulados é aderente ao modelo comercial brasileiro atual, o qual é baseado em contratos de longo prazo, grande parte deles regulados, e onde mesmo os geradores térmicos sem contratos regulados têm seus custos variáveis unitários aprovados pelo regulador. Entretanto, como será demonstrado, a implementação dos contratos envolve algum grau de sofisticação técnica e é preciso contornar algumas fontes potenciais para assimetria de informação entre o regulador e o regulado, no que diz respeito ao custo efetivo dos combustíveis utilizados, um problema que hoje já existe, e aos custos associados à manutenção incremental, os quais são parte importante dos custos de partida das usinas e, por esta via, dos sobrecustos associados à geração em regime de acompanhamento de carga.

Já a solução via mercado físico de energia pode eliminar, se o mercado for bem desenhado, problemas de assimetria de informação, uma vez que os geradores passam a fazer livremente suas ofertas de preços no mercado de energia, baseados em seus custos efetivos de produção. Este tipo de solução possui, porém, dois problemas importantes. O primeiro deles é o fato de o sistema brasileiro ser baseado em contratos de longo prazo, os quais não são compatíveis com um mercado físico de energia e precisariam ser rescindidos ou aditados, algo que

é extremamente complicado. O segundo problema deriva do fato de o sistema brasileiro ser planejado para conviver com o risco de déficit de oferta de energia. Com isso, sempre poderão ocorrer situações de seca severa, em que, durante um período prolongado, a oferta física de energia seja inferior à demanda. Em tais situações, os geradores terão poder de mercado, isto é, terão a capacidade de impor preços bem acima dos custos de produção, o que é altamente indesejável para qualquer modelo baseado em um mercado físico de energia.

7.4.1. Sinais Econômicos e Arranjos Comerciais em Diferentes Horizontes Temporais

O uso do parque gerador térmico para acompanhamento de carga envolve decisões em vários horizontes temporais, as quais incluem o planejamento dos investimentos no parque gerador (longo prazo), a programação da operação semanal ou diária (curto prazo) e a operação em tempo real do sistema (curtíssimo prazo). Qualquer solução para tornar a remuneração dos geradores mais aderente aos custos e fornecer sinais econômicos adequados aos agentes deve considerar os processos decisórios e os mecanismos comerciais associados aos diversos horizontes temporais.

As decisões de investimento, tratadas aqui, envolvem avaliar a aquisição de equipamentos capazes de proporcionar maior flexibilidade operativa às usinas novas ou existentes. Esse tipo de decisão requer uma previsibilidade de longo prazo para a receita adicional a qual pode ser obtida por usinas com operação mais flexível em relação a usinas que só conseguem fazer manobras em prazos mais dilatados. O sinal econômico para este tipo de decisão pode ser a possibilidade de plantas mais flexíveis auferirem uma receita líquida maior, como ocorre em alguns mercados por capacidade, como o PJM e o New England ISO, que fornecem incentivos econômicos associados à performance do gerador em situações críticas do sistema (CASTRO *et al.*, 2017).

Outra possibilidade é a adoção de um contrato regulado que ofereça ao gerador uma receita adicional que justifique o investimento. No caso brasileiro, um exemplo análogo são os contratos de serviços ancilares de regulação secundária de frequência, os quais remuneram o gerador (hoje, apenas geradores hídricos) pelos investimentos e custos fixos adicionais, envolvidos na instalação de equipamentos de informática e telecomunicações para integrar o Controle Automático de Geração do ONS.

No horizonte temporal de curto prazo, ocorre a programação da operação, em que o despacho das usinas é definido. Em países onde há um mercado físico de energia, a programação normalmente resulta do mercado do dia seguinte e dos leilões de *intraday*. Onde, como no Brasil, o despacho centralizado é decidido pelo Operados do Sistema, a programação é baseada em modelos computacionais. É importante, nestes casos, que o despacho seja feito embasado em custos

variáveis reais e a referência de remuneração para os geradores seja a mais próxima possível do custo real.

Finalmente, em tempo real, o Operador do Sistema precisa assegurar a igualdade entre geração e carga, o que é feito de duas maneiras distintas. Em primeiro lugar, algumas usinas que dispõem de equipamentos de telecontrole participam do Controle Automático de Geração e fornecem ao Operador do Sistema o serviço de regulação de frequência secundária. O CAG varia a potência das usinas telecomandadas de forma que a frequência fique dentro das especificações e os intercâmbios entre subsistemas ocorram nos níveis planejados.

Além destas usinas telecomandadas, o Operador pode reprogramar outras usinas em tempo real, com a finalidade de manter a reserva girante (reserva para aumentar ou diminuir a geração das usinas do CAG) dentro do intervalo seguro. As usinas deste segundo grupo não precisam fazer parte do CAG ou sequer estar sincronizadas no momento. Quando o nível de reserva girante cai por qualquer razão, o Operador solicita que uma usina deste grupo aumente a geração ou inicie o processo de partida, o que trará, como consequência automática, um ajuste para menos da geração das usinas do CAG e a recomposição da reserva girante. A reprogramação também pode ocorrer em sentido contrário, com uma solicitação para que uma usina reduza sua geração em relação ao nível programado, por exemplo, para acomodar uma redução da carga ou um aumento de geração intermitente.

Do ponto de vista comercial, há várias formas de desenhar a contratação e a remuneração da flexibilidade de curtíssimo prazo do parque gerador. No Brasil, há apenas um contrato de regulação secundária de frequência, o qual remunera os custos fixos e o investimento associado ao CAG. Isso faz sentido, na medida em que, aqui, diferente de praticamente todos os outros sistemas, somente hidroelétricas compõem o CAG, estas usinas não possuem custos variáveis e não há lucros cessantes associados a operar quase sempre com folga de potência. Em outros países, em que também há despacho centralizado com programação da operação pelo Operador e onde a flexibilidade operativa de curtíssimo prazo é dada, ao menos em parte, por termoelétricas, há formas mais sofisticadas de remunerar tais serviços, como será apresentado mais abaixo.

Já em lugares onde há um mercado físico de energia, a remuneração da flexibilidade operativa dos geradores costuma depender de um misto de contratos de serviços ancilares (reserva girante ou reserva quente) e de mecanismos de mercado (mercado de balanço). Os contratos de reserva remuneram as usinas pelos lucros cessantes e pelos sobrecustos associados à geração abaixo do ponto de eficiência ótima. No mercado de balanço, os geradores programados a gerar no mercado diário e intradiário fazem ofertas de preços e quantidades para aumentar ou reduzir a geração que pautam, tanto as decisões do CAG, como a reprogramação da geração em tempo real.

A diversidade das abordagens comerciais e regulatórias para tratar da flexibilidade da geração de curtíssimo prazo merece uma abordagem mais detida, a qual será realizada a seguir.

7.4.2. Definição, Formas de Contratação e de Remuneração de Serviços Ancilares

Conforme demonstrado no Capítulo 5, a entrega de energia elétrica ao consumidor, no momento e nas especificações que ele necessita, requer, além da infraestrutura de geração e das redes de transmissão e distribuição, serviços adicionais, os quais compõem um conjunto de serviços denominado como ancilares. Estes serviços frequentemente são objeto de contratação específica, não estando incluídos na comercialização da energia no atacado. A função dos serviços ancilares é garantir o correto funcionamento das redes interligadas, proporcionando a continuidade do fornecimento e o controle dos níveis de tensão e frequência.

Os serviços ancilares mais comuns são reservas (girante, não girante e suplementar), regulação de frequência (primária e secundária), controle de tensão, *black start* (recomposição do sistema após *blackout*) e serviços de proteção. Vale ressaltar que as definições das diversas modalidades de serviços ancilares e as nomenclaturas utilizadas variam muito de acordo com as regras e padrões de cada país e, por isso, a classificação acima é meramente indicativa.

A necessidade de contratação dos serviços ancilares é normalmente baseada em estudos feitos pelo Operador do Sistema, o qual é o responsável pelo funcionamento adequado do sistema elétrico. Os serviços ancilares muitas vezes implicam em custos adicionais ao seu prestador e, portanto, precisam de um esquema de contratação e remuneração adequado. Estes custos decorrem de investimentos associados ao serviço, de lucros cessantes ou de custos variáveis incorridos na sua prestação. Os serviços ancilares podem ser (i) de provisão obrigatória; (ii) objeto de contratos bilaterais com o Operador; ou (iii) adquiridos em um mercado de serviços ancilares, ressaltando-se que pode haver uma combinação destes mecanismos.

No que diz respeito especificamente à geração termoelétrica, alguns dos serviços ancilares envolvem custos variáveis, devido à redução da eficiência na geração, ao maior número de paradas e partidas e ao conseqüente aumento nos custos de manutenção. Isso ocorre, por exemplo, quando o serviço de regulação de frequência secundária é prestado por usinas termoelétricas.

A regulação de frequência secundária permite que o Operador do Sistema disponha de uma reserva de potência de unidades de geração sincronizadas. Tais unidades podem variar a geração em tempo real entre o mínimo e o máximo operativos e, com isso, permitem que o Operador do Sistema ajuste, também em

tempo real, a geração à carga e mantenha a frequência dentro dos padrões técnicos estabelecidos¹⁵.

Um exemplo pode ajudar a entender como funciona a regulação de frequência secundária. Uma usina com capacidade de 1.000 MW, prestando serviço de regulação de frequência secundária, será programada para gerar 800MW, podendo, em tempo real, variar a potência efetiva entre 600MW e 1.000MW, conforme instruções online do Operador do Sistema, através do CAG. Os limites de variação da geração para mais e para menos dependem das características técnicas dos equipamentos e das necessidades no Operador do Sistema. Esta usina terá uma geração semelhante ao Cenário 5, *Load Following*, tratado na Seção 7.3, em que se calculou o sobrecusto para um ciclo combinado e para um ciclo aberto deste tipo de operação.

Um gerador térmico prestando o serviço de regulação de frequência secundária terá que gerar abaixo da plena capacidade, o que implica em uma menor eficiência, em termos de conversão de combustível em eletricidade, e em gastos extras com manobras (partidas e paradas, aumento e diminuição da geração), portanto em um custo unitário de geração maior.

Dependendo do modelo de comercialização de energia adotado em um dado país, o serviço de regulação de frequência secundária pode implicar em um lucro cessante para o gerador, uma vez que a usina se compromete a gerar menos do que pode e, portanto, a produzir e vender menos energia. Nesses modelos regulatórios, o lucro cessante precisa ser compensado financeiramente, caso contrário nenhum gerador térmico se interessará em prestar o serviço. Cabe observar que, em muitas circunstâncias, não há lucro cessante para um gerador hídrico, pois a água que deixa de ser turbinada em um dia pode ser utilizada posteriormente. Finalmente, o gerador pode ter também custos fixos a recuperar com a prestação do serviço, correspondentes à instalação e à manutenção dos equipamentos de telecomunicações e de informática para participar do Controle Automático de Geração.

Em alguns países, há outro serviço associado indiretamente à regulação de frequência secundária, chamado de regulação terciária ou de reserva de regulação. Este serviço é prestado por usinas que não estão sincronizadas no momento ou não estão sequer programadas para operar no curto prazo, mas que podem ser chamadas a operar, tendo, então, a obrigação de sincronizar em um prazo predefinido. Este serviço não implica em custos quando prestado por hidroelétricas,

15 O que na nomenclatura brasileira chamamos de serviço de regulação de frequência secundária é em alguns países dividido em dois serviços distintos. O Operador do Sistema firma contratos com diversos geradores para que eles atuem como *reserva girante*, isto é, para que eles operem abaixo da potência máxima, compensando-os pela perda de eficiência e pelo lucro cessante associado à redução da geração total. Por outro lado, há um mercado de balanço no qual os geradores, inclusive os que possuem contratos de reserva girante, fazem ofertas de preços e quantidades ao Operador para reduzir ou aumentar a geração em tempo real, sendo este segundo serviço remunerado a preço de mercado e conforme o uso efetivo.

razão pela qual esta modalidade de serviço não existe no Brasil, mas pode implicar em custos significativos quando prestado por termelétricas.

Novamente, um exemplo pode ajudar. Em determinado momento, ocorre um desvio da geração ou da carga em relação ao programado, por exemplo, por falha de algum gerador ou por consumo acima do esperado. O Controle Automático de Geração enviará imediatamente instruções a usinas operando para regularem a frequência secundária, com vistas a compensar o desequilíbrio momentâneo, aumentando a geração. Isso acarretará, porém, em uma redução da reserva girante disponível. Dependendo do montante da redução, o Operador do Sistema avaliará que o nível de reserva está abaixo do nível conveniente e solicitará, a uma usina contratada como reserva de regulação, que acione uma unidade de geração que não estava programada para gerar no momento. A entrada em operação desta unidade de geração extra provocará, por sua vez, uma reação do Controle Automático de Geração, o qual reduzirá a geração das usinas que atuam na regulação de frequência secundária, recompondo a margem de reserva girante automaticamente.

O Quadro 1 destaca as formas de contratação e remuneração dos serviços ancilares de reserva girante e de controle secundário de frequência em alguns países¹⁶.

Quadro 1: Formas de Contratação e de Remuneração dos Serviços Ancilares de Reservas e Regulação de Frequência, por País

País	Forma de Contratação	Forma de Remuneração	Tipo	Obs.
Brasil	Via Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA).	Receita pré-definida.	Regulado	-
Chile	Provisão solicitada pelo Operador.	Há uma tarifa regulada específica para a reserva girante que cobre o custo da reserva, o custo marginal horário e o custo unitário de operação da unidade geradora.	Regulado	-
		Para a regulação secundária, também há uma tarifa regulada específica que cobre o custo de investimento, o custo de habilitação, o custo de manutenção adicional e o custo adicional de combustível (caso seja uma usina térmica).		

¹⁶ Para mais detalhes sobre os Serviços Ancilares nos países selecionados, consultar o relatório *Experiências Internacionais de Contratação de Serviços Ancilares*.

China	Provisão solicitada pelo Operador.	As reservas são remuneradas através de uma tarifa calculada pelo regulador.	Regulado	A regulação secundária não é definida como serviço ancilar.
Colômbia	O Operador determina que toda unidade geradora despachada deverá contribuir para a reserva do sistema através de suas próprias plantas ou de contratos bilaterais com outras unidades	A remuneração ocorre pelos custos de entrada em operação das máquinas, não necessariamente de acordo com o mérito e sim por critérios de segurança do sistema.	Regulado (reserva girante)	-
	O Operador determina, também, a quantidade requerida para regulação secundária que é contratada via mercado.	O serviço de regulação secundária é remunerado de acordo com os preços praticados na bolsa de energia.	Mercado (regulação secundária)	-
Coreia do Sul	Unidades de geração são obrigadas a oferecer serviços ancilares de acordo com instruções de despacho do Operador.	No caso da reserva girante, a remuneração ocorre através de uma tarifa regulada. A regulação secundária é remunerada pela real disponibilidade do serviço.	Regulado	-
CAISO	O Operador determina a quantidade requerida dos serviços, em função da demanda esperada, que deve ser contratada via mercado.	O preço é definido no mercado de serviços ancilares através da soma dos preços marginais locais. O preço reflete, portanto, o custo de fornecimento do próximo MW do serviço dentro de uma determinada região.	Mercado	-
PJM	O Operador determina a quantidade dos serviços requeridos que devem ser contratados via mercado ou acordos bilaterais.	As reservas girantes são remuneradas através do Mercado de Reservas. A regulação secundária é remunerada através do Mercado de Regulação.	Mercado	-
		As unidades de geração habilitadas submetem ofertas nestes mercados para prover os serviços. O Operador otimiza as ofertas de acordo com os custos e com as necessidades do sistema.		

NEISO	O Operador determina a quantidade dos serviços requeridos que devem ser contratados via mercado.	Há dois mercados de reservas que se diferenciam de acordo com o horizonte temporal. No Mercado <i>Forward</i> , os preços são calculados de acordo com preço marginal local. Já no Mercado de Tempo Real de Reservas, os preços são calculados com base nas ofertas do Mercado de Tempo Real de Energia.	Mercado	-
		O serviço de regulação secundária é ofertado via mercado e é remunerado através de um <i>clearing price</i> , que inclui dois preços: o da capacidade e o do serviço (em função da velocidade).		
Índia	Provisão solicitada pelo Operador.	As reservas são remuneradas pelos custos fixos e variáveis associados ao serviço (reserva girante).	Regulado	Regulação secundária não é serviço separado.
Japão	Provisão solicitada pelo Operador	As reservas são remuneradas pelos custos de geração associados aos serviços (<i>wheeling charge</i>).	Regulado	Regulação secundária não é serviço separado.
México	O operador determina os serviços requeridos e os participantes devem ser contratados via mercado.	O montante pago pelos serviços de reserva girante e pela regulação secundária de frequência é calculado com base nos preços marginais de despacho.	Mercado	-
Peru	Contratação através de contrato bilateral (base) ou por meio do mercado (ajuste diário).	A remuneração é estabelecida pelas partes, no caso de contrato bilateral, e, em caso de contratação via Mercado, a remuneração equivale ao custo de oportunidade, alocação de reserva e remuneração pelo superávit de reserva.	Regulado	-
Portugal	Via mercado.	Remuneração equivale ao custo da banda de regulação (fixo) + o preço da energia fornecida.	Mercado	-

Reino Unido	A contratação de reserva girante ocorre através de contratos bilaterais, celebrados com o Operador através de licitação.	A reserva girante é remunerada por disponibilidade + utilização.	Regulado	-
	No caso da regulação secundária, sua capacidade de fornecimento é um requisito para que o gerador se conecte ao sistema. O fornecimento deste serviço é, portanto, obrigatório quando solicitado pelo Operador.	A regulação secundária é remunerada por disponibilidade + energia entregue ao sistema.		

Fonte: Elaboração própria.

7.4.3. Determinantes dos Custos Variáveis das Usinas

Independente da abordagem comercial adotada para remunerar os custos variáveis associados à flexibilidade operativa das usinas termoeletricas, a base técnica e matemática para calcular estes custos é a mesma. O custo variável efetivo das usinas decorre, tanto de variáveis ambientais, como do regime de operação da usina. Os principais fatores que influem no custo variável unitário efetivo de uma usina são (GE Power and Water, 2015):

- i. Características técnicas dos equipamentos, tais como classificação da máquina e parâmetros técnicos de desempenho (*heat rate*);
- ii. Características do combustível utilizado (composição química, temperatura de queima e poder calorífico);
- iii. Parâmetros ambientais, como temperatura ambiente, altitude e umidade relativa;
- iv. Regime de despacho da unidade geradora (ex: *base load*, *partial load*, *load following* e *peak load*);
- v. Horas totais de operação;
- vi. Número e tipo de partidas realizado (quentes, mornas e frias) e *ramp-up* das partidas (MW/min);

- vii. Número de *trips*¹⁷ ocorridos;
- viii. Horas equivalentes de operação (*Equivalent Operating Hours* -EOH), em que cada ciclo de partida, dependendo do seu tipo, é equivalente a um número de horas em operação;
- ix. Tempo decorrido após *overhauls* e manutenções; e
- x. Uso de diluentes nas turbinas (água ou injeção de vapor).

Destes fatores, a altitude é fixa para uma dada usina, já a temperatura e a umidade variam constantemente. Mesmo assim, os valores esperados destes parâmetros podem ser estimados com boa precisão para o local da usina. A especificação dos equipamentos e a degradação da performance associada ao tempo de operação após *overhaul* são dados fornecidos pelos fabricantes, que costumam ser públicos e podem ser auditados.

Em um mercado físico de energia, cada gerador fará ofertas de preço para gerar, baseadas em contas feitas sobre os dados técnicos e econômicos reais de sua usina. Como o gerador conhece os equipamentos de que dispõe e seus custos de manutenção, as estimativas dos custos variáveis que embasam as ofertas de preço tendem a ser bastante precisas.

Permanecem, porém, algumas incertezas. O rendimento das unidades geradoras pode sofrer pequenas variações se a temperatura e a umidade esperadas divergirem das estimativas. Entretanto, o erro será, em média, muito pequeno, pois normalmente é possível fazer boas estimativas destes parâmetros de véspera. Já o custo de manutenção incremental pode ser mais difícil de estimar, sobretudo a parte relativa a um *overhaul* da central. A incerteza, aqui, diz respeito ao custo de uma revisão completa, a qual, talvez, seja feita só em alguns anos, mas também ao valor presente deste custo, o qual depende de quanto tempo transcorrerá até a referida revisão, algo que está sujeito, tanto ao fator de utilização da usina, como ao número de ciclos de partida e parada.

Em um modelo em que a remuneração do gerador é definida pelo regulador ou por contratos regulados, é possível estimar o efeito do despacho por acompanhamento de carga nos custos variáveis de geração. A tendência, porém, é que a incerteza seja maior e o trabalho envolvido da parte do regulador seja considerável.

Em primeiro lugar, embora seja possível levantar os parâmetros técnicos de cada usina, trata-se de tarefa laboriosa, seja ela feita diretamente pelo regulador ou por terceiros com aprovação do mesmo. Em segundo lugar e mais importante, há parâmetros relevantes, notadamente os custos de manutenção incrementais e de *overhaul*, que dependem, em última instância, de informações de fornecedores

¹⁷ Cada turbina também é equipada com atuadores de emergência que entram em ação em condições específicas. Assim, um desligamento não planejado ou de emergência de uma turbina é conhecido como uma "*trip* de turbina" e cada evento de *trip* implica em desgaste extra dos equipamentos.

de equipamentos e de serviços de manutenção. Tais fornecedores, por sua vez, não são agentes regulados e não possuem a obrigação de prestar contas ao regulador. Há, portanto, um potencial para assimetria de informação, pois o gerador tende a ter melhores condições para estimar estes importantes parâmetros do que o regulador. Na verdade, os grandes fornecedores de equipamentos para geração térmica têm poder de mercado sobre seus clientes, pois estes precisam seguir programas de manutenção definidos pelos fabricantes, que também são prestadores de serviços.

O que normalmente é feito internacionalmente para contornar a assimetria de informação é estabelecer valores regulatórios para alguns parâmetros, por exemplo, para os custos partida ou, mais genericamente, para os custos de manutenção incremental. Estes custos regulatórios podem ser baseados em levantamentos de dados do parque gerador existente ou podem fazer referência à vasta literatura internacional sobre custos de geração térmica, como apresentado na Seção 7.3. Um exemplo do caso chileno pode ser ilustrativo.

Os serviços ancilares, no Chile, estão sob a regulamentação do Decreto Supremo nº 130/2011, que estabelece as disposições aplicáveis aos serviços ancilares com que deverá contar cada sistema elétrico para a coordenação da operação do sistema. Conforme definido neste decreto, são os Centros de Despacho Econômico de Carga (CDEC) dos sistemas elétricos do Chile os responsáveis por definir, administrar e operar os serviços ancilares. Para isso, o CDEC deve identificar os recursos existentes e disponíveis no sistema, além de determinar a instalação ou habilitação obrigatória dos equipamentos pertinentes para a operação destes serviços.

Em relação à contratação dos serviços ancilares, merece destaque o fato de que seu fornecimento, no Setor Elétrico Chileno, é realizado através de provisão obrigatória. Como decorrência, a remuneração por estes serviços é feita através de uma tarifa regulada e cada categoria de serviço possui uma metodologia específica de cálculo de sua remuneração correspondente.

No caso dos controles primário e secundário de frequência, a remuneração considerará o custo de investimento, o custo de habilitação, o custo de manutenção adicional e o custo adicional de combustível, este último aplicável somente caso o serviço seja prestado por uma usina térmica. Os três primeiros custos são determinados a partir de uma análise regulatória realizada pelo CDEC. Por sua vez, o custo de combustível adicional é determinado a partir das curvas de consumo específicas para cada unidade.

Assim, a remuneração pelos serviços de controle de frequência, no Chile, é realizada conforme a equação a seguir:

$$RSRF_j = \frac{ACIH_j + CAAM_j}{12} + CCA_j$$

$RSRF_j$ - Remuneração mensal correspondente a unidade de geração j , expressa em USD

$ACIH_j$ - Anualidade do custo de investimento e/ou habilitação correspondente às instalações da unidade de geração j expressa em USD/ano

$CAAM_j$ - Custo anual de manutenção das instalações geradoras j determinado a partir do estudo de custos vigente, expresso em USD/ano.

CCA_j - Custo de combustível adicional, correspondente a unidade geradora j devido a prestação do serviço, expresso em USD

Como se observa nesta equação, a primeira parcela faz referência à remuneração do investimento e à manutenção dos equipamentos, independentemente das horas de fornecimento do serviço. Já a remuneração do custo de combustível possui relação direta com as horas de fornecimento mensais do serviço de controle de frequência. Como este serviço pode ser fornecido, tanto por usinas térmicas, quanto por hídricas, e como a estrutura de custos dessas tecnologias são distintas entre si, a parcela relativa ao custo de combustível adicional possui duas metodologias diferentes para o cálculo do combustível adicional. A seguir, detalha-se a metodologia aplicada às usinas termoeletricas:

$$CCA_j = \sum_{h=1}^{htot} CC_{j,h} \cdot \text{Máx}[(CE_{j,h} - CE_{pmax,j,h}); 0] \cdot E_{j,h}$$

CCA_j - Custo de combustível adicional, correspondente a unidade geradora j devido a prestação do serviço, expresso em USD

$CC_{j,h}$ - Custo unitário de combustível da unidade geradora j na hora h , levando em consideração a programação diária correspondente, expresso em USD

$CE_{j,h}$ - Consumo específico da unidade geradora j correspondente à potência média efetivamente despachada na hora h (MWh)

$CE_{pmax,j,h}$ - Consumo específico da unidade geradora j correspondente à potência máxima informada na hora h (MWh)

$E_{j,h}$ - Energia ativa injetada pela unidade geradora j na hora h para a prestação do serviço ancilar (MWh)

$htot$ - Total de horas do mês

7.5. Alternativa para Remuneração da Flexibilidade Operativa como Serviço Ancilar

A necessidade de contratação com maior flexibilidade operativa para o parque gerador térmico brasileiro possui duas dimensões distintas, referentes à programação da operação e à operação em tempo real. Do ponto de vista da programação da operação, o ONS e o modelo comercial representam os custos variáveis das termoeletricas como independentes do regime operativo, o que, conforme os resultados da modelagem técnico-econômica apresentada na Seção 7.3.3, pode implicar em uma margem de erro considerável. No caso da operação de ponta, com partidas diárias e geração por período de três horas, o custo efetivo varia, em comparação a um despacho na base, em mais de 20%, para uma usina a gás em ciclo combinado, e em mais de 15%, para uma usina a gás em ciclo aberto.

Este tipo de imprecisão não causou maiores transtornos até hoje, em parte devido ao fato de, historicamente, ser raro programar térmicas para partida diária e em parte devido à declaração de muitos agentes de um intervalo mínimo entre partidas, o que previne o uso das usinas em uma estratégia operativa que gere custos adicionais não remunerados.

Na experiência internacional, problemas relacionados às duas dimensões temporais tendem a ser tratados separadamente sempre que há um mercado físico de energia. A programação da operação é fruto do mercado diário e intradiário, já a operação de curtíssimo prazo é realizada por uma combinação de contratos de serviços ancilares e o mercado em tempo real. Em países que privilegiam a remuneração regulada, ora a remuneração dentro das duas situações é tratada conjuntamente, ora a contratação de serviços que envolvem flexibilidade operativa de curtíssimo prazo é realizada via serviços ancilares.

Uma opção para tornar, no caso brasileiro, as receitas das termoeletricas aderentes a seus custos para operação em acompanhamento de carga é a criação de um novo serviço ancilar, qual seja, o acompanhamento de carga (*load following*) para termoeletricas. Os contratos atuais de venda de energia elétrica seriam mantidos e os geradores termoeletricos celebrariam contratos de prestação de serviços ancilares, na modalidade acompanhamento de carga, com o ONS, conforme estudos realizados periodicamente pelo Operador.

Através destes contratos, o gerador termoeletrico faz jus a uma remuneração adicional caso se mostre necessário despacha-lo em modo de acompanhamento de carga, seja na programação diária, seja em tempo real, isto é, com partidas e paradas frequentes e variações de potência. Além disso, um contrato poderia remunerar eventuais investimentos necessários para a prestação dos serviços. A remuneração variável do contrato de serviços ancilares por acompanhamento da carga ocorreria conforme o uso e segundo uma regra específica, capaz de cobrir os sobrecustos incorridos pelo despacho nesta modalidade. Já a remuneração fixa dependeria de investimentos necessários

à prestação do serviço e teria que ser garantida por um prazo compatível com o retorno do investimento.

Com a possibilidade de celebração de contratos de serviços ancilares de acompanhamento de carga com o Operador do Sistema, seriam criados incentivos econômicos para que os geradores térmicos aumentassem sua declaração de flexibilidade ao ONS e, em alguns casos, até investissem para expandir a sua flexibilidade.

O contrato envolveria o levantamento de parâmetros técnicos da usina e a definição de parâmetros regulatórios, dentre os quais os principais são o custo de partida associado aquele tipo de máquina e uma franquia mensal. No que diz respeito ao custo de partida, ele pode ser estimado para uma planta específica. Mas, provavelmente, o mais recomendável, do ponto de vista prático, é estabelecer parâmetros para classes de usinas com base em levantamentos atualizados periodicamente ou em referências internacionais.

O estabelecimento de uma franquia destina-se a considerar que o cálculo do CVU declarado pelo agente seguramente já inclui alguma previsão para partidas e, eventualmente, para a operação com geração parcial. Caberia, aqui, ao regulador arbitrar uma franquia, isto é, um valor em termos de sobrecustos mensais que não faria jus a remuneração.

Em caso de sobrecustos mensais superiores à franquia, o gerador tem direito a receber uma remuneração pelos custos adicionais, pré-definidos nos Contratos Regulados. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica é responsável pela operação deste mecanismo e os recursos são oriundos dos Encargos de Serviços do Sistema. Por outro lado, nas situações em que os sobrecustos mensais são inferiores à franquia, o gerador não tem direito a recebimentos.

7.6. Referências Bibliográficas

ABEEÓLICA, Associação Brasileira de Energia Eólica. *Dados Mensais – outubro de 2017*. São Paulo: ABEEólica, 2017. Disponível em: <http://www.abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2017/10/Dados-Mensais-ABEEolica-10.2017.pdf>. Acesso em: 11 de novembro de 2017.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Nota Técnica nº 052, de 26 de agosto de 2014*. Brasília: 2014.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Homologatória nº 2.013, de 16 de dezembro de 2015*. Brasília: 2015b.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 265, de 10 de junho de 2003*. Brasília: 2003.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa nº 697, de 16 de dezembro de 2015*. Brasília: 2015a.

BARROS, Regiane. *Despacho de um Arranjo Hidro-Eólico Incluso em um Sistema Coordenado Centralmente: Modelo Híbrido de Otimização com Meta-Heurísticas*. 182 f. Tese (Doutorado) - Curso de Planejamento de Sistemas Energéticos, Universidade Estadual de Campinas. Campinas: 2015.

BRANDÃO, Roberto; OLIVEIRA, Vanessa Reich de; DORADO, Paola; VARDIERO, Pedro; CARVALHO, Ivo. *Análise do Mercado de Serviços Ancilares de Portugal: Implicações para o Caso Brasileiro*. In: 6th Latin American Energy Economics Meeting: *New Energy Landscape: Impacts for Latin America*. 2017, Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: ELAEE, 2017. p. 1 - 12.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de Azevedo. *Considerações sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro*. Textos de Discussão do Setor Elétrico nº 15. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, 2010.

CASTRO, Nivalde José; BRANDÃO, Roberto; DANTAS, Guilherme de Azevedo; VARDIERO, Pedro; DORADO, Paola. *Análise Comparativa Internacional e Desenhos de Mercados Atacadistas de Energia*. Textos de Discussão do Setor Elétrico nº 75. Rio de Janeiro: GESEL/IE/UFRJ, 2017.

DALL'ORTO, Celso. *Análise da Redução do Horizonte de Planejamento da Operação no Modelo Computacional de Médio Prazo (2017)*. 106 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá. Itajubá: 2017.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Balço Energético Nacional 2017: Ano Base 2016*. Rio de Janeiro: EPE, 2017a.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2026*. Rio de Janeiro: EPE, 2017b.

GE Power and Water (2015). *Heavy-Duty Gas Turbine Operating and Maintenance Considerations - GER-3620M (02/15)*. Atlanta, GA: General Electric.

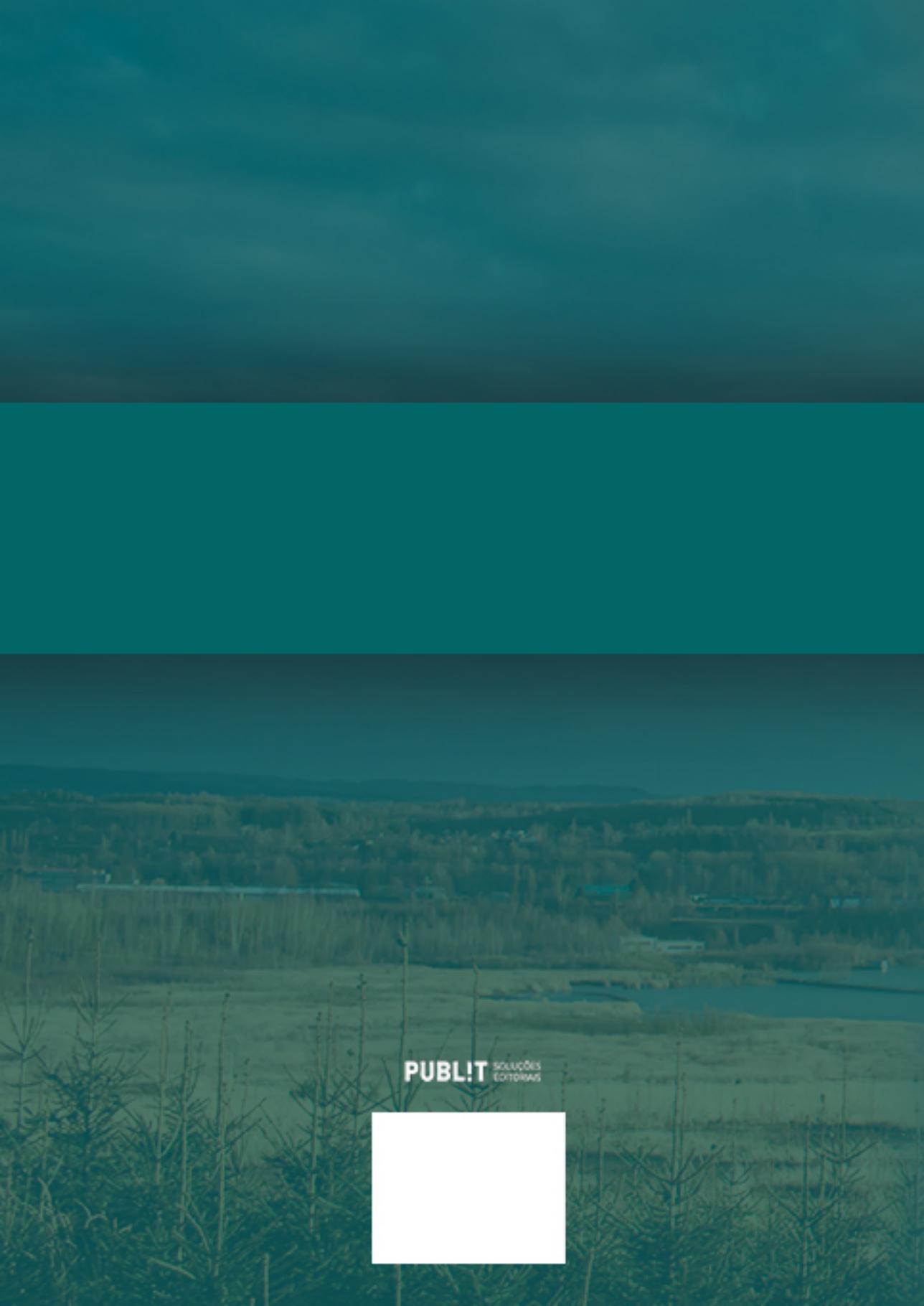
INTERTEC (2012) - National Renewable Energy Laboratory, Western Electricity Coordinating Council. *Power Plant Cycling Costs*. Houston.

Marini, B. (2014). *Advanced Gas Powered Generation as Clean, Efficient, Partner with Renewables*. Siemens.

MME, Ministério de Minas e Energia. *Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE - Proposta de Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico*. Brasília: 2017.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Serviços Ancilares, Contratos de Prestação de Serviços Ancilares*. Rio de Janeiro: 2017. Disponível em: http://www.ons.org.br/administracao_transmissao/servicos_ancilares.aspx. Acesso em: 11 de novembro de 2017.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Submódulo 14.1 - Administração dos Serviços Ancilares: Visão Geral dos Procedimentos de Rede do ONS*. Rio de Janeiro: 2009. Disponível em: http://apps05.ons.org.br/procedimentorede/procedimento_rede/procedimento_rede.aspx. Acesso em: 11 de novembro de 2017.



PUBLIT SOLUÇÕES
EDITORIAS

