

2018

PROPOSTAS DA INDÚSTRIA

PARA AS ELEIÇÕES

**TÉRMICAS NA BASE:
A ESCOLHA INEVITÁVEL**

INFRAESTRUTURA

29



Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA

TÉRMICAS NA BASE: A ESCOLHA INEVITÁVEL

INFRAESTRUTURA

| 29

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI

Robson Braga de Andrade
Presidente

Paulo Antonio Skaf
1º Vice-presidente

Antônio Carlos da Silva
2º Vice-presidente

Paulo Afonso Ferreira
3º Vice-presidente

Paulo Gilberto Fernandes Tigre
Flavio José Cavalcanti de Azevedo

Glauco José Côrte

Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira

Edson Luiz Campagnolo

Jorge Parente Frota Júnior

Eduardo Prado de Oliveira

Jandir José Milan

José Conrado Azevedo Santos

Antonio José de Moraes Souza Filho

Marcos Guerra

Olavo Machado Júnior

Vice-presidentes

Francisco de Assis Benevides Gadelha
1º Diretor financeiro

José Carlos Lyra de Andrade
2º Diretor financeiro

Alexandre Herculano Coelho de Souza Furlan
3º Diretor financeiro

Jorge Wicks Côrte Real
1º Diretor secretário

Sérgio Marcolino Longen
2º Diretor secretário

Antonio Rocha da Silva
3º Diretor secretário

Heitor José Müller

Carlos Mariani Bittencourt

Amaro Sales de Araújo

Pedro Alves de Oliveira

Edilson Baldez das Neves

Roberto Proença de Macêdo

Roberto Magno Martins Pires

Rivaldo Fernandes Neves

Denis Roberto Baú

Carlos Takashi Sasai

João Francisco Salomão

Julio Augusto Miranda Filho

Roberto Cavalcanti Ribeiro

Ricardo Essinger

Diretores

CONSELHO FISCAL

João Oliveira de Albuquerque

José da Silva Nogueira Filho

Francisco de Sales Alencar

Titulares

Célio Batista Alves

José Francisco Veloso Ribeiro

Clerlânio Fernandes de Holanda

Suplentes

TÉRMICAS NA BASE: A ESCOLHA INEVITÁVEL

INFRAESTRUTURA

29

2018

PROPOSTAS DA INDÚSTRIA

PARA AS ELEIÇÕES



Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA

© 2018. CNI – Confederação Nacional da Indústria.

Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

CNI

Diretoria de Relações Institucionais – DRI

FICHA CATALOGRÁFICA

C748t

Confederação Nacional da Indústria.

Térmicas na base : a escolha inevitável / Confederação Nacional da Indústria. – Brasília : CNI, 2018.

118 p. : il. – (Propostas da indústria eleições 2018 ; v. 29)

ISBN 978-85-7957-176-3

1. Sistema Elétrico. 2. Geração Térmica. 3. Agenda Regulatória.

I. Título.

CDU: 621.31

CNI

Confederação Nacional da Indústria

Sede

Setor Bancário Norte

Quadra 1 – Bloco C

Edifício Roberto Simonsen

70040-903 – Brasília – DF

Tel.: (61) 3317-9000

Fax: (61) 3317-9994

<http://www.portaldaindustria.com.br/cni/>

Serviço de Atendimento ao Cliente – SAC

Tels.: (61) 3317-9989 / 3317-9992

sac@cni.com.br



2018
PROPOSTAS DA INDÚSTRIA
PARA AS ELEIÇÕES

SUMÁRIO

RESUMO EXECUTIVO	11
1 MOTIVAÇÕES E OBJETIVOS.....	13
2 CONTEXTO E PERSPECTIVAS DO SETOR ELÉTRICO	15
2.1 Características e especificidades do sistema elétrico brasileiro	15
2.2 Limitações para a expansão da geração hidrelétrica no Brasil	21
2.3 Sistema em transformação	27
2.4 Setor elétrico em crise	31
3 PAPEL DAS TÉRMICAS A GÁS NATURAL NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	35
3.1 Evolução da geração termelétrica a gás natural no Brasil	36
3.2 Contratação de térmicas no atual modelo institucional do setor elétrico.....	42
3.3 Entraves a investimento de termelétricas a gás naturalno Brasil.....	49
3.4 Planejamento desintegrado do setor elétrico e de gás natural.....	53
3.5 Inadequação do parque térmico contratado	57
3.6 Implicações da contratação térmica atual para a indústria do gás natural	66
4 TÉRMICAS E RENOVÁVEIS: SUBSTITUTAS OU COMPLEMENTARES?.....	75
4.1 O protagonismo das renováveis e a maior demanda por flexibilidade	75
4.2 Novo papel dos reservatórios com térmicas na base.....	81
4.3 Impacto potencial de térmicas na base nas emissões de CO ₂	85
5 AGENDA DE REFORMAS PARA MELHORAR A ATRATIVIDADE E A COMPETITIVIDADE DA GERAÇÃO TÉRMICA	95
5.1 Redução dos riscos dos empreendimentos térmicos.....	96
5.2 Mudanças regulatórias para entrada de térmicas na base do sistema	99
5.3 Integração dos planejamentos do setor elétrico e do gás natural	102
5.4 Termelétricas Estruturantes a Gás Natural.....	103
REFERÊNCIAS	109
LISTA DAS PROPOSTAS DA INDÚSTRIA PARA AS ELEIÇÕES 2018.....	117



APRESENTAÇÃO

O Brasil levará mais de meio século para alcançar o produto *per capita* de países desenvolvidos, mantida a taxa média de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) nacional registrada nos últimos 10 anos, que foi de apenas 1,6%.

O desafio para o país será de, pelo menos, dobrar a taxa de crescimento do PIB nos próximos anos. Para tanto, não se poderá repetir erros de política que reduzam o potencial de expansão – o que inclui ter uma agenda coerente de reformas econômicas e institucionais.

Mudanças de governo são ocasiões especiais para uma reflexão sobre os objetivos e as estratégias nacionais. São, também, oportunidades para o país sair da zona de conforto e aumentar sua ambição de desenvolvimento.

As eleições de 2018 têm uma característica singular, que reforça o sentido dessa ambição. O fim do mandato do próximo presidente e dos parlamentares vai coincidir com o 200º aniversário da independência do Brasil.

É preciso aproveitar esse marco para estimular ações que eliminem os principais obstáculos ao crescimento no país e contribuam para construir uma indústria competitiva, inovadora, global e sustentável.

O *Mapa Estratégico da Indústria 2018-2022*, lançado pela Confederação Nacional da Indústria (CNI) no início do ano, apresenta uma agenda para aumentar a competitividade da indústria e do Brasil, e para elevar o bem-estar da população ao nível dos países desenvolvidos.

Com base nas prioridades identificadas no Mapa, a CNI oferece 43 estudos, relacionados aos fatores-chave da competitividade. Os documentos analisam os entraves e apresentam soluções para os principais problemas nacionais.

A infraestrutura é um dos principais entraves à competitividade. O Estado não conseguirá elevar os investimentos nessa área, ao nível necessário, sem a participação do setor privado. Para tanto, é preciso ter regras claras e estáveis, além de um sistema regulatório eficiente e profissionalizado.

O padrão atual de expansão da base de geração elétrica tem aumentado a incerteza com relação à disponibilidade de energia e ao preço. A restrição na oferta é uma das principais causas das tarifas elevadas e, conseqüentemente, da menor competitividade da indústria.

Este documento mostra a importância dos investimentos em usinas termoelétricas de baixo custo para compor a base do sistema elétrico nacional. Com o uso do gás natural como combustível, será possível prover estabilidade sem afetar, significativamente, a vantagem comparativa do país por dispor de uma matriz energética limpa.

Robson Braga de Andrade

Presidente da CNI

RESUMO EXECUTIVO

A energia elétrica, que antes era um fator favorável à competitividade da indústria brasileira, agora reduz a competitividade, em razão do preço elevado e da baixa qualidade. Segundo a CNI (2016), as falhas no fornecimento de energia causam prejuízos significativos a 67% das empresas industriais, que utilizam principalmente energia elétrica em seu processo produtivo. O País precisa de segurança no abastecimento e de preços estáveis e competitivos.

O padrão de expansão da matriz de geração brasileira, baseado em fontes hidrelétricas, apresenta sinais de esgotamento. Isso se deve à dificuldade de construção de novas usinas com reservatórios de armazenamento e à penetração das novas energias renováveis intermitentes, notadamente as fontes eólica e solar.

Esse cenário aumenta a dependência de fontes despacháveis, como as termelétricas a gás natural, o que resulta em custos insustentáveis em cenários cada vez mais prováveis de despacho térmico frequente e duradouro. Isso porque, no Brasil, as termelétricas são tradicionalmente concebidas para complementar a geração hidráulica.

O parque térmico brasileiro é majoritariamente composto por unidades flexíveis, usinas de reserva ou emergencial, que não possuem geração mínima obrigatória. São unidades que têm baixos custos fixos, mas elevados custos variáveis, sendo que seu uso por períodos prolongados resulta em preços elevados.

O elevado custo variável das térmicas flexíveis acaba determinando o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que é a referência de preço para o mercado livre de energia, com impactos importantes para a competitividade do setor industrial.

A inserção das usinas termelétricas a gás natural no sistema elétrico brasileiro atual é dificultada pela metodologia de contratação, que impõe riscos elevados aos projetos. Além disso, a metodologia do cálculo do Índice Custo-Benefício (ICB) possui viés pró-flexibilidade, decorrente do paradigma operativo do setor elétrico brasileiro, que prioriza o uso dos reservatórios hídricos, a fim de evitar vertimentos futuros e gastos com combustível.

O parque termelétrico contratado, predominantemente flexível, também gera imprevisibilidade ao setor de gás natural. A insegurança com relação à demanda por gás dificulta a viabilização dos projetos de exploração e produção e de transporte, que exigem garantia financeira estável para diluir os investimentos.

A viabilização de centrais mais inflexíveis, respaldadas por contratos de combustível de longo prazo menos custosos, é fundamental para a sustentabilidade futura do setor elétrico nacional, além de contribuir para o maior aproveitamento de recursos de gás domésticos mais competitivos.

Recomendações

1. **Desenvolver mudanças regulatórias para a entrada de térmicas na base do sistema**, mediante a adequada valorização dos reservatórios hídricos, com base na introdução de novos critérios operativos e de remuneração às hidrelétricas e a reformulação do ICB.
2. **Promover térmicas estruturantes**, por meio de um planejamento determinativo, selecionando projetos térmicos voltados para operação na base da carga, com localização específica, coerente com a expansão eficiente do Sistema Interligado Nacional (SIN) e da rede de gasodutos domésticos, contribuindo para o desenvolvimento da indústria de gás natural nacional e a redução da dependência energética.
3. **Integrar os planejamentos do setor elétrico e do gás natural**, por meio da consideração das demandas termelétricas potenciais no planejamento do setor de transporte de gás, bem como na indicação de locais desejáveis de expansão térmica no planejamento do setor elétrico.
4. **Reduzir os Riscos dos Empreendimentos Térmicos**, por meio de mudanças regulatórias, tais como: ampliação do limite de inflexibilidade operativa; comprovação anual de reserva girante para o horizonte de cinco anos; revisão das penalidades por indisponibilidade temporária de combustível; revisão da metodologia do ICB; e sazonalização da inflexibilidade e do Custo Variável Unitário (CVU), com declaração anual.

1 MOTIVAÇÕES E OBJETIVOS

A energia elétrica, antes um fator favorável à competitividade da indústria brasileira, agora reduz seu peso, em razão do preço elevado e da baixa qualidade. Segundo a CNI (2016), as falhas no fornecimento de energia causam prejuízos significativos a 67% das empresas industriais, que utilizam principalmente energia elétrica em seu processo produtivo. O País precisa de segurança no abastecimento e de preços estáveis e competitivos.

O desenvolvimento do sistema elétrico brasileiro valeu-se da construção e operação de usinas hidrelétricas associadas a reservatórios com capacidade de regulação hídrica plurianual. Essa característica garantiu um custo de atendimento relativamente mais baixo que o da geração a partir de fontes térmicas. Para tanto, foi necessário investir fortemente em linhas de transmissão, para viabilizar o deslocamento de reservas energéticas entre as grandes regiões do País.

A contribuição térmica de maior custo era considerada coadjuvante no leque de fontes geradoras, entrando em serviço somente nos períodos de ponta de carga ou de estiagem severa.

Esse padrão de expansão do setor elétrico apresenta sinais de esgotamento, com a entrada em operação de hidrelétricas sem capacidade de armazenar água, além do desenvolvimento de fontes renováveis intermitentes (eólica e solar). A combinação de reservatórios relativamente menos significativos e a intermitência das fontes renováveis geram maior demanda por fontes despacháveis¹, para garantir a segurança do abastecimento. A utilização mais frequente das térmicas, com perfil orientado para a complementação da geração hidrelétrica, gera impactos negativos importantes para o setor elétrico e a economia nacional.

O período de estiagem, iniciado em 2012, colocou em foco as implicações técnicas e econômicas da crescente necessidade de complementação térmica. O acionamento das termelétricas, com elevados custos variáveis por um período prolongado, causou forte elevação do preço da energia elétrica e ônus excessivo para os consumidores.

A geração elétrica acaba não contribuindo para o desenvolvimento da oferta de gás natural no Brasil. A contratação de termelétricas flexíveis por disponibilidade, com elevado grau de incerteza sobre o período e o nível de despacho, requer uma

1. Fontes Despacháveis: são aquelas em que há controle dos momentos de geração, independentemente das condições climáticas locais. Usinas térmicas e hidrelétricas são exemplos de fontes de energia despachável, porque podem produzir energia constantemente.

oferta de combustível flexível. Para tanto, o combustível deve ser adquirido no mercado *spot*, sujeito a variações de preço. Por sua vez, o mercado de gás doméstico não apresenta maturidade suficiente para ofertar gás natural de maneira flexível. Dessa forma, o País vem aumentando suas importações de Gás Natural Liquefeito (GNL) como maneira de garantir a flexibilidade de oferta exigida pelo setor elétrico.

O repasse integral das incertezas quanto ao consumo de gás natural pelo sistema elétrico brasileiro dificulta o planejamento energético e, consequentemente, a inclusão do suprimento de gás natural na matriz de geração de eletricidade. O setor de gás natural exibe potencial exploratório que pode representar um grande ganho econômico para o País. Entretanto, seu aproveitamento requer políticas públicas comprometidas com a definição de clientes preferenciais, para os quais as térmicas podem desempenhar relevante papel.

Portanto, é importante avaliar a alteração da política de contratação da geração termelétrica no Brasil, visando contribuir para a maior segurança de abastecimento de energia elétrica, além de estimular novos investimentos na oferta doméstica de gás natural.

No presente estudo, serão avaliados:

- o atual contexto de atendimento à demanda de energia elétrica no Brasil e as perspectivas para os próximos anos;
- as limitações atuais para a expansão da geração hidrelétrica;
- a atual forma de contratação da geração termelétrica nos Leilões de Energia Nova, enfatizando os custos e a segurança energética;
- as dificuldades para garantia de suprimento sem uma robusta geração de base;
- a complementaridade das fontes térmicas com fontes de geração intermitente (solar e eólica) e as vantagens inerentes a essa combinação; e
- as implicações das metas assumidas pelo Brasil durante a COP 21, visando incrementar a utilização de geração térmica na base.

A partir da análise das questões acima mencionadas, o estudo apresenta uma agenda de propostas para uma política específica de estímulos a novos investimentos em fontes térmicas de baixo custo operando na base.

2 CONTEXTO E PERSPECTIVAS DO SETOR ELÉTRICO

O sistema elétrico brasileiro detém especificidades relevantes que demandam coordenação elevada. A predominância hidráulica, o amplo Sistema Interligado Nacional (SIN) e a disposição de reservatórios hídricos condicionaram as escolhas para a expansão do sistema elétrico. Nesse cenário, grande parte da complementação termelétrica foi estruturada para ser flexível, atuando como *backup* em circunstâncias hidrológicas críticas.

O sistema elétrico brasileiro encontra-se em transformação. A capacidade máxima dos reservatórios hídricos do sistema mantém-se estagnada, ao mesmo tempo em que se assiste a uma elevação gradual da carga. A projeção da matriz de geração no longo prazo não apenas confirma as dificuldades de ampliação da reserva hídrica, como também aponta para maior variabilidade e imprevisibilidade na oferta de energia, com o aproveitamento de usinas a fio d'água (sem reservatórios de armazenagem) e com a penetração das novas energias renováveis intermitentes, notadamente as fontes eólica e solar. Nesse horizonte, a perda gradativa do grau de regularização dos reservatórios aponta para deplecionamento² anual cada vez mais rápido e acentuado, demandando maior geração termelétrica para garantir o suprimento e recompor os níveis de armazenamento.

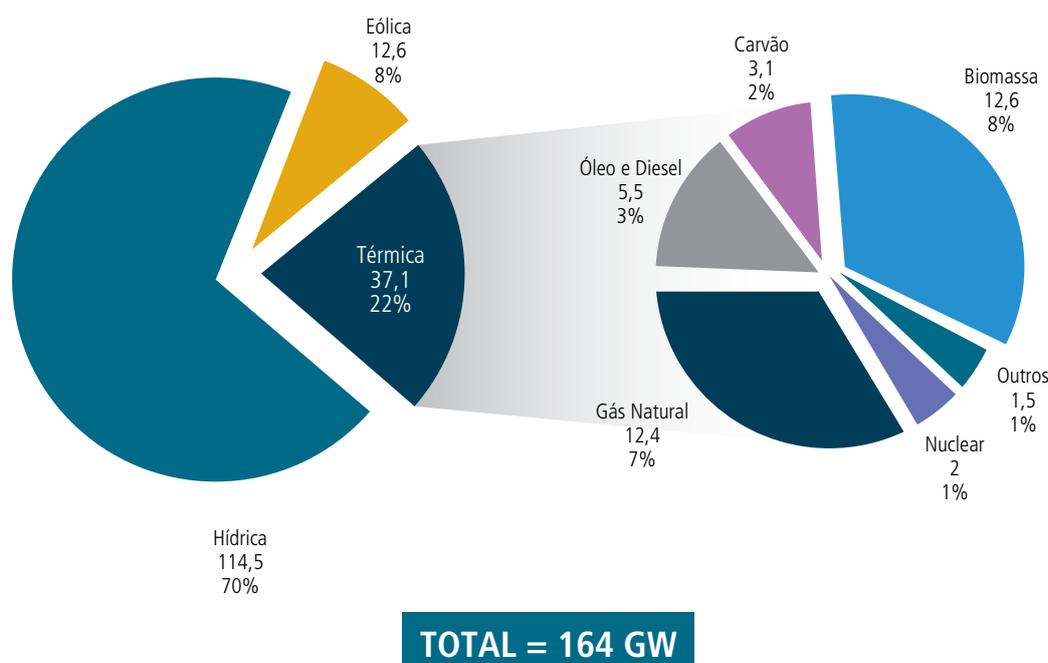
2.1 Características e especificidades do sistema elétrico brasileiro

Em julho de 2016, o parque gerador brasileiro contava com 158 GW de capacidade instalada, segundo a CCEE (2016). As fontes renováveis representam 85% da matriz elétrica, sendo 71% hídrica, 7% biomassa e 6% eólica. A participação termelétrica alcança 23%, sendo 13% provenientes de combustíveis fósseis. O gás natural se destaca como a fonte termelétrica mais importante, contribuindo com cerca de 8% da potência instalada. Térmicas movidas a óleo combustível e a diesel representam 4% do total, enquanto as movidas a carvão correspondem a apenas 2% e as nucleares, 1% (Gráfico 1).

2. Deplecionamento: nas atividades de engenharia de reservatório é utilizado o termo "deplecionar" ou "depleção" do reservatório para relacionar o nível de água armazenado.

O Brasil apresenta consumo *per capita* de eletricidade ainda reduzido (2.571 kWh/habitante em 2015), compatível com o nível de países em desenvolvimento. Dessa forma, o sistema brasileiro requer expansão significativa e persistente da capacidade instalada, para fazer frente à elevação da carga.

Gráfico 1 – Capacidade instalada do SIN (julho/2016) (GW)

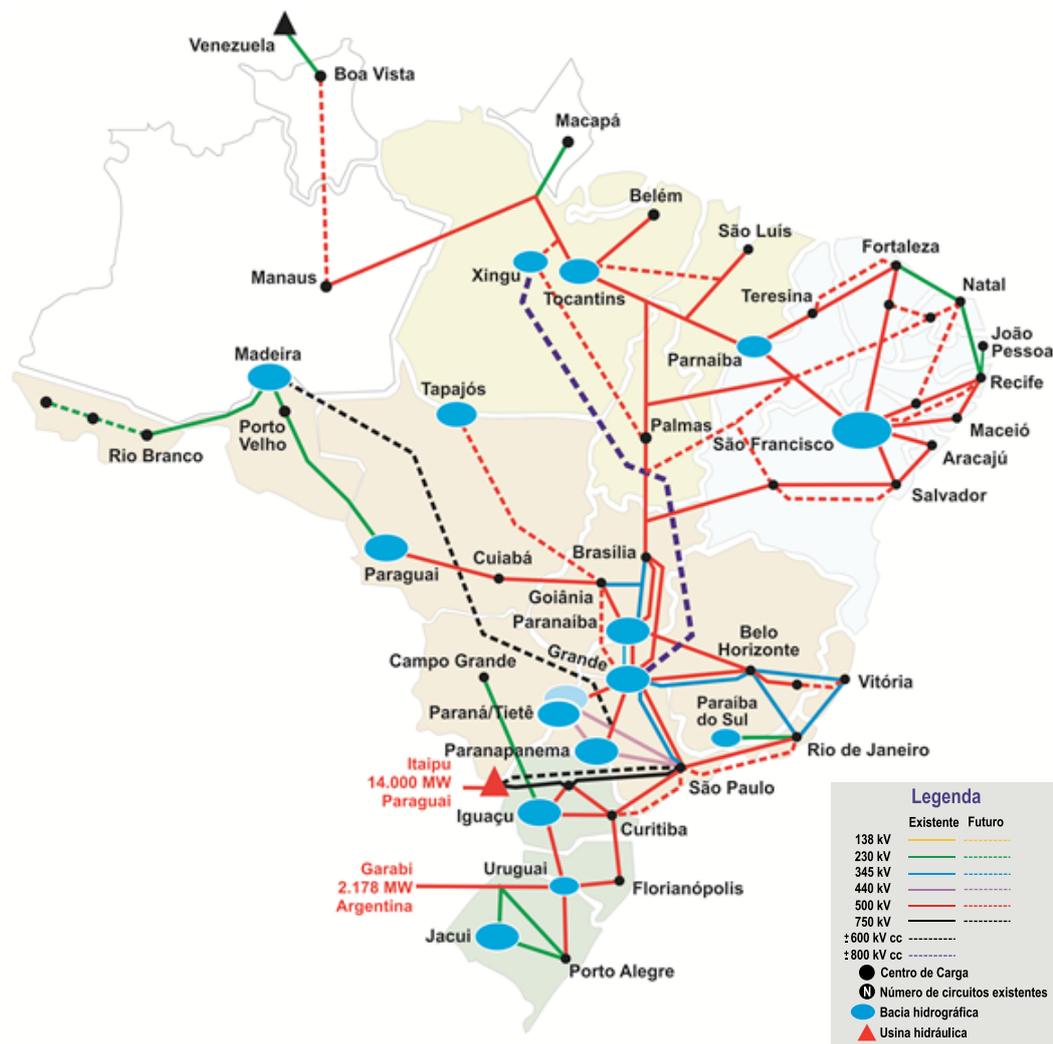


Fonte: Elaboração própria, com base em dados da CCEE (2016).

O desenvolvimento do setor elétrico brasileiro estruturou-se em torno do aproveitamento de seu privilegiado potencial hidrelétrico. Contando com extensos rios de planalto, as hidrelétricas foram concebidas com grandes reservatórios de armazenagem, capazes de regularizar a grande variabilidade das aflúncias tropicais. Para permitir o intercâmbio elétrico-energético entre as diversas regiões geográficas, o território continental brasileiro foi paulatinamente interconectado por um amplo Sistema Interligado Nacional.

Atualmente, o SIN atende a mais de 98% da carga nacional e conta com capacidade máxima de reserva hídrica equivalente a 211 TWh (concentrada principalmente na região Sudeste), o que corresponde a cerca de cinco meses do consumo anual. Desse modo, os significativos reservatórios hídricos e a elevada interconexão elétrico-energética (Figura 1) contribuem para mitigar o risco hidrológico subjacente ao suprimento da hidroeletricidade (D'ARAÚJO, 2009).

Figura 1 – Sistema Interligado Nacional e principais bacias hidrográficas



Fonte: ONS.

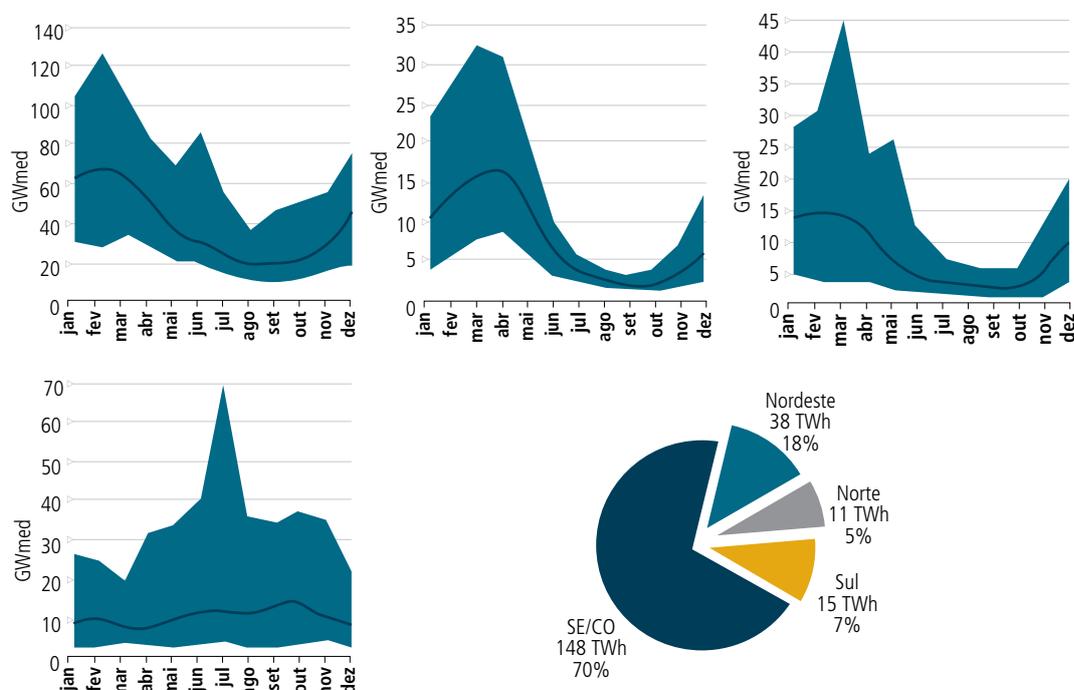
A participação termelétrica foi concebida com o objetivo de complementar a geração hidráulica, atuando como *backup* em situações hidrológicas adversas, razão pela qual sua disponibilidade foi estruturada para ser flexível³. Para maximizar a sinergia entre os reservatórios, bem como permitir o intercâmbio elétrico-energético e a complementação térmica, a operação do SIN é feita de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). O ONS despacha as centrais segundo ordem de mérito, sendo responsável por otimizar a operação do sistema com

3. A inflexibilidade térmica (*must run*) refere-se à parcela da disponibilidade contratada, que é obrigatoriamente gerada pela central, independentemente da ordem de mérito de custo. Assim, uma térmica com 50% de inflexibilidade gera constantemente metade de sua disponibilidade, enquanto uma térmica 100% flexível apenas gera quando despachada por ordem de mérito. Neste caso, quando o seu custo variável é inferior ao Custo Marginal de Operação (CMO), a central gera toda a sua disponibilidade.

base no custo marginal de operação (CMO), que reflete a escolha entre armazenar água para o futuro ou utilizá-la no presente⁴.

Essa decisão intertemporal pressupõe a flexibilidade entre acionar ou não a disponibilidade térmica. O Gráfico 2 apresenta o registro histórico anual da energia natural afluyente das regiões brasileiras. Nota-se a significativa variação entre o mínimo e o máximo já registrado para o período úmido no Sudeste, superior a cinco vezes, e no Nordeste, superior a oito vezes. Dessa forma, a *quantidade* gerada de energia hidráulica é administrada contando com a *disponibilidade* de potência térmica, despachada apenas em períodos de escassez de água, já que incorre em gastos elevados com combustível.

Gráfico 2 – Histórico das energias naturais afluentes (GWmed) e distribuição da capacidade máxima de armazenamento hídrico (TWh)



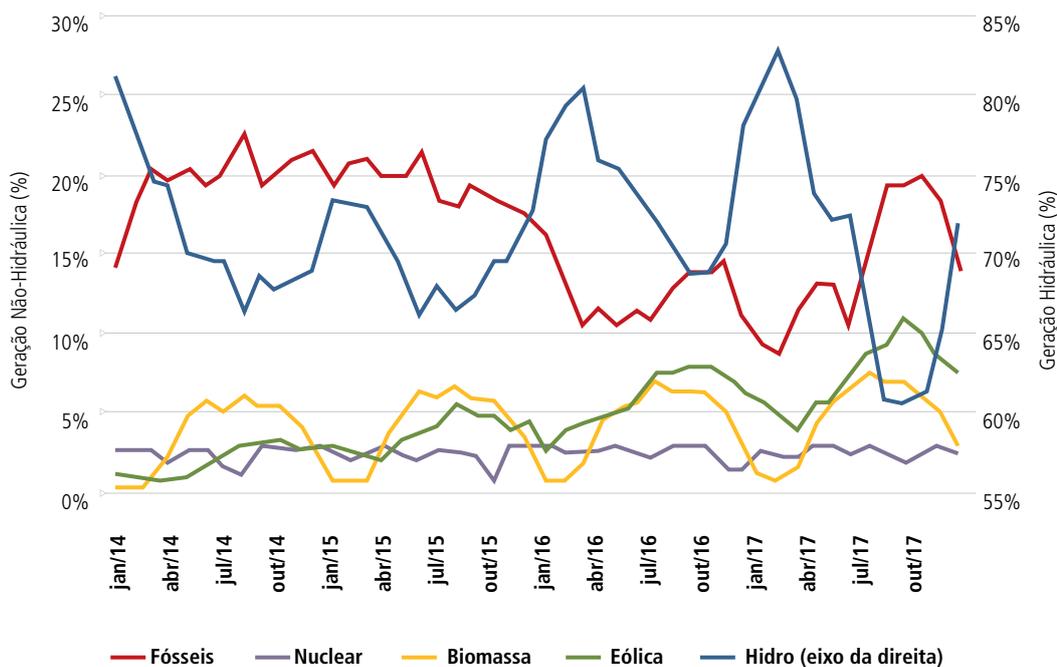
Fonte: Elaboração própria, com base em dados do ONS (2016a).

A amplitude do SIN permite, além do intercâmbio elétrico entre as diversas regiões do País, o aproveitamento energético entre padrões de oferta distintos. As fontes hidráulica, eólica e biomassa de bagaço de cana-de-açúcar representam significativa complementaridade. A maior incidência de vento e a colheita da cana ocorrem no período seco, contribuindo para o suprimento no momento em que a geração hídrica se vê potencialmente reduzida.

4. A escolha intertemporal é fundamentada por modelos computacionais (NEWAVE e DECOMP), alimentado por condições iniciais (como o nível de armazenamento) e pelas expectativas de evolução da demanda, oferta e hidrologia, bem como por parâmetros discricionários como custo do déficit e taxa de desconto.

O Gráfico 3 apresenta a participação relativa da geração das fontes no atendimento total da carga. Nota-se o papel complementar da geração térmica movida a combustíveis fósseis, garantindo o suprimento durante o período de menor geração hidráulica e das demais fontes⁵.

Gráfico 3 – Participação relativa (%) das fontes na geração total de energia no SIN



Fonte: Elaboração própria, com base em dados do CCEE (2016).

Desde a reestruturação do setor elétrico brasileiro, empreendida em resposta ao racionamento de 2001, a expansão do parque gerador é executada de forma centralizada, por meio da realização periódica de leilões de longo prazo para atender ao mercado regulado das distribuidoras. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi instituída em 2014, com o objetivo de auxiliar o Ministério de Minas e Energia (MME) no planejamento indicativo de longo prazo. A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) foi mantida como o órgão regulador e responsável por realizar as licitações para exploração do serviço público de energia elétrica. Para avaliar e garantir a segurança do suprimento, foi criado o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que pode autorizar despachos fora da ordem de mérito, por razões de segurança energética.

No sistema brasileiro, a geração de energia efetiva, determinada pelo ONS, é dissociada da comercialização de energia entre os agentes. As diferenças entre os fluxos de energia

5. É importante ressaltar que não existe uma sazonalidade clara para o despacho térmico. No Gráfico 3, o despacho termelétrico foi elevado entre 2014 até início de 2015, para recompor os reservatórios deplecionados pela baixa hidráulica entre 2012 e 2015. O despacho térmico pode ser elevado em períodos secos ou úmidos, a depender da evolução do armazenamento hídrico.

comercializada e efetivamente gerada ou consumida são apuradas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e liquidadas mensalmente pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que espelha o CMO definido pelo ONS, limitado a piso e teto definidos anualmente pela Aneel. O PLD é definido semanalmente para cada submercado do SIN – Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste – em três patamares de carga: pesada, média e leve. O CMO está vinculado ao custo de oportunidade da água retida nos reservatórios.

Consequentemente, o valor da energia no mercado de curto prazo oscila significativamente, de acordo com o nível de armazenamento hídrico, atingindo vultosas cifras em momentos de escassez. Deve-se notar, portanto, que o PLD não é um preço *spot* de mercado de curto prazo, uma vez que não traduz a lances de oferta e demanda, mas reflete o custo de oportunidade de gerar ou consumir, face à quantidade de energia hidráulica existente e esperada.

Os consumidores (distribuidoras e consumidores livres⁶) são obrigados a contratar previamente toda a carga necessária para seu consumo previsto. Os geradores, que não têm ingerência sobre a sua produção, comercializam contratos de energia obrigatoriamente lastreados por suas garantias físicas. Portanto, além de todo o consumo estar lastreado por contratos, todo contrato está respaldado por garantia física.

Essa garantia física, calculada pela EPE e atribuída às usinas no ato de outorga pelo MME, procura quantificar a contribuição da potência instalada à quantidade máxima de energia que o sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento⁷. O conceito advém da energia assegurada das hidrelétricas, cuja incerteza hidrológica requer o cálculo da máxima energia gerada em uma determinada fração de aflúncias hidrológicas simuladas, isto é, a energia garantida para um dado critério de risco assumido.

A extensão do cálculo da garantia física para todas as fontes, inclusive para as que não estão sujeitas à intermitência da fonte primária (termelétricas), decorre da idiosincrasia do sistema brasileiro de condicionar as contribuições das potências instaladas ao custo de oportunidade da água dos reservatórios. A garantia física traduz-se, assim, em certificado de energia comercializável, isto é, a quantidade máxima de energia que pode ser comercializada contratualmente.

6. É apto a ser consumidor livre quem demanda carga superior a 3 MW ou entre 0,5 e 3 MW, desde que adquira energia exclusivamente de fontes incentivadas (PCH, biomassa, eólica e solar).

7. O cálculo da garantia física impõe que a carga deve ser atendida ao menos em 95% dos cenários hidrológicos projetados, igualando o Custo Marginal de Expansão ao Custo Marginal de Operação.

2.2 Limitações para a expansão da geração hidrelétrica no Brasil

O planejamento da expansão da geração do sistema elétrico brasileiro é orientado para a manutenção do perfil fortemente renovável da matriz. De acordo com o último Plano Decenal de Expansão (PDE), as fontes renováveis deverão alcançar 84% da matriz em 2024, mantendo o patamar atual. Nessa direção, a exploração do potencial hidrelétrico remanescente se configura uma prioridade da política energética brasileira, em consonância com os compromissos internacionais assumidos pelo País de redução das emissões de gases do efeito estufa.

A hidroeletricidade ainda apresenta grande potencial a ser explorado. A Tabela 1 discrimina o potencial hidrelétrico já inventariado e aproveitado por regiões hidrográficas. O Brasil já aproveitou cerca de 60% do potencial inventariado, estimado em 172 GW (TOLMASQUIM, 2016b). As bacias com os maiores aproveitamentos – Paraná (82%), São Francisco (78%) e Uruguai (71%) – estão próximas aos principais centros de carga. A região amazônica é a bacia com maior potencial estimado (57,3 GW) e com menor aproveitamento (38%), constituindo a fronteira hidrelétrica a ser desenvolvida.

A viabilização de novos projetos na região amazônica enfrenta inúmeros desafios de caráter ambiental, econômico, social e político. O aproveitamento do potencial hídrico remanescente perpassa pela necessidade de compatibilizar as novas usinas com a crescente complexidade das restrições socioambientais, que impõe extensos períodos para o desenvolvimento dos projetos, obstáculos à construção de grandes reservatórios e dificuldades para o financiamento das obras. As atuais limitações à expansão hídrica levantam dúvidas quanto à concretização dos projetos indicados no planejamento, apontando para a tendência de redução da participação hidráulica, o que demandará a revisão do modelo tradicional de expansão do setor.

Tabela 1 – Potencial hidrelétrico por região hidrográfica (inclui PCHs)

Região hidrográfica	Em operação 2016 (a)		Potencial inventariado (b)		Potencial total (c) = (a) + (b)		Aproveitado (a) / (c)
	GW	%	GW	%	GW	%	%
Amazônica	21,9	21%	35,4	52%	57,3	33%	38%
Tocantins-Araguaia	13,4	13%	9,4	14%	22,8	13%	59%
São Francisco	10,7	10%	3,0	4%	13,7	8%	78%
Paraná	35,1	34%	7,7	11%	42,8	25%	82%

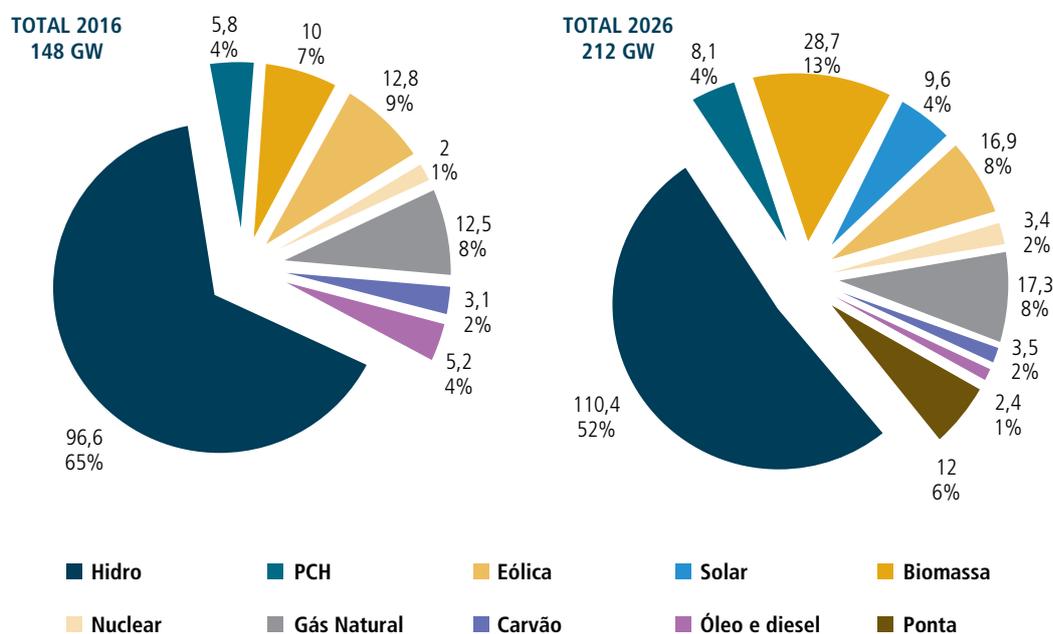
Tabela 1 – (Continuação)

Região hidrográfica	Em operação 2016 (a)		Potencial inventariado (b)		Potencial total (c) = (a) + (b)		Aproveitado (a) / (c)
	GW	%	GW	%	GW	%	%
Uruguai	10,4	10%	4,2	6%	14,6	8%	71%
Outras	13,1	13%	8,0	12%	21,3	12%	62%
Total	104,6		67,7		172,4		61%

Fonte: Tolmasquim, 2016b.

No período entre 2015 e 2024, o PDE prevê expansão de 73 GW da capacidade instalada do SIN, representando acréscimo de 55% à potência atual. Desse total, a expansão hídrica responde por 40%, a eólica, por 25% e o gás natural, por 14%. No entanto, o acréscimo de 30 GW de potência hidrelétrica ao parque gerador, alcançando 125 GW (com PCHs) em 2024, depende da viabilização de projetos de grande porte (estruturantes e concentrados primordialmente na Região Norte. Porém, mesmo se concretizada toda a expansão hídrica planejada no horizonte decenal, sua participação na matriz se reduzirá para cerca de 60% em 2024 (Gráfico 4).

Gráfico 4 – Evolução da capacidade instalada por fonte



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da EPE.

O planejamento é realizado para um horizonte decenal, porém, os primeiros cinco anos contemplam expansão contratada nos leilões já realizados. Para os últimos cinco anos, o planejamento é indicativo, contemplando apenas projetos hidrelétricos, cujos estudos estejam em fase de conclusão.

O PDE 2024 apresenta uma lista com 38 usinas hidrelétricas, 16 das quais ainda com estudos de viabilidade em andamento, aguardando aprovação da Aneel, e 22 já indicadas para licitação nos próximos anos, para entrar em operação até 2024. Esses projetos hidrelétricos somam 28 GW, sendo que as principais usinas se localizam no Pará (85% da capacidade instalada projetada).

Tabela 2 – Expansão hidrelétrica entre 2015 e 2024

Entrada em Operação	Projeto	Rio	Potência ^(a) (MW)	UF
Ano ^(b)				
2015	UHE Teles Pires	Teles Pires	1.820	PA
	UHE Belo Monte ^(c)	Xingu	11.233	PA
2016	UHE Colider	Teles Pires	300	MT
	UHE Salto Apiacás	Apiacás	45	MT
	UHE São Roque	Canoas	135	SC
2017	UHE Cachoeira Caldeirão	Araguari	219	AP
	UHE Baixo Iguaçu	Iguaçu	350	PR
2018	UHE São Manoel	Teles Pires	700	PA
	UHE Sinop	Teles Pires	400	MT
2019	UHE Itaocara 1	Paraíba do Sul	150	RJ
2021	UHE São Luiz do Tapajós ^(c)	Tapajós	8.040	PA
	UHE Tabajara	Jiparaná	350	RO
	UHE Apertados	Piquiri	139	PR
2022	UHE Foz do Piquiri	Piquiri	93	PR
	UHE Telêmaco Borba	Tibagi	118	PR
	UHE Ercilândia	Piquiri	87	PR
	UHE Comissário	Piquiri	140	PR
2023	UHE Paranhos	Chopim	67	PR
	UHE Jatobá	Tapajós	2.338	PA

Tabela 2 – (Continuação)

Entrada em Operação	Projeto	Rio	Potência ^(a) (MW)	UF
Ano ^(b)				
2024	UHE Castanheira	Arinos	192	MT
	UHE Bem Querere	Branco	708	RR
	UHE Itapiranga	Uruguai	725	SC/RS
			28.349	

Notas: (a) Potência total do empreendimento, em MW. No caso das usinas cuja motorização não ocorre dentro do ano indicado, esta potência não corresponde à potência incorporada no ano.

(b) Ano esperado para o início de operação do empreendimento, segundo acompanhamento do DMSE – reunião de abril de 2015.

(c) Potência do empreendimento é a soma das casas de força principal e complementar.

Fonte: EPE, 2015.

Para o quinquênio 2015-2019, a expansão de 15 GW já contratada entrará em operação gradualmente, principalmente com a motorização progressiva de Belo Monte, localizada no Rio Xingu (Pará). A usina, que será a quarta maior hidrelétrica do mundo, já opera com cinco turbinas e tem previsão de conclusão para 2019. Os demais projetos concentram-se no Rio Teles Pires, totalizando cerca de 3 GW.

As incertezas quanto à expansão referem-se ao quinquênio 2020-2024, quando o planejamento se torna totalmente indicativo, apontando para instalação de mais de 13 GW de capacidade hidrelétrica⁸. A expansão indicativa concentra-se majoritariamente no rio Tapajós, com as usinas São Luiz do Tapajós (8 GW) e Jatobá (2,3 GW) respondendo por 80% da expansão do último quinquênio indicativo e por 36% de todo o aproveitamento planejado para o horizonte decenal.

A viabilização dos projetos no Tapajós revela-se crucial para o aproveitamento do potencial remanescente. No entanto, o leilão do projeto hidrelétrico São Luiz do Tapajós tem sido seguidamente adiado. Ainda que concebida sob o novo conceito de “usina plataforma”⁹, minimizando os impactos ambientais durante e após a construção, o Ibama arquivou o licenciamento ambiental da usina em agosto de 2016, apontando falhas no projeto e no estudo de impacto ambiental. Além de embargos ambientais, o projeto ainda enfrenta resistência social, já que parte da área a ser alagada afetaria terras indígenas. Embora conste no PDE 2024, o projeto não deve ser licitado nos próximos anos, comprometendo a expansão hídrica planejada.

As dificuldades enfrentadas para licitação da UHE São Luiz do Tapajós são sintomáticas dos entraves que incidem sob a expansão da fronteira hídrica na Amazônia, região

8. Em decorrência do longo período de motorização dos empreendimentos de grande porte, a capacidade instalada total indicada para expansão não entra em operação até o final do período decenal planejado. Da capacidade total prevista de 28 GW, apenas 80% estariam disponíveis em 2024.

9. No modelo de “usinas plataformas”, à semelhança de plataformas petrolíferas, os operários acessam a área por via aérea, sem fixar residência temporária na região. Desse modo, minimiza-se o impacto durante a obra e evita-se que novas cidades proliferem, ao término da construção.

com maior extensão de áreas protegidas. Embora a hidroeletricidade seja um recurso renovável, os projetos hidrelétricos de grande porte provocam impactos diversos, como a retirada da vegetação nativa, alterações nos ecossistemas aquáticos, deslocamento compulsório de comunidades tradicionais e crescimento descontrolado de cidades e vilas próximas.

A maior participação da sociedade nas discussões socioambientais provoca alterações na dinâmica do processo de licenciamento ambiental e a necessidade cada vez maior de um planejamento rigoroso e articulado entre diferentes órgãos governamentais para a utilização dos recursos naturais.

Nessas condições, a decisão de implantação de novos empreendimentos percorre um longo e custoso processo, envolvendo estudos de viabilidade, aprimoramentos tecnológicos e mitigação de conflitos socioambientais.

Somam-se aos entraves de natureza socioambiental, as dificuldades econômicas que o País deve enfrentar para viabilizar o financiamento de grandes projetos hidrelétricos estruturantes. Os crescentes embargos à viabilização das novas usinas e os atrasos sucessivos, durante a construção, oneram o orçamento inicial, comprometendo o financiamento dos projetos. Um exemplo ilustrativo é a construção da usina de Jirau, que atrasou mais de um ano e custou quase o dobro do inicialmente previsto (R\$ 17,4 bilhões). Com mais riscos e custos associados aos novos projetos, os investidores demandam maior retorno, inviabilizando a construção de grandes hidrelétricas a custos competitivos.

Paralelamente a esse contexto de riscos e incertezas crescentes, o paradigma usual de financiamento de grandes projetos hidrelétricos foi inviabilizado. A Eletrobras sofreu perda significativa de suas receitas, por conta da adesão à renovação da concessão de antigas usinas, no âmbito da Medida Provisória 579/2012, que passaram a ser remuneradas apenas para cobrir manutenção e operação. A Eletrobras soma prejuízos, nos últimos três anos, de aproximadamente R\$ 25 bilhões e dificilmente poderá prestar o papel de liderança em projetos de geração de grande porte.

Conclui-se, assim, que cenários de expansão significativa dependerão da capacidade de compatibilizar o aproveitamento do potencial hídrico remanescente com as políticas de proteção socioambiental, reduzindo riscos, de modo a propiciar arranjos de financiamento sustentáveis, com menor participação estatal.

Independentemente do cenário efetivo de expansão hidrelétrica para os próximos anos, é certo que o sistema não contará com expansão da capacidade de armazenagem hídrica com novos reservatórios. A Região Norte, ao contrário das demais bacias já exploradas no País, é caracterizada por rios de planície, com baixa queda e altas vazões no período chuvoso, dificultando a construção de reservatórios com elevada capacidade de armazenagem. A exemplo de Belo Monte, as usinas a

serem construídas na região serão a fio d'água¹⁰, incapazes de regularizar a variação elevada das aflúências amazônicas entre os períodos úmido e seco¹¹, o que condiciona sua contribuição energética à disponibilidade sazonal das aflúências.

Mesmo considerando-se a concretização integral do planejamento indicativo para a expansão hídrica até 2024, o acréscimo da capacidade de armazenamento seria de apenas 1% em relação ao total existente em 2015, com incremento irrisório de 2,6 GWmédios¹². A estagnação da reserva hídrica contrasta com o aumento projetado de 45% da carga para o período.

Com o aumento do mercado atendido pelo sistema e a estagnação da reserva, o grau de regularização dos reservatórios, em relação à carga anual a ser atendida, tende a se reduzir gradativamente. Conseqüentemente, o deplecionamento anual dos reservatórios, para atender à demanda crescente, será cada vez mais acentuado, condicionando a oferta hidrelétrica à realização de hidrologias favoráveis.

O maior deplecionamento da reserva hídrica potencializa os conflitos em torno dos múltiplos usos da água. Ao regularizarem a vazão dos rios, os reservatórios proveem uma série de serviços não energéticos. A água armazenada propicia usos múltiplos, como suprimento de água potável, irrigação, transporte, piscicultura, processamentos industriais, turismo e lazer. Esses inúmeros usos se sobrepõem à utilização energética para geração de energia, gerando restrições à operação hidrelétrica e conflitos em momentos de escassez. Restrições mais elevadas ao uso energético dos reservatórios, face à maior demanda por outros serviços, podem reduzir a energia assegurada atribuída às hidrelétricas.

Para além da adequação decorrente de uma gestão mais equilibrada dos múltiplos usos da água, a garantia física das usinas deve ser revista ao longo do tempo, pois sofre alterações em função de mudanças na hidrologia, custo do combustível ou premissas utilizadas na metodologia de cálculo (D'ARAÚJO, 2016). A própria formação dos reservatórios pode alterar o regime hídrico dos rios e, conseqüentemente, o padrão de escoamento e retenção de sedimentos, o que pode influenciar o volume de água armazenável e a produção potencial de energia, ensejando revisão das garantias físicas.

10. Rios de planície apresentam relação pouco atrativa entre energia armazenada e área alagada, indicando aproveitamento mais favorável com turbinas bulbo (horizontais), sem a construção de grandes reservatórios.

11. As usinas a fio d'água agregam produtividade à cascata onde se situam apenas na presença de reservatório a montante, contribuindo para o incremento de energia armazenável do sistema. Entretanto, a maioria das usinas viáveis no horizonte decenal está localizada em bacias inexploradas da Região Norte, para as quais não há previsão de instalação de usinas com reservatórios de regularização.

12. Os maiores incrementos de energia armazenável ocorreriam entre 2016 e 2018, com a entrada em operação das usinas São Roque, Baixo Iguazu e Sinop.

A bacia do São Francisco é o exemplo mais emblemático da necessidade de revisão das garantias físicas do bloco hidráulico, já que a energia natural afluyente situa-se recorrentemente abaixo da média de longo prazo. Embora estejam previstas em lei revisões periódicas, limitando a redução da garantia física ao máximo de 10% do valor definido na outorga ao longo de toda a sua vigência, para reduzir o impacto financeiro da diminuição do lastro comercial, ainda não ocorreram revisões ordinárias das hidrelétricas com potência superior a 30 MW.

Para tornar a operação do sistema mais realista, é necessária a revisão da capacidade de acumulação dos reservatórios e de geração das usinas influenciada pelo assoreamento e novos perfis de utilização da água, atualizando parâmetros essenciais ao planejamento e à operação, com a conseqüente revisão dos certificados de energia assegurada das usinas hidrelétricas. A principal dificuldade para realizar a revisão das garantias físicas é o impacto comercial sobre os contratos de venda de energia das hidrelétricas existentes. Tendo em vista essa dificuldade, optou-se por não revisar as garantias físicas e contratar energia, a título de reserva para recompor a garantia física na base da geração.

2.3 Sistema em transformação

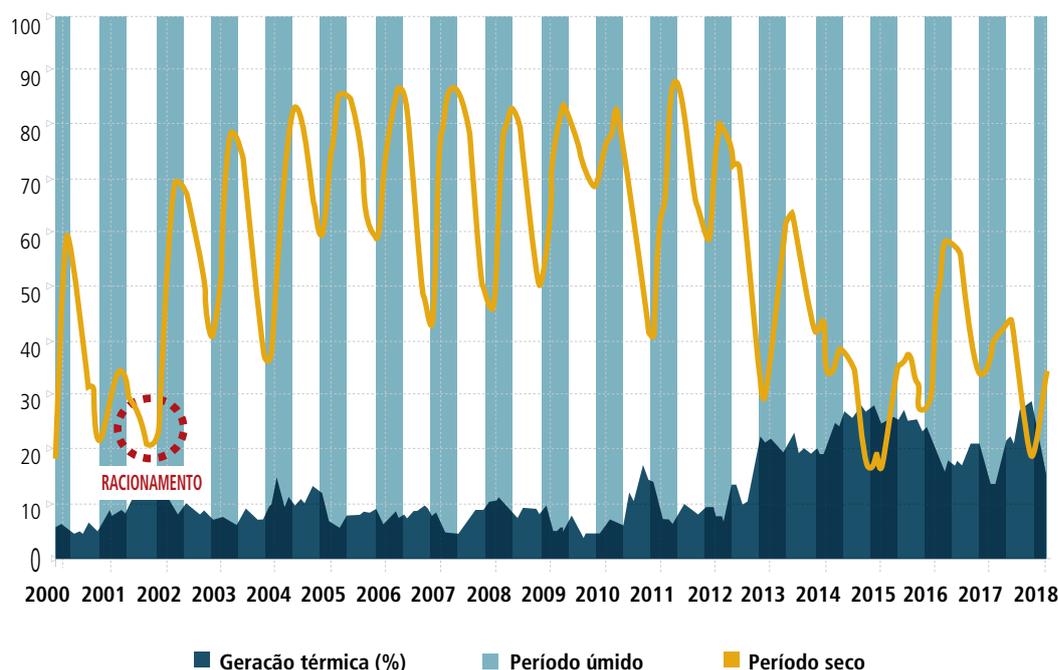
O sistema elétrico brasileiro encontra-se em plena transformação. Por um lado, a expansão hídrica remanescente será aproveitada basicamente por usinas a fio d'água, sem expandir a reserva hídrica disponível, reduzindo a importância relativa dos reservatórios em relação à carga. Por outro lado, a penetração das novas energias renováveis (eólica e solar) agrega ainda mais variabilidade e imprevisibilidade à oferta de energia. Conseqüentemente, com a perda gradativa de regularização dos reservatórios, o deplecionamento anual da reserva tende a ser cada vez mais intenso, comprometendo a garantia de suprimento.

Embora a nova capacidade hidrelétrica a ser instalada não contribua para a expansão da reserva hídrica, a interconexão das novas usinas a fio d'água ao sistema permite o intercâmbio eletroenergético entre as regiões, possibilitando que parte da água no Sudeste seja poupada no período úmido, para posterior utilização no período seco.

As sinergias presentes no sistema hidrelétrico brasileiro permanecem no longo prazo, porém, a participação das fontes complementares no sistema será cada vez mais relevante para a garantia do suprimento. Nesse novo contexto, a geração termelétrica deverá ser mais recorrente e elevada, mesmo em situações hidrológicas normais, contribuindo para a recomposição dos reservatórios e a oferta efetiva de energia.

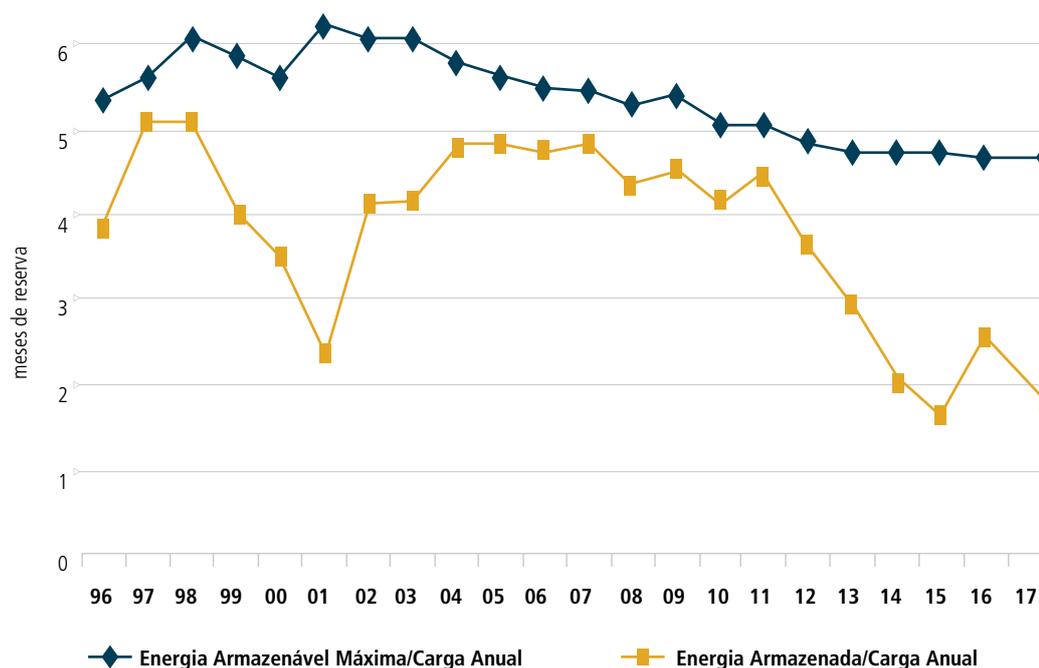
Desde fins de 2012, o parque termelétrico contratado como *backup* para atuar esporadicamente em momentos hidrológicos críticos opera a maior parte do tempo na base da geração. A geração térmica, que até então atendia a cerca de 10% da carga do SIN, passou a suprir mais de 20%, como se observa no Gráfico 5, que apresenta a evolução histórica do nível dos reservatórios do SE/CO, responsáveis por 70% da reserva total, além da participação relativa da geração termelétrica no total da carga.

Gráfico 5 – Nível dos reservatórios do SE/CO (% volume total)



Fonte: Elaboração própria, com base em dados do ONS, 2016b.

Enquanto em 2001 o país não contava com geração termelétrica suficiente, entre 2013 e 2016 o *backup* termelétrico garantiu o suprimento de energia nos momentos críticos de hidrologia. Como demonstra o Gráfico 6, a relação entre a energia armazenada nos reservatórios, no fim do período úmido, e a carga anual (curva vermelha) demonstra o deplecionamento mais acentuado do estoque hídrico e a necessidade de despacho das centrais termelétricas no curto prazo. Com o crescimento contínuo da carga, estagnação da capacidade máxima de reserva hídrica e expansão de oferta intermitente (usinas a fio d'água, eólica e solar), a tendência estrutural é de redução gradual da capacidade de regularização dos reservatórios.

Gráfico 6 – Perda de regularização dos reservatórios hídricos do SIN (em meses)

Fonte: Elaboração própria, com base em dados do ONS, 2016b, 2016c.

A relação declinante entre a reserva máxima e a carga anual (curva azul) revela a tendência estrutural de longo prazo de complementação térmica mais frequente. Enquanto em 2002 o estoque máximo de energia nos reservatórios era capaz de suportar sozinho mais de seis meses da carga, sem contar com novas afluições e a contribuição de outras fontes, em 2017 será capaz apenas de suprir pouco mais de quatro meses. A perspectiva no horizonte de expansão do sistema é de persistência dessa tendência estrutural.

Nesse contexto, para recuperar o armazenamento hídrico, estabilizando a capacidade de regularização dos reservatórios, a complementação térmica tende a ser cada vez mais frequente e duradoura, mesmo para períodos hidrológicos próximos à média de longo termo.

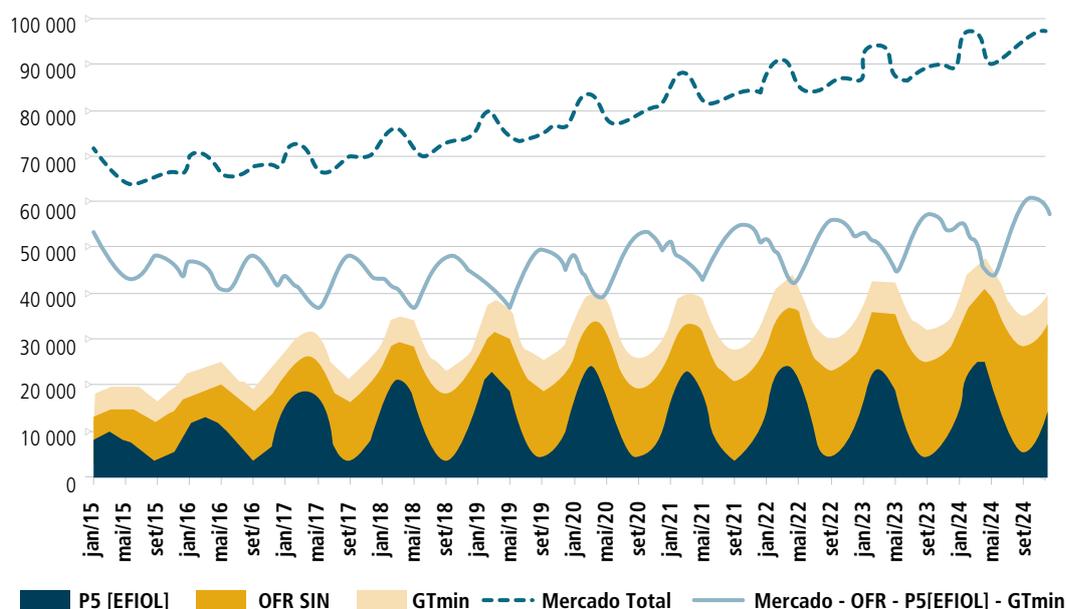
Observando essa tendência, o ONS (2014) constatou “a necessidade de mudança de paradigma no planejamento e na programação da operação do SIN”, na direção de maior geração térmica na base da carga. Ou seja, o maior protagonismo térmico no sistema elétrico brasileiro não resulta apenas da conjuntura hidrológica desfavorável, mas reflete as profundas transformações estruturais em curso.

A EPE (2015) também reconhece uma mudança significativa do perfil do sistema, indicando a tendência de maior deplecionamento dos reservatórios no período seco. Como a contribuição das usinas a fio d’água na Amazônia concentra-se no período úmido (entre novembro e março), o pico da demanda residual (ou mercado líquido), a ser atendido pelas termelétricas, passa a ocorrer no período seco (entre abril e

outubro). Consequentemente, a geração térmica torna-se crucial para complementar a oferta hidráulica no período de menor afluência, contribuindo para o menor deplecionamento dos reservatórios.

Para demonstrar essa tendência, a EPE (2015) divide o parque gerador brasileiro entre fontes controláveis (hidrelétricas com reservatórios e termelétricas flexíveis) e fontes não controláveis, subdivididas em três grupos: outras fontes renováveis – OFR (eólica, solar, biomassa e PCH); hidrelétricas a fio d’água (Efiol); e geração térmica mínima (GTmin), relacionada à inflexibilidade térmica contratada. O Gráfico 7 apresenta a contribuição esperada das fontes não controláveis para o horizonte decenal do PDE 2024 e a respectiva demanda residual a ser atendida pelas fontes controláveis¹³.

Gráfico 7 – Demanda residual (mercado líquido) do SIN para as fontes despacháveis (MWmed)



Onde: OFR SIN = Expectativa de Geração de Outras Fontes Renováveis (PDE 2024); P5 [EFIOL] = Cenário de afluência baixa: Energia a Fio d’água Líquida, onde 5% dos cenários de séries sintéticas são aquém; GTmin = Total de Geração Térmica Inflexível¹⁴.

Fonte: EPE, 2015.

Nota-se que os picos anuais da demanda total (linha tracejada) não coincidem com os picos da demanda residual (linha preta contínua). A maior geração das fontes não despacháveis, nos períodos úmidos, desloca a demanda a ser atendida pelas fontes controláveis para os períodos secos, intensificando o deplecionamento da reserva hídrica.

13. O gráfico considera um cenário com baixa afluência para as usinas a fio d’água, mas o perfil do mercado líquido (demanda residual) e as demais conclusões são as mesmas para os cenários com alta afluência.

14. Usina térmica inflexível: unidade que gera energia na base, de forma ininterrupta, com potência total ou parcial (nível de inflexibilidade).

Dessa forma, ainda que a geração das fontes não controláveis contribua para preencher os reservatórios nos períodos úmidos, a geração térmica será fundamental para atenuar o deplecionamento nos períodos secos.

A EPE (2015) reconhece a nova participação protagonista do bloco térmico na oferta efetiva de energia no SIN, mas prevê para o horizonte decenal um caráter sazonal, com maior intensidade nos períodos secos. No entanto, para o longo prazo, frente às dificuldades da expansão hídrica e ao aumento da carga, a tendência é de despacho termelétrico intensivo e uniforme ao longo do ano.

2.4 Setor elétrico em crise

A origem da crise reside em fatores institucionais, estruturais (novas características operacionais do sistema elétrico) e conjunturais (hidrologia desfavorável). Entre os fatores institucionais, a edição da Medida Provisória 579/2012, convertida posteriormente na Lei 12.783/2013, provocou uma desestruturação drástica no setor elétrico brasileiro. Com o intuito de reduzir a tarifa média de energia elétrica do mercado, regulado em 20%, a MP 579 teve como consequência o desequilíbrio dos fluxos financeiros do setor.

O objetivo do governo era antecipar a renovação da outorga de linhas de transmissão e de usinas hidrelétricas que venceriam a partir de 2015, aproveitando o vencimento dos contratos de venda de energia no mercado regulado, firmados com as distribuidoras em 2004¹⁵. Com adesão facultativa, as hidrelétricas passariam a vender energia sob o regime de cotas para as distribuidoras, repassando o risco hidrológico aos consumidores cativos, mas aceitando, em contrapartida, receita suficiente apenas para compensar os custos de operação e manutenção das centrais.

As usinas pertencentes ao grupo Eletrobras aderiram à renovação, ao contrário das centrais estaduais de Minas Gerais, Paraná e São Paulo. Como resultado, o grupo Eletrobras assistiu à perda significativa de suas receitas, ao transferir a renda hidráulica diferencial para os consumidores cativos. Já as usinas que não aderiram à renovação ficaram descontratadas, com o fim dos contratos antes do vencimento da outorga, liquidando energia ao PLD.

O desequilíbrio financeiro provocado pela MP 579 foi agravado pelo deplecionamento acentuado dos reservatórios hídricos, o que comprometeu a garantia de suprimento e provocou a utilização contínua do parque termelétrico. Ou seja, a MP 579 deixou

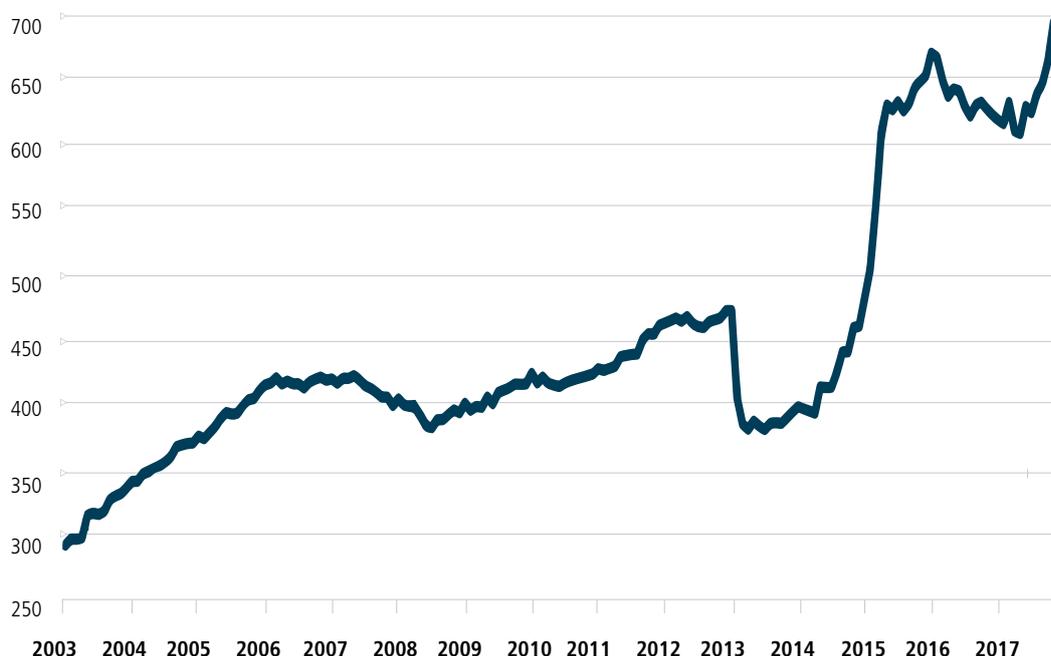
15. O pressuposto era de que os investimentos iniciais já haviam sido amortizados e que, portanto, a "energia velha", gerada por essas usinas, poderia ser contratada por um preço inferior ao praticado, contribuindo para redução tarifária. Os investimentos realizados e ainda não amortizados seriam indenizados, mas o cálculo da base regulatória de ativos foi alvo de críticas desde o princípio da discussão.

as distribuidoras descontratadas em momento crítico de escassez hídrica, liquidando o déficit contratual com valores elevados de PLD. Já as usinas que não aderiram à renovação se beneficiaram desse cenário, liquidando energia próxima a R\$ 800/MWh, enquanto as usinas que aderiram à MP 579 receberam em média de R\$ 33/MWh.

O cenário hidrológico desfavorável persistiu nos anos posteriores, comprometendo o caixa das distribuidoras com o acionamento das térmicas de custo elevado e a exposição ao PLD. As distribuidoras ficaram subcontratadas em 2 GW médios, em 2013, e mais de 3 GW médios, em 2014. Para cobrir o déficit, foram realizadas, em 2013 e 2014, transferências do Tesouro (R\$ 20 bilhões) e empréstimos tomados pela CCEE (R\$ 21 bilhões).

O ano de 2015 foi marcado pelo realismo tarifário, repassando aos consumidores o custo elevado de geração, com aumento médio das tarifas superior a 50%. A queda das tarifas, induzida pela MP 579, foi rapidamente revertida. Atualmente, a tarifa média de fornecimento residencial (com tributo) alcança R\$ 650/MWh, como apresenta o Gráfico 8.

Gráfico 8 – Tarifa média de fornecimento residencial (com tributos) no Brasil (R\$/MWh)



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da ANEEL, 2016a.

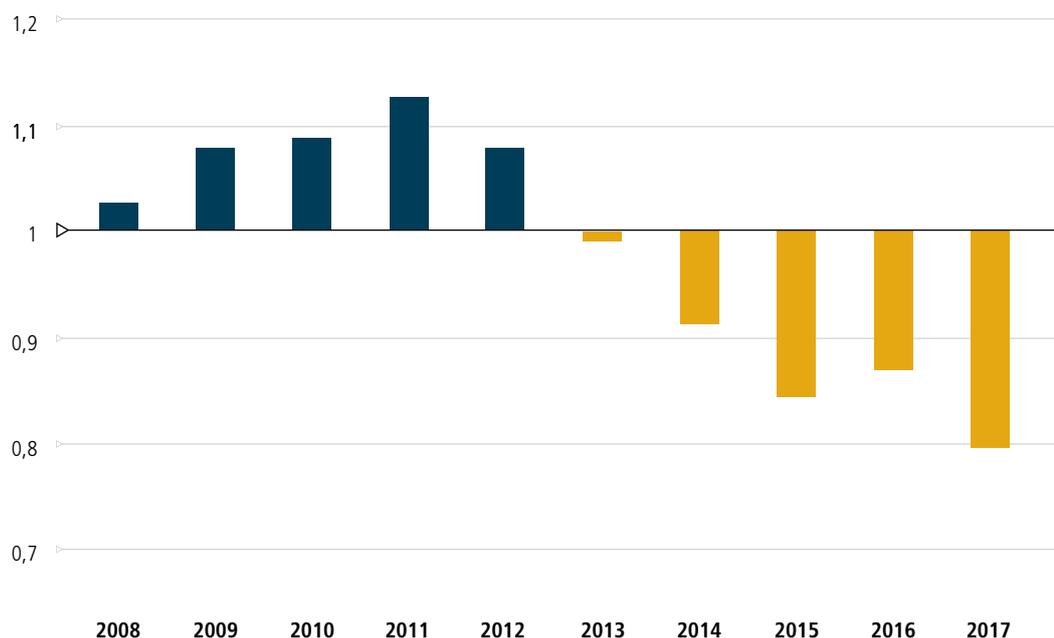
Paralelamente ao realismo tarifário, para fazer frente aos custos incorridos com o despacho térmico mais recorrente e sinalizar aos consumidores o custo efetivo da geração elétrica, a Aneel implantou um sistema de bandeiras tarifárias. A bandeira verde não implica custos adicionais aos consumidores, enquanto as bandeiras amarela

e vermelha arrecadam receitas adicionais para cobrir os gastos com a geração térmica mais custosa, revelando a cor do risco hidrológico subjacente ao sistema¹⁶.

O ano de 2015 também foi marcado pela maior exposição do bloco hidráulico ao PLD, em decorrência de geração das usinas inferior à garantia física do MRE (Gráfico 9). As hidrelétricas recorreram a liminares judiciais para não arcar com a exposição, travando as liquidações mensais na CCEE. A solução encontrada para destravar o mercado e interromper a judicialização do setor foi dada pela Medida Provisória 688/2015, que facultou a repactuação do risco hidrológico, retroativa a janeiro de 2015, ao pagamento de prêmios de risco em função do grau de proteção desejado – isto é, do limite mínimo do GSF¹⁷ a partir do qual as perdas passam a ser dos consumidores.

A solução se traduz em um seguro contratado pelas hidrelétricas para proteção da exposição ao risco hidrológico, repassado aos consumidores via pagamento de prêmio depositado na conta das bandeiras tarifárias. Dessa forma, a tendência dos últimos anos é de alocar o risco hidrológico integralmente nos consumidores cativos, seja por meio de cotas, seja pela repactuação de contratos em vigor.

Gráfico 9 – GSF Médio Anual



* Média entre janeiro e julho.

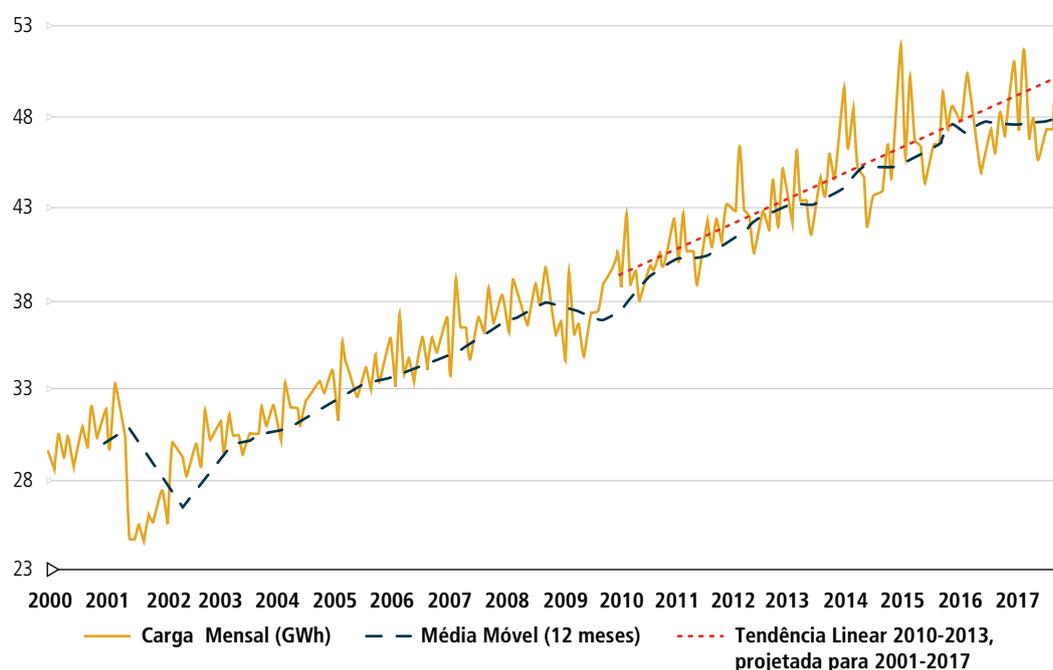
Fonte: Elaboração própria, com base em dados da CCEE, 2016.

16. A bandeira amarela arrecada R\$ 0,015/kWh consumidos; a bandeira vermelha, R\$ 0,03/kWh (patamar 1) e R\$ 0,045/kWh (patamar 2).

17. O Generation Scale Factor – GSF é a razão entre a energia gerada pelo bloco hidráulico e a garantia física das usinas. Quando o GSF é maior que 1, a geração hidráulica é maior que a garantia física.

Um novo racionamento de energia foi evitado, mas a um custo muito elevado imposto ao consumidor cativo. Desde o início de 2015, o realismo tarifário e as bandeiras reduziram o consumo, que se retrai ainda mais com o agravamento da crise político/econômica. Como apresenta o Gráfico 10, o consumo de energia elétrica está estagnado desde 2014, acumulando uma diferença superior a 10% entre o nível atual e a tendência anterior (2010-2013) projetada para o período (2014-2016). A redução no consumo de energia elétrica levou o setor de um extremo a outro, passando de um cenário de escassez a um cenário de sobra de energia.

Gráfico 10 – Carga mensal do SIN (GWh)



Fonte: Elaboração própria, com base em dados do ONS, 2016c.

3 PAPEL DAS TÉRMICAS A GÁS NATURAL NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O setor elétrico brasileiro se encontra em um ponto de inflexão face às transformações estruturais em função da expansão, baseada em energias intermitentes e na perda gradativa de capacidade de regularização dos reservatórios hídricos. Ainda que a hidrologia desfavorável tenha influenciado o aumento da participação das termelétricas na geração total de energia no SIN nos últimos anos, há indicadores de que a operação mais frequente é associada a questões estruturais e será uma tendência no futuro, apoiada também pela perspectiva de maior disponibilidade de gás natural doméstico.

Essa evolução promove o deslocamento do despacho das termelétricas para a base da curva de carga e, conseqüentemente, o aumento do uso do gás natural para geração elétrica. No entanto, mesmo considerando-se o maior nível de despacho térmico, a inserção de novas usinas a gás natural no sistema elétrico experimenta grandes dificuldades.

O papel de *backup*, tradicionalmente desempenhado pelas termelétricas, e a maneira como foi estruturada a alocação dos riscos associados aos projetos impediram a constituição de um modelo de negócio, capaz de dar sustentabilidade econômica para os investimentos em geração térmica a gás no Brasil. Ademais, existe uma forte dependência da Petrobras, única empresa com capacidade de assumir os riscos associados aos projetos.

Com isso, a difusão de térmicas dependeu de incentivos, como os estruturados no Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) na primeira metade dos anos 2000. Atualmente, a geração termelétrica a gás natural se destaca como um negócio de elevado risco econômico. O histórico da geração termelétrica no Brasil conta com vários projetos termelétricos, que resultaram em perdas significativas aos empreendedores, alguns dos quais abandonados após serem selecionados em leilões de expansão. A redução desse problema requer uma discussão sobre o compartilhamento dos riscos da atividade.

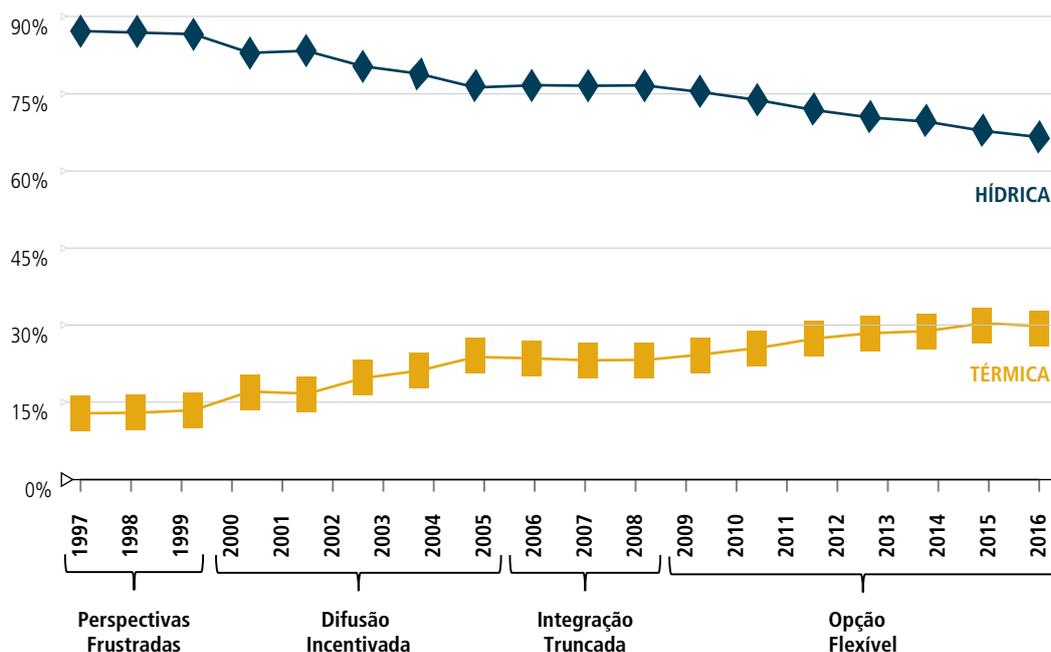
3.1 Evolução da geração termelétrica a gás natural no Brasil

As termelétricas a gás natural experimentaram um fraco avanço no sistema elétrico brasileiro até o final dos anos 1990. Em decorrência da limitada oferta do insumo energético e da ausência de infraestrutura de importação, o gás natural era considerado um combustível inadequado para a geração de energia, sendo orientado para usos mais nobres, como o industrial. A difusão das termelétricas a gás natural iniciou-se com a construção do gasoduto Bolívia-Brasil (GasBol).

Elaborado inicialmente para atender à expansão do mercado industrial, o GasBol contou com o crescimento da geração térmica para mitigar a condição inicial de ociosidade da capacidade de transporte e ancorar os investimentos, permitindo a abertura de novos mercados.

A introdução de termelétricas a gás natural no sistema brasileiro tem alternado períodos de expansão e estagnação, com diferentes estratégias para viabilização das usinas (Gráfico 11). As características marcantes dessa trajetória foram: incentivos governamentais temporários, principalmente para resolver crises de abastecimento de curto prazo; dificuldades de conciliar os níveis distintos de maturidade dos setores de eletricidade e gás natural; e poder de mercado da Petrobras (LOSEKANN, 2015).

Gráfico 11 – Evolução da participação termelétrica na capacidade instalada do sistema elétrico brasileiro



Fonte: Elaboração própria, com base em dados do MME, 2015.

O período entre 1997 e 1999 foi caracterizado por “perspectivas frustradas”. Nesse período, havia a expectativa de rápido deslanche das usinas termelétricas a gás natural, apoiada tanto na difusão da tecnologia de turbinas a gás em ciclo combinado – que propiciara ganhos de eficiência e redução da escala dos projetos na reforma liberalizante do setor elétrico, empreendida na década de 1990 – como no aumento da oferta de gás, disponibilizada pelo Gasoduto Bolívia-Brasil (GasBol).

As centrais a gás natural eram uma oportunidade para a entrada de agentes privados no setor elétrico, por apresentarem menor prazo de maturação de investimentos do que as hidrelétricas, e atendiam ao objetivo de ancorar o desenvolvimento da infraestrutura de rede da indústria. No entanto, os investimentos privados em nova capacidade instalada não se concretizaram, em decorrência de diversos fatores que comprometeram a atratividade dos projetos (LOSEKANN, 2003)¹⁸.

Entre 2000 e 2004, observou-se uma rápida expansão da geração térmica, com a criação de incentivos pelo governo. Foi lançado o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), cuja previsão inicial era de implantação de 55 usinas, com capacidade total de 19,4 MW, sendo 91% de térmicas a gás natural e 9% de outros combustíveis.

O PPT estabeleceu condições atrativas ao investimento privado, como preço especial para o gás natural, garantia de compra da eletricidade pelas distribuidoras e linha especial de crédito pelo BNDES. Entretanto, o programa não foi suficiente para evitar os problemas de oferta de energia elétrica, pois esbarrou em vários obstáculos, que resultaram em significativos atrasos para a entrada em operação das usinas, entre os quais o risco cambial associado ao preço do gás natural.¹⁹

Para levar os investimentos à frente, foi necessária a participação acionária da Petrobras em projetos termelétricos e o consequente relaxamento do limite de integração vertical entre geração e distribuição (*self-dealing*). Do objetivo inicial do PPT, 22 térmicas a gás entraram em operação, adicionando 9,2 GW de capacidade instalada após o racionamento de 2001.

O período entre 2004 e 2007 foi marcado pela “Integração truncada” entre o setor elétrico e de gás natural, pela incompatibilidade do papel que as termelétricas desempenham para cada indústria. Com a queda da demanda após o racionamento de 2001, o déficit de energia transforma-se em sobra, com o fator de capacidade do parque termelétrico a gás natural reduzido a níveis inferiores a 20%, reiterando sua função de *backup* para o setor elétrico.

18. Segundo Losekann (2003), os riscos cambiais e de mercado encontravam-se muito elevados. Além disso, o processo de privatização em curso no setor elétrico tornava a aquisição de ativos já em operação mais atrativa.

19. Enquanto o preço do gás evolui trimestralmente, atrelado ao reajuste da cesta de óleos combustíveis, os custos de compra do energético no mercado internacional eram repassados às tarifas de energia apenas anualmente.

No entanto, para a indústria do gás natural, as termelétricas são âncoras do desenvolvimento da rede de gasodutos, permitindo a expansão da infraestrutura de transporte para novas regiões e mercados. Esses papéis não são coerentes, pois o consumo pouco frequente de gás pelas termelétricas não permite remunerar suficientemente a infraestrutura de gás natural e ancorar os demais consumidores.

Para mitigar a ociosidade da infraestrutura de gás natural, a Petrobras passou a direcionar o combustível não consumido pelo setor elétrico para outros mercados, principalmente industrial e automotivo. Porém, na ausência de mercado para térmicas interruptíveis, essa solução implica riscos à disponibilidade de gás para o setor elétrico, comprometendo a garantia de suprimento das térmicas.

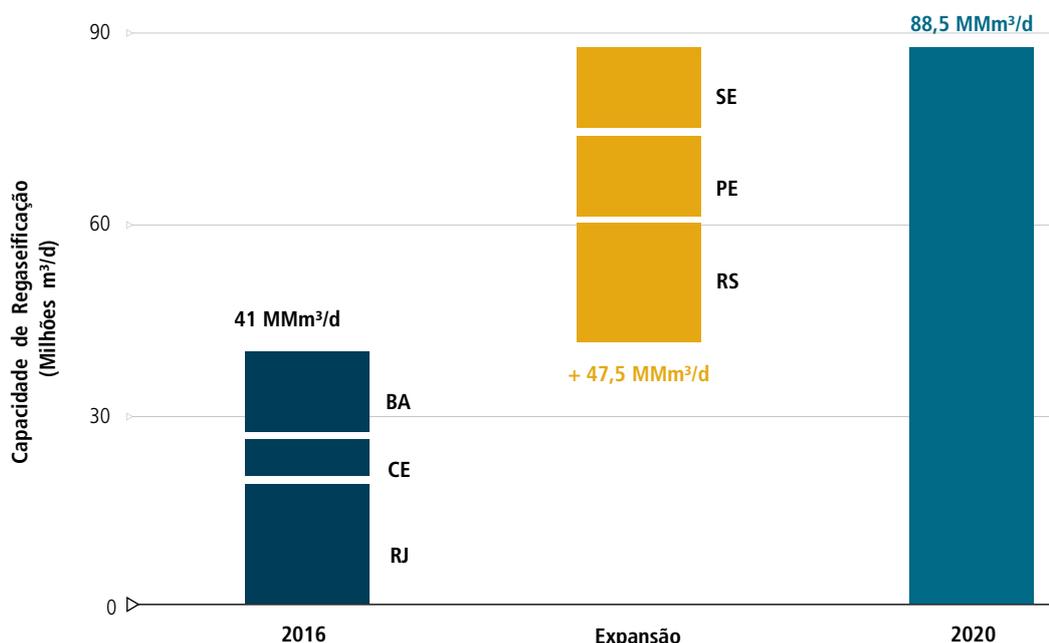
Em teste realizado em 2006, com despacho simultâneo pelo ONS de toda a disponibilidade termelétrica a gás contratada, a oferta disponível de gás só foi suficiente para abastecer metade da capacidade instalada. Essa situação motivou o termo de compromisso entre Petrobras e Aneel para garantir a disponibilidade efetiva do combustível, alertando para a necessidade de ampliar a oferta a partir de fontes mais flexíveis, capazes de acomodar a incerteza do despacho térmico. Adicionalmente, passou-se a exigir das novas centrais, nos Leilões de Energia Nova (LEN), a comprovação de reserva suficiente para o pleno despacho por todo o período contratual (VEIGA *et al.*, 2012).

A opção pelo gás natural liquefeito (GNL), como alternativa mais apropriada à flexibilidade da oferta exigida pelo setor elétrico, marca a quarta fase de penetração das térmicas no sistema brasileiro, caracterizada como “Opção flexível”. Essa solução foi definida pela resolução do CNPE 4 de 2006, que estabeleceu as diretrizes para a importação de GNL com o objetivo de complementar a oferta nacional do energético, garantindo suprimento seguro e diversificado em períodos de despacho térmico elevado.

Essa fase se inicia em 2008, com a entrada em operação dos terminais de regaseificação, construídos e operados pela Petrobras: Porto de Pecém/CE (7 MMm³/d), Baía da Guanabara/RJ (20 MMm³/dia) e Baía de Todos os Santos/BA (14 MMm³/dia). Seis termelétricas movidas a GNL foram vencedoras nos Leilões de Energia Nova (LEN) A-3 e A-5, realizados em 2008, somando capacidade instalada de 1,6 GW. Embora apenas uma tenha efetivamente entrado em operação (Linhares), o GNL se consolidou, dentro do portfólio integrado da Petrobras, como solução para a flexibilidade da oferta exigida pelo despacho térmico²⁰.

A tendência de contratação de térmicas baseada no GNL foi reforçada nos LEN A-5, realizados em 2014 e 2015, quando foram contratadas três térmicas a GNL integradas a novos terminais de regaseificação (Novo Tempo, Rio Grande e Porto de Sergipe I), que adicionarão 4 GW de capacidade instalada. Em quatro anos, a capacidade de regaseificação deve dobrar, alcançando 88,5 milhões m³/d, como apontado no Gráfico 12.

20. Para facilitar a logística da oferta do combustível, o ONS estabeleceu uma regra específica para o despacho de térmicas alimentadas a GNL com o aviso prévio de 60 dias.

Gráfico 12 – Capacidade de regaseificação no Brasil (existente e prevista)

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da EPE, 2015.

Em resumo, a capacidade instalada de termelétricas a gás natural aumentou pouco e numa estreita relação com políticas temporárias e oferta de combustível, na qual se destaca o poder de mercado da Petrobras. Sob a metodologia dos LEN e fora do âmbito do PPT, a capacidade instalada de térmicas a gás natural cresceu aproximadamente 2,1 GW, especialmente a partir de 2010, como demonstra a Tabela 3.

Somando as usinas convertidas na região amazônica, abastecidas por gás natural proveniente de Urucu, produzido e transportado pela Petrobras, a participação do energético na matriz de geração cresceu, desde 2004, apenas 2,9 GW. Nesse período, a única termelétrica a entrar na malha integrada de transporte de gás natural, monopolizada pela Petrobras, foi a usina Baixada Fluminense, empreendimento da própria estatal.

Destaca-se também a escolha predominante por empreendimentos termelétricos verticalizados nos LEN, sejam projetos associados a terminais de regaseificação, seja a integração entre produção de gás natural em terra e geração de eletricidade em boca do poço (*gas-to-wire*). A experiência do Complexo de Parnaíba é ilustrativa tanto das oportunidades quanto dos desafios desse modelo de negócio²¹. Mais recentemente, dois novos projetos *gas-to-wire* venceram os LEN A-3 e A-5 de 2015: as usinas

21. O Complexo de Parnaíba teve início com a usina Maranhão III (518 MW) que, posteriormente, adquiriu o direito de térmicas não concluídas, totalizando 1.425 MW de geração de eletricidade, dos quais 908 MW já estão em operação. No entanto, com a baixa produção dos campos de gás e atrasos das obras, a usina Maranhão III, prevista para início de 2014, ainda não entrou em operação, o que implicou a exposição a altos preços de eletricidade no mercado de curto prazo.

Prosperidade I (28 MW) e Oeste de Canoas (5,5 MW). Nos últimos dez anos, a usina Linhares é a única térmica viabilizada no setor elétrico não integrada verticalmente.

Atualmente, o Brasil conta com cerca de 13 GW de capacidade instalada em usinas termelétricas a gás natural, o que representa 8% da potência instalada total no País e 30% das térmicas em operação (CCEE, 2016). De acordo com o PDE 2024, a expansão do parque gerador termelétrico agregará 10,5 GW até 2024, a partir de usinas “preferencialmente movidas a gás natural” (EPE, 2015). Essa projeção condiz com as recentes mudanças observadas no setor elétrico, evidenciando a crescente necessidade de energia despachável no sistema.

A concretização da expansão planejada deverá ocorrer de acordo com a disponibilidade e competitividade dos projetos. Entretanto, o histórico apresentado indica que os desafios para a expansão da geração termelétrica a gás natural em bases mais estruturantes ainda são presentes no Brasil.

Tabela 3 – Usinas termelétricas em operação

Evento	UTE	Fonte	Empresa	Data operação	Potência (MW)	PPT	UF
	Campos (ex-Roberto Silveira)	GN	Furnas (Eletrobras)	ago-98*	30		RJ
	Camaçari	GN	Braskem	jan-96	131		BA
	Modular de Campo Grande (ex-William Arjona)	GN	ENGIE Brasil Energia	dez-99	206	Sim	MS
	Uruguaiana	GN	AES Uruguaiana	dez-00	640	Sim	RS
	Cuiabá (ex-Mário Covas)	GN	EPE Brasil	jan-01	529	Sim	MT
	Sepé Tiaraju (ex-Canoas)	GN	Petrobras	mar-01	249	Sim	RS
	Termo Norte II	GN	Termo Norte Energia	dez-01	427	Sim	RO
	Juiz de Fora	GN	Petrobras	fev-02	87	Sim	MG
	Aureliano Chaves (ex-Ibirité)	GN	Petrobras	jul-02	226	Sim	MG
	Termocabo	GN	Termocabo S.A.	set-02	50		PE
	Araucária	GN	UEG Araucária	set-02	484	Sim	PR
	EnergyWorksMogi	GN	EnergyWorks	abr-03	31	Sim	SP
	Camaçari	GN	CHESF (Eletrobras)	jun-03	360	Sim	BA
	Celpav IV	GN	Fibria Celulose	ago-03	139	Sim	SP
	Rômulo Almeida (ex-FAFEN)	GN	Petrobras	out-03	138	Sim	BA
	Fortaleza	GN	CGTF S.A.	dez-03	326	Sim	CE
	Celso Furtado (ex-TermoBahia)	GN	Petrobras	fev-04	186	Sim	BA

Tabela 3 – (Continuação)

Evento	UTE	Fonte	Empresa	Data operação	Potência (MW)	PPT	UF
	Norte Fluminense	GN	EDF Norte Fluminense	mar-04	827	Sim	RJ
	Termopernambuco	GN	Neoenergia	mai-04	533	Sim	PE
	Fernando Gasparian (ex-Nova Piratininga)	GN	Petrobras	dez-04	386	Sim	SP
	Jesus Soares Pereira (ex-Vale do Açú) (a)	GN	Petrobras	set-08	323	Sim	RN
1º LEN	Euzébio Rocha (ex-Cubatão) (a)	GN	Petrobras	nov-09	250	Sim	SP
1º LEN	Barbosa Lima Sobrinho (ex Eletrobolt)	GN	Petrobras	out-01	386	Sim	RJ
1º LEN	Termo Ceará	GN	Petrobras	jul-02	220	Sim	CE
1º LEN	Gov. Leonel Brizola (ex-TermoRio)	GN	Petrobras	nov-04	1058	Sim	RJ
1º LEN	Luiz Carlos Prestes (ex-Três Lagoas)	GN	Petrobras	jan-04	386	Sim	MS
3º LEN	Mário Lago (ex-Macaé Merchant)	GN	Petrobras	dez-01	923	Sim	RJ
3º LEN	Do Atlântico	gás processo	ThissenKrupp	jan-11	490		RJ
5º LEN	Santa Cruz	GNL	Furnas (Eletrobras)	set-04*	1000	Sim	RJ
6º LEN	Luiz Oscar Rodrigues de Melo (ex-Linhares)	GNL	Linhares Geração	dez-10	204		ES
7º LEN	Maranhão IV (ex-MC Joinville)	GN	Eneva	fev-13	338		MA
7º LEN	Maranhão V (ex-MC João Neiva)	GN	Eneva	mar-13	338		MA
12º LEN	Baixada Fluminense	GN	Petrobras	mar-14	530		RJ
convertido	Jaraqui	GN	Breitener	nov-10*	75		AM
convertido	Manauara	GN	Cia. En. Manauara	nov-10*	85		AM
convertido	Tambaqui	GN	Breitener	nov-10*	93		AM
convertido	Aparecida	GN	AmGT	jun-11*	152		AM
convertido	Cristiano Rocha	GN	RAESA	set-11*	85		AM
convertido	Ponta Negra	GN	AmGT	set-11*	66		AM
convertido	Mauá	GN	AmGT	set-11*	110		AM
12º LEN	Maranhão III	GN	Eneva		519		MA
20º LEN	Mauá 3	GN	AmGT		590		AM
20º LEN	Novo Tempo	GNL	Novo Tempo		1238		PE
20º LEN	Rio Grande	GNL	UTERG		1238		RS
21º LEN	Porto de Sergipe I	GNL	Genpower		1517		SE
22º LEN	Prosperidade I	GN	Imetame		28		BA
23º LEN	Oeste de Canoas	GN	Oeste de Canoas Petróleo e Gás		6		MA

Fonte: Elaboração própria, com base em dados do BIG/Aneel.

*A data corresponde ao momento em que as usinas foram convertidas para gás natural.

(a) Usinas do PPT, mas que entraram em operação após o encerramento do programa.

3.2 Contratação de térmicas no atual modelo institucional do setor elétrico

No modelo do setor elétrico brasileiro implantado em 2004, a comercialização de energia é realizada em duas esferas de mercado: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). No ACL, ocorrem as operações de compra e venda de energia livremente negociada entre vendedores e compradores, pactuadas por meio de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL).

O ACR, por sua vez, contempla as operações entre geradores, comercializadores e distribuidoras, realizadas por meio de leilões e formalizadas em contratos bilaterais regulados pela Aneel, denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).

Existem duas modalidades de CCEAR, que se traduzem em dois produtos distintos para os ofertantes de energia: por quantidade e por disponibilidade de energia elétrica. Os contratos por quantidade de energia são, comumente, celebrados com empreendimentos de geração hidrelétrica pelo período de 30 anos, no qual é firmada a entrega de determinado montante físico de MWh. A remuneração dos agentes varia de acordo com a quantidade de energia efetivamente gerada ao longo do contrato, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada.

Os contratos por disponibilidade são destinados à contratação de usinas termelétricas, eólicas e solares. Nesses acordos, os agentes possuem remuneração desvinculada de sua utilização e dividida em duas partes: uma parcela de remuneração fixa anual (receita fixa) e outra de remuneração variável (custo variável unitário – CVU²²). A parcela fixa remunera a disponibilidade contratada e a energia gerada referente à parcela inflexível, se existente. Já o custo variável remunera a energia flexível gerada, isto é, a energia gerada quando a central é despachada pelo ONS.

Dessa forma, nesses contratos, a remuneração das centrais termelétricas é garantida, independentemente da variabilidade do despacho térmico decorrente da incerteza hidrológica. Os consumidores, por sua vez, assumem a exposição financeira ao risco hidrológico, mas têm nesses contratos, em tese, uma espécie de seguro, uma vez que pagam um prêmio (parcela fixa) para terem a opção de energia menos custosa (parcela variável) em cenários hidrológicos adversos, quando o custo de oportunidade de usar a água dos reservatórios aumenta significativamente (ROMEIRO, 2015).

A Lei 10.848/2004 institucionalizou o mecanismo de leilões para promover a expansão do SIN e a comercialização de energia elétrica no âmbito do ACR, com o objetivo de garantir competição, transparência e modicidade tarifária na contratação de longo prazo de energia.

22. Custo Variável Unitário – CVU: valor expresso em Reais por Megawatt-hora (R\$/MWh), necessário para cobrir todos os custos operacionais do empreendimento de geração.

A contratação no mercado regulado ocorre por meio de leilões centralizados, que reúnem a expansão da demanda futura prevista pelas distribuidoras, declarada ao MME, viabilizando a expansão da capacidade instalada. Os empreendimentos vencedores são definidos pelo critério de menor tarifa (preço por MWh).

Os leilões podem ser direcionados para aquisição de “energia nova” de centrais a serem construídas, expandindo a capacidade instalada, ou de “energia velha”, de usinas existentes. Podem ser realizados Leilões de Energia Nova, de Fontes Alternativas, de Energia de Reserva, Estruturantes, de Energia Existente e de Ajuste.

Nos contratos de nova capacidade, o início da entrega ocorre no quarto (A-4) ou no sexto ano (A-6), após a licitação e o prazo de suprimento de 15 a 35 anos. Já nos contratos de capacidade existente, a entrega ocorre no mesmo ano (A) ou no ano subsequente à licitação (A-1), e o prazo de suprimento varia entre um e 15 anos.

Nos Leilões de Energia Nova, as fontes habilitadas competem entre si pela demanda futura das distribuidoras. As hidrelétricas disputam contratos de quantidade, enquanto as demais fontes disputam contratos de disponibilidade. Inicialmente, os preços-teto eram definidos apenas por produtos, quantidade e disponibilidade, restringindo a competição das fontes. Atualmente, há preços-teto diferentes para as fontes que disputam contratos de disponibilidade, permitindo que o governo direcione a escolha das fontes.

Os Leilões de Fontes Alternativas são direcionados para eólica, solar, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e biomassa. Os Leilões Estruturantes são responsáveis por viabilizar a licitação prioritária de projetos estratégicos e de interesse público, indicados para licitação dedicada e prioritária pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Até o presente, apenas projetos hidrelétricos foram licitados nessa modalidade (Jirau, Santo Antônio e Belo Monte).

Os Leilões de Reserva são voltados para aumentar a segurança no suprimento de energia elétrica no SIN, elevando a margem de reserva do sistema, com energia proveniente de novas centrais ou existentes. A energia de reserva é contabilizada e liquidada no mercado de curto prazo pela CCEE e o seu custo é rateado por todos os consumidores do SIN, por meio do Encargo de Energia de Reserva. O Leilão de Reserva também é utilizado pelo planejamento, para viabilizar a contratação de fontes específicas.

Os Leilões de Energia Existente são voltados para a contratação de energia de centrais já existentes, em operação, a princípio a custo mais baixo do que a energia de novas centrais. Já os Leilões de Ajuste têm por finalidade adequar a contratação de energia das distribuidoras, ajustando desvios em relação às previsões realizadas e o comportamento efetivo do mercado, celebrando contratos de curta duração (até dois anos).

Os Leilões de Energia Nova (LEN), utilizados para compra de energia de novos empreendimentos, destacam-se como principal instrumento para a expansão do parque gerador, cujo aparato regulatório é especificamente delineado para lidar com peculiaridades do sistema elétrico brasileiro e de cada tecnologia de geração. As regras de contratação de térmicas a gás natural serão apresentadas a seguir.

3.2.1 Nível de inflexibilidade operativa²³

No contrato por *disponibilidade*, o gerador assume o compromisso de gerar energia sempre que solicitado a fazê-lo, seja por ordem de mérito de custo²⁴, seja por razões elétricas²⁵, determinadas pelo ONS, seja por razões de segurança energética²⁶, determinada pelo CMSE.

Além da disponibilidade permanente, o gerador pode declarar algum nível de inflexibilidade operativa, comprometendo-se a gerar, por todo o período contratual, alguma parcela da sua disponibilidade, independentemente da ordem de mérito do ONS.

De modo geral, a inflexibilidade de uma térmica, que se traduz em uma geração mínima constante, é definida por fatores alheios aos critérios operacionais do sistema, como restrições técnicas relacionadas aos equipamentos ou processos da usina, ou às condições contratuais de fornecimento de gás natural. Nesse caso, a inflexibilidade pode acomodar cláusulas de *take-or-pay*, que determinam pagamento de determinado montante de combustível contratado, independentemente do consumo efetivo. A inflexibilidade é considerada tanto na programação eletroenergética do SIN como para fins de cálculo da garantia física da planta.

Inicialmente, o nível máximo de inflexibilidade, permitido para as usinas termelétricas, nos leilões de energia, era indeterminado. Contudo, temendo riscos à otimização da operação do sistema, passou-se a limitar a inflexibilidade operativa a, no máximo, 50% da disponibilidade total.

A Resolução Normativa 614 da Aneel, de junho de 2014, permite a sazonalização da inflexibilidade²⁷ operativa declarada pelo gerador ao longo do ano e a geração antecipada acima da inflexibilidade, a título de crédito para ser compensado em casos de indisponibilidades por falta de combustível.

23. Inflexibilidade operativa: percentual de energia gerada de forma ininterrupta, com potência total ou parcial.

24. As usinas despachadas por ordem de mérito, que são aquelas que apresentam custo variável unitário (CVU) menor do que o custo marginal de operação.

25. Restrições físicas de uma determinada rede para atender a uma carga específica.

26. Quando existe o risco de desabastecimento de energia elétrica.

27. A sazonalização da inflexibilidade das usinas térmicas considera a maior ou menor armazenagem de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas.

A sazonalização da inflexibilidade, distribuindo a inflexibilidade média ao longo do ano, deve ser estipulada para cada ano de forma antecipada, em comum acordo com o ONS, que condiciona a aprovação à otimização eletroenergética do SIN. Já a geração antecipada acima da inflexibilidade, fora da ordem de mérito, viabiliza o instrumento de “reservatório virtual”. Ao armazenar geração adicional nos reservatórios hídricos, as térmicas podem utilizar o crédito em momentos de indisponibilidade operativa por falta de combustível, protegendo-se da exposição financeira alternativa ao PLD.

3.2.2 Índice de Custo-Benefício – ICB

Nos leilões de energia, a seleção dos produtos por *disponibilidade* pelo critério de menor tarifa exige a comparação entre os projetos concorrentes, com características tecnológicas distintas. Diante disso, a EPE desenvolveu o Índice de Custo-Benefício (ICB), método comparativo entre as alternativas tecnológicas que competem por contratos de disponibilidade, isto é, todas as tecnologias de geração, à exceção da hidráulica – termelétricas, eólica e solar.

O ICB, expresso em R\$/MWh, é definido como a razão entre custos e benefícios das alternativas, sob o ponto de vista do *pool* comprador (distribuidoras), valorados a partir de um horizonte futuro de cinco anos de operação (EPE, 2016a). O custo global compreende todos os custos fixos da planta, o valor esperado dos custos de operação e o valor esperado dos custos econômicos de curto prazo. O benefício das alternativas é avaliado pela garantia física do empreendimento, que traduz o benefício estimado da nova capacidade ao suprimento futuro de energia. Os projetos são selecionados em ordem crescente de ICB, até que o somatório das ofertas de energia se iguale à demanda total das distribuidoras.

$$\text{ICB} \equiv \frac{\text{Custos Fixos} + E[\text{Custos de Operação}] + E[\text{Custos Econômicos de Curto Prazo}]}{\text{Garantia Física} \times 8.760} \quad (1)$$

$$\text{ICB} \equiv \frac{\text{RF} + \text{COP} + \text{CEC}}{8760 \times \text{GF}} \quad (2)$$

Onde:

ICB: Índice de Custo-Benefício

RF: receita anual fixa

COP: custos esperados de operação

CEC: custos econômicos decorrentes

GF: garantia física

Os custos fixos, cobertos pela receita anual fixa (RF), englobam todos os custos fixos do projeto, inclusive os gastos com combustível e operação e manutenção (O&M)

associados à geração inflexível das térmicas. Os demais componentes do custo global do empreendimento avaliados no ICB – os custos esperados de operação (COP) e a esperança dos custos econômicos decorrentes (CEC) – dependem, essencialmente, de quanto e quando a usina irá gerar ao longo do ciclo de vida do projeto.

O cálculo é realizado por meio de duas mil séries sintéticas equiprováveis simuladas, que resultam em custo marginal de operação mensal para cada submercado do sistema, simplificando a operação futura para valores mensais em vez de semanais (*week ahead*), como ocorre na prática. O valor esperado é calculado, portanto, a partir da expectativa dos futuros custos marginais de operação (CMO).

A parcela COP estima o custo de operação esperado decorrente da geração variável da planta, excedente à inflexibilidade operativa, considerando-se o custo variável (CVU) da planta e a geração por mérito de custo (gera toda a disponibilidade quando o CVU é menor que CMO do cenário). Já a parcela CEC procura quantificar o custo esperado para o *pool* comprador da disponibilidade contratada e não utilizada, calculando a exposição financeira entre a garantia física aportada pelo empreendimento e a geração efetiva para cada cenário simulado, valorada pelo CMO limitado aos valores de máximo e mínimo do PLD vigente.

O termo CEC torna-se negativo (benefício) quando a geração média esperada é superior à garantia física da fonte, isto é, quando a sua contribuição energética estimada supera sua energia média garantida (garantia física). Isso ocorre principalmente para fontes com custo de operação nulo e geração esperada concentrada em períodos secos (eólica e bagaço de cana), quando a contribuição energética é valorada a CMO potencialmente mais elevado.

O benefício da alternativa é expresso pela garantia física atribuída ao empreendimento no ato de outorga. Como já salientado, é inusitado atribuir garantia física para termelétrica sem incerteza quanto ao combustível, pois, em tese, pode gerar toda a sua disponibilidade a qualquer momento. Porém, como todo o sistema é estruturado em torno do custo de oportunidade da água retida nos reservatórios, a garantia física da térmica leva em conta o fator de capacidade projetado – quanto maior o custo variável (CVU) e menor a flexibilidade, menor o fator de capacidade esperado e, consequentemente, menor a energia garantida ao sistema.

Dessa forma, o ICB privilegia fontes complementares ao regime hídrico (eólica e bagaço de cana) e térmicas flexíveis com baixo custo fixo (baixa receita fixa) e elevado custo variável (baixa geração esperada).²⁸ Esse viés pró-flexibilidade foi intencionalmente estruturado face à predominância hídrica e ao paradigma operativo tradicional do sistema, contrário a inflexibilidades e restrições à otimização intertemporal.

28. Para análise mais detalhada, conferir Romeiro, 2014 e Romeiro *et al.*, 2014.

3.2.3 Reajustes da receita fixa e do CVU

A receita anual fixa é reajustada anualmente. A parcela referente aos custos fixos de remuneração do capital, operação e manutenção da planta é reajustada pela variação da inflação (IPCA). Já a parcela de combustível referente à geração inflexível, quando existente, segue a variação do preço de referência estabelecido no contrato.

A parcela de combustível do custo variável (CVU) é reajustada mensalmente, seguindo a variação do preço de referência estabelecido no contrato, enquanto o componente de O&M variável é reajustado anualmente pela inflação (IPCA).

$$RF = RF_{O\&M} + COMB \quad (3)$$

$$CVU = CVU_{O\&M} + COMB \quad (4)$$

$$COMB = i \times P_{FUEL} \times \theta \quad (5)$$

Onde:

RF: receita fixa

$RF_{(O\&M)}$: receita fixa de operação e manutenção

COMB: preço de referência do combustível

CVU: custo variável unitário

i : consumo específico da planta

θ : taxa de câmbio

A parcela de combustível é composta pelo fator “ i ” (relacionado ao consumo específico da planta, “*heat rate*”), fixo por todo o contrato, pela taxa de câmbio (θ) e preço de referência do combustível. As possibilidades de indexação do combustível (preço de referência) são determinadas por portaria do MME, especificadas, portanto, a cada leilão. Tradicionalmente, os empreendedores podiam optar nos leilões entre indexar o combustível ao Brent, ao *Henry Hub* ou a uma cesta de óleo.

Recentemente, ampliaram-se os graus de liberdade de indexação do gás natural, alterando a Portaria do MME 42 de 2007, com o intuito principal de facilitar a contratação de GNL. Atualmente, o preço de referência da parcela de combustível é estabelecido pelo empreendedor a partir de livre ponderação entre *Henry Hub* (HH), Brent, NBP e JKM, determinada pelos parâmetros fixos “ a , b , c , d , e , f ”. O parâmetro “ f ” é dedicado à margem de distribuição, único valor reajustado anualmente pela inflação e pela média anual da taxa de câmbio (θ), conforme equação abaixo.

$$P_{FUEL} = a \times HH + b \times Brent + c \times NBP + d \times JKM + e + \frac{f}{\theta} \quad (6)$$

O preço de referência é reajustado mensalmente para o CVU da térmica, seguindo variações mensais dos preços ponderados e da média mensal da taxa de câmbio. Já para a receita fixa o preço de referência é reajustado apenas anualmente. Consequentemente, o gerador térmico pode ficar exposto a variações nos indexadores não repassadas automaticamente à parcela da geração inflexível.

3.2.4 Comprovação de lastro de suprimento de combustível

Nos LEN, é exigida, para todas as térmicas candidatas, a comprovação de reserva para lastro de combustível compatível com seu despacho integral e durante todo o período contratual, como requisito para a obtenção da habilitação técnica perante a EPE²⁹. A garantia de disponibilidade efetiva da capacidade a ser instalada deve ser comprovada por relatório técnico, que demonstre a disponibilidade da fonte energética por toda a vigência do CCEAR e por termo de compromisso de compra e venda de combustível ou contrato preliminar, celebrado entre termelétrica e fornecedor (produtor ou comercializador).

No caso dos geradores termelétricos a gás natural, o fornecedor do combustível deve ser registrado na Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP. A ANP é responsável pela análise dos documentos destacados, que devem ser acompanhados dos dados necessários para comprovação da origem ou caracterização das reservas que suportarão o fornecimento de gás natural. Para centrais abastecidas por GNL, devem-se comprovar as capacidades de regaseificação disponível e reservada. Já nas situações em que o empreendedor é caracterizado como autoprodutor ou autoimportador³⁰, este deve apresentar contrato firmado com a distribuidora de gás natural e autorização de importação outorgada pelo MME (apenas para o segundo).

O termo de compromisso dos empreendimentos a gás deve conter cláusulas de eficácia de fornecimento de combustível, com indicação da quantidade máxima mensal de gás natural fornecida, prazo de entrega e penalidades às usinas termelétricas que não atenderem às instruções de despacho do ONS por falha no suprimento de combustível.

De acordo com a Resolução 222/06 da ANEEL, a penalidade pela indisponibilidade de geração de energia elétrica, decorrente da falta de combustível, é calculada

29. Regra válida para térmicas com CVU diferente de zero e despachadas centralizadamente (carvão, gás natural e óleo diesel e combustível). Termelétricas com CVU nulo (biomassa) devem apresentar a Declaração de Quantidade de Energia Disponibilizada ao Sistema Interligado Nacional, que informa a disponibilidade média anual de energia gerada e a quantidade de produção própria de combustível (e o montante contratado de terceiros, quando a primeira for insuficiente).

30. De acordo com a Lei 11.909/09, autoprodutor é o agente explorador e produtor de gás natural, que utiliza parte ou totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais; autoimportador é o agente autorizado a importar gás natural para uso total ou parcial como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais.

mensalmente, com base na energia não gerada, conforme informado pelo ONS. A precificação é definida pelo PLD médio do período em que se constatar a ausência de geração, acrescido de uma rampa gradual de preços³¹. Assim, no primeiro mês, a penalidade corresponderá ao PLD médio, acrescido de 25% da diferença entre o PLD máximo e o PLD médio. Nas verificações mensais seguintes, esse acréscimo aumenta para 50%, 75% e, finalmente, 100%, precificação que se mantém constante por 12 meses seguidos, sem novas ocorrências de falta de combustível.

Os recursos oriundos são revertidos em favor do abatimento dos Encargos de Serviços do Sistema (ESS). Os contratos registrados na CCEE não implicam, necessariamente, compromisso de entrega física de energia por parte dos agentes vendedores, podendo a energia ser entregue por outro agente, observando que a responsabilidade contratual pela entrega continua será do vendedor referido no contrato.

3.3 Entraves a investimento de termelétricas a gás natural no Brasil

Do ponto de vista dos geradores térmicos e do sistema como um todo, os contratos de disponibilidade de energia representam um mecanismo de remuneração de capacidade. A remuneração da capacidade instalada viabiliza a remuneração dos geradores térmicos, ao suprimir a exposição ao risco hidrológico, garantindo a disponibilidade de reserva para o sistema³².

Caso todos os custos fixos das térmicas não sejam remunerados pela parcela fixa do contrato, a remuneração do investimento em térmicas pode ser comprometida num contexto de reserva hídrica elevada e baixa geração térmica. Além disso, mesmo se os custos fixos estiverem adequadamente cobertos, as térmicas podem ter problemas de remuneração em período de elevado despacho, caso os custos variáveis não estejam adequadamente cobertos pelo contrato.

31. A penalidade por falta de combustível é calculada de acordo com a seguinte fórmula:

$$VSm = \left\{ PMEDm + \left[j \times \frac{PLDmax - PMEDm}{4} \right] \right\} \times ENPm$$

Onde: VSm = Valor da Sanção no mês m (em que ocorreu falta de combustível), expresso em R\$; PMEDm = Preço de Liquidação de Diferenças médio mensal, no mês m, expresso em R\$/MWh; j = quantidade de meses com falta de combustível, variando de 1 a 4; PLDmax = Preço de Liquidação de Diferenças máximo, expresso em R\$/MWh; ENPm = quantidade de energia não produzida no mês m devido a falta de combustível, expressa em MWh (ANEEL, 2006).

32. A impossibilidade de centrais voltadas para *backup*, com baixo fator de capacidade, recuperarem seus custos a partir da venda direta em mercados de energia é conhecida na literatura por "missing money problem" (JOSKOW, 2008). Mecanismos de remuneração de capacidade foram sistematicamente desenhados para contornar esse problema.

Essas duas situações têm sido frequentes no Brasil, em função da dificuldade de contratação de gás em contratos de longo prazo com baixo nível de *take-or-pay*. Por outro lado, a opção de importação de GNL é muito arriscada, em função da grande volatilidade do preço do gás em seu preço *spot* e contratual³³.

Nos últimos anos, a expansão da geração termelétrica a gás natural apresentou uma expansão aquém de seu potencial, face às limitações em torno das sistemáticas dos leilões. Por um lado, o aparato regulatório dos LEN não tem sido capaz de promover uma coordenação dos investimentos em novas usinas a gás, pois não eliminam os riscos associados, principalmente, às relações contratuais entre operador da usina e fornecedor de gás natural (TAVARES, 2016).

Por outro lado, dados os elevados riscos presentes na atividade de geração termelétrica a gás natural, a escolha dos projetos de geração pelo menor custo pode conduzir os leilões a situações de seleção adversa, a partir da escolha de candidatos com menor aversão ao risco sobre as condições futuras de fornecimento dos serviços contratados, em vez dos mais eficientes. De fato, o elevado grau de risco subjacente aos contratos térmicos resultou frequentemente em empreendimentos vencedores, que não foram efetivamente implantados, como ilustra o caso do grupo Bertin, que foi incapaz de concretizar as térmicas vencedoras.

A atual metodologia de contratação impõe riscos elevados aos projetos térmicos a gás natural, configurando uma importante barreira à expansão da fonte na matriz. A obrigação de lastro, como exigida atualmente, configurasse como um dos principais obstáculos à contratação de novas usinas a gás natural. A exigência de comprovação de suprimento de combustível para atender ao despacho térmico permanente a plena potência é inconsistente com o papel de *backup* desempenhado por essas usinas, nas quais o consumo de gás pode ocorrer por vários meses ou não se materializar. Dessa forma, caso um projeto térmico seja contratado, o fornecedor de gás natural comprometerá grandes montantes de suas reservas e capacidade de transporte com uma demanda térmica muito volátil.

A baixa operação nos períodos hidrológicos favoráveis provoca ociosidade da cadeia produtiva do combustível e impede a recuperação dos custos afundados. Essa situação pode ser evitada com contratos interruptíveis, porém, o baixo desenvolvimento do mercado de gás impede que o combustível não utilizado pelas térmicas tenha usos alternativos, cujo custo de oportunidade iguale ou supere o custo da sua cadeia produtiva. Essa medida reduz a competitividade das termelétricas nos leilões regulados, pois apenas uma pequena parcela dos empreendimentos cadastrados nos certames é efetivamente habilitada.

33. Os contratos de longo prazo de GNL usualmente são indexados ao preço do óleo ou de mercados de curto prazo e também são expostos à volatilidade.

O compromisso de abastecimento de longo prazo também é inconciliável com o processo de exploração de gás natural, que é contínuo, ou seja, ocorre na medida em que novos campos vão sendo descobertos e desenvolvidos, recompondo a relação reserva/produção; e oneroso, pois depende de altos investimentos, que apenas acontecem, proporcionalmente, ao necessário para garantir o suprimento dos compradores, ou seja, as empresas fornecedoras só investem na prospecção de novas reservas, à medida que seu mercado consumidor se desenvolve (ALMEIDA e COLOMER, 2013).

Com o mesmo objetivo de garantir disponibilidade permanente, as penalidades (exposição ao PLD) por indisponibilidades não programadas não diferenciam restrições de natureza estrutural – como falta de combustível para arcar com geração contratada – daquelas de natureza conjuntural – como imprevistos técnicos na extração ou no transporte do combustível à térmica. Desse modo, face à dificuldade de repasse do risco de exposição ao PLD nos contratos de aquisição de combustível, incentivam-se soluções integradas entre produtores de gás natural e consumidores termelétricos – como ocorre com a Petrobras e com o complexo de Parnaíba.

Além da penalização desproporcional por indisponibilidade circunstancial e da exigência de reserva para todo o período contratual, a seleção das térmicas, por meio do ICB, penaliza alternativas mais inflexíveis ou com maior geração esperada. Além da metodologia de cálculo, o viés pró-flexibilidade também se manifesta por meio de séries otimistas de custo marginais de operação futuros.

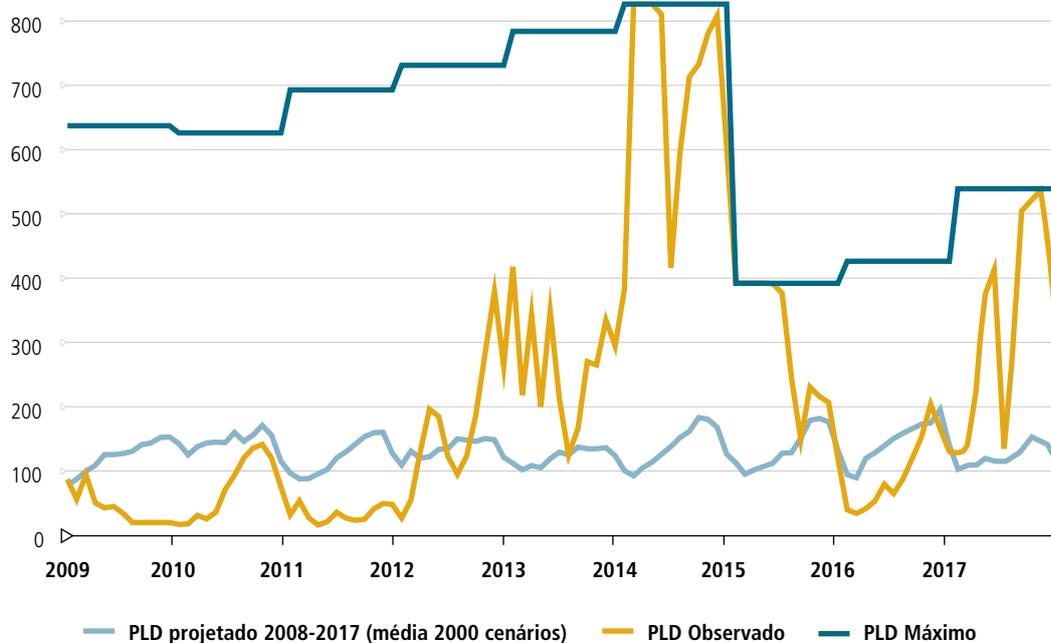
O Gráfico 13 compara o CMO médio projetado para o período entre 2008 e 2017 (PDE 2017) com o PLD observado, delimitado pelo valor máximo anualmente estabelecido. É patente a subestimação da utilização da disponibilidade contratada. Se fosse antecipada a maior utilização da disponibilidade no momento do cálculo, antes de 2009, alternativas de térmicas menos flexíveis, com custo fixo mais elevado e custo variável mais baixo, poderiam se revelar mais atrativas do que térmicas flexíveis, no cálculo do ICB.

Ademais, alguns benefícios das térmicas a gás não são contabilizadas na análise de custo-benefício dos leilões de expansão, tais como:

- o fator locacional, já que as centrais podem ser instaladas próximas aos centros de carga (vantagem em relação às alternativas renováveis, sujeitas a restrições geográficas);
- a despachabilidade, que garante disponibilidade de fato (vantagem em relação às renováveis intermitentes ou sazonais); e
- a baixa emissão de gases de efeito estufa (vantagem em relação aos demais combustíveis fósseis).

Aduz-se, ainda, frente à perda de regularização dos reservatórios hídricos, a possibilidade de deslocar (evitar) a geração hídrica, “poupano” os reservatórios, o que hoje ainda é compreendido como desvantagem para o sistema.

Gráfico 13 – Discrepância entre valores projetados e observados do PLD (R\$)



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da EPE, 2008 e CCEE, 2016.

É importante também destacar que o limite máximo de inflexibilidade de 50% às usinas termelétricas, imposto pela EPE, é definido com base na flexibilidade operativa desejável ao atual paradigma operativo do setor elétrico, que prioriza o uso dos reservatórios hídricos, a fim de evitar vertimentos³⁴ e gastos com combustível. Entretanto, a baixa expectativa quanto à concretização da demanda termelétrica de combustível condiciona diretamente a decisão do uso de cláusulas de *take-or-pay* (ToP) pelos fornecedores de gás natural.

O ToP funciona como um mecanismo de salvaguarda, que busca disciplinar a interação entre os agentes, ao compartilhar os riscos financeiros de um determinado investimento. Nesse sentido, o ToP exerce uma garantia contratual ao fornecedor de gás natural, a partir da redução de incertezas quanto à demanda futura de gás natural das usinas termelétricas flexíveis.

Todavia, a utilização de cláusulas de ToP pelos fornecedores de combustível representa um aumento dos custos fixos dos projetos térmicos que não dispõem de contratos interruptíveis, tipicamente as usinas a gás natural. Ou seja, as cláusulas de ToP

34. Vertimentos: fluxo de água que aciona as turbinas de uma usina hidroelétrica. Ou, em alguns casos, fluxo de água liberado para garantir a segurança de uma barragem por excesso de armazenagem.

transformam custos variáveis (precificados pelos seus valores esperados no ICB) em custos fixos (precificados diretamente na receita fixa). Isso eleva os custos dos projetos térmicos a gás natural, reduzindo, conseqüentemente, sua competitividade nos LEN.

Vale assinalar que a discricionariedade do regulador se estende a outros fatores, como quais fontes podem ser habilitadas, qual o nível de inflexibilidade e o limite máximo do CVU das tecnologias que disputam contratos de disponibilidade e qual o percentual mínimo a ser comercializado no ACR. A sistemática dos leilões também pode ser alterada a qualquer momento, embora, até o presente, o desenho não tenha sido modificado.

Além dessas críticas, os leilões vêm sendo questionados em relação à falta de um sinal locacional claro, o que pode ocasionar distorções em função da dimensão continental do País, levando à contratação de projetos localizados em regiões com necessidades restritas de expansão da oferta, em detrimento da realização de investimentos em localidades onde a demanda por energia cresce a maiores taxas.

Um exemplo significativo dessa problemática é a expressiva contratação de projetos eólicos na Região Nordeste. A concentração de capacidade instalada naquela região exige aumento das interligações para garantir a capacidade de escoamento dos excedentes de energia por meio das regiões geoeletricas, provocando a elevação dos custos, que não são considerados no momento da contratação.

3.4 Planejamento desintegrado do setor elétrico e de gás natural

O planejamento setorial deve estabelecer metas flexíveis e alinhadas com as políticas energéticas vigentes, sujeitas a reavaliações periódicas e discussões com a sociedade (BAJAY, 2002). Uma vez estabelecidas, o planejamento definido para alcançá-las pode ser de caráter indicativo ou determinativo. No planejamento indicativo, indica-se uma trajetória a ser percorrida na direção das metas propostas – porém, os agentes não são obrigados a persegui-las. Já no planejamento determinativo, os agentes são obrigados a perseguir as metas estabelecidas, concretizando o plano proposto.

Historicamente, o planejamento do setor elétrico brasileiro foi de caráter determinativo, definindo os projetos e os agentes responsáveis por sua implementação. O Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), da Eletrobras, foi o principal instrumento do Ministério de Minas e Energia (MME) para orientar a expansão do setor, realizada pelas inúmeras empresas concessionárias. Diversos planos nacionais de energia elétrica e decenais de expansão foram elaborados ao longo dos anos, com o intuito de orientar a expansão do setor (DIAS LEITE, 2014).

Após a liberalização do setor elétrico na década de 1990 e sua posterior reestruturação nos anos 2000, o planejamento passou a ser de caráter indicativo, a princípio mais adequado para a maior diversidade de agentes atuantes em um ambiente de mercado.

Desde a reestruturação do setor elétrico, realizada em 2004, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) é o principal instrumento de planejamento setorial. Elaborado anualmente, o PDE tem, em geral, caráter indicativo. O planejamento aponta uma matriz elétrica futura de referência, indicando uma provável ou pretendida expansão do parque gerador no horizonte decenal. A principal diretriz das metas propostas é a priorização da participação das fontes renováveis (potenciais hidráulico, eólico, solar e biomassa) para atender ao crescimento esperado da demanda, *“compatibilizando esta participação com o atendimento à carga de forma segura e tendo em vista o compromisso brasileiro de manter seu crescimento econômico apoiado em uma matriz energética limpa”* (EPE, 2015).

A conformação da matriz, no entanto, é definida pelos diversos leilões de expansão de energia, realizados de forma centralizada para atender à demanda futura das distribuidoras de eletricidade. Entretanto, ainda se dispõem de instrumentos determinativos capazes de guiar a rota de expansão do setor.

Por um lado, pode-se realizar: a) leilões estruturantes, para viabilizar projetos específicos; b) leilões por fonte, para impulsionar novas fontes de energia (em geral renováveis); e c) leilões de reserva, também utilizados para promover fontes específicas.

Por outro lado, parâmetros discricionários definidos em cada certame impactam significativamente a competitividade das fontes – como os diferentes preços-teto estabelecidos –, o nível de inflexibilidade máximo permitido, as regras de comprovação de combustível, os indexadores admitidos, entre outros. Desse modo, subjacente à competição em leilões pelo mercado futuro das distribuidoras, a evolução da matriz futura é guiada pelo planejamento.

O planejamento da transmissão, ao contrário da geração, tem caráter integralmente determinativo, já que a expansão do Sistema Interligado Nacional é vital para integrar a nova capacidade instalada, superando gargalos e reforçando intercâmbios elétrico-energéticos. Nesse sentido, os planejamentos da transmissão e geração devem ser realizados de forma integrada, para minimizar o custo total de suprimento.

Quando o planejamento da geração é indicativo, o planejamento integrado torna-se ainda mais relevante, para evitar que o planejamento determinativo da transmissão seja meramente reativo, incremental, impossibilitando o aproveitamento desejável de economias de escala e escopo, essenciais para redução do custo total de expansão.

No planejamento da expansão hídrica, a localização das futuras usinas está implícita no estudo de viabilidade dos aproveitamentos hídricos, facilitando a integração entre

os estudos de ampliação da geração e transmissão. Já o planejamento da expansão termelétrica, entretanto, não leva em consideração a localização das usinas.

O PDE apenas indica uma expansão prevista para as fontes de geração térmica no horizonte decenal. Conseqüentemente, não há restrições ou indicações locais na habilitação dos projetos inscritos nos leilões de expansão³⁵. Portanto, como o fator locacional não está presente no planejamento, também não é ponderado na contratação. Dessa forma, sob o ponto de vista do sistema elétrico, a expansão do parque térmico não responde a uma lógica necessariamente eficiente.

A negligência do fator locacional é especialmente danosa ao gás natural, que também detém uma indústria de rede, em que a configuração física é determinante para aproveitamentos de economias de escala e escopo. Com o intuito de ampliar a limitada malha de transporte de gás no Brasil, concentrada na costa, a Lei 11.909/2009 (Lei do Gás) determinou a realização de estudos para identificar as alternativas de novos gasodutos elegíveis, a serem licitadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME), para outorga de concessão. As alternativas de expansão são propostas por iniciativa própria do MME ou por provocação de terceiros, exigindo-se para estes um nível de detalhamento mais elevado.

Em 2014, foi publicado o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (Pemat), elaborado pela EPE – único até a presente data – visando, sobretudo, a expansão da malha de gasodutos. Enquanto o PDE tem caráter indicativo, o Pemat é determinativo, pois apenas as alternativas elegíveis são licitadas. Entretanto, o Pemat não considera projetos de térmicas ainda não contratadas para a estimativa da demanda potencial, “*por não garantirem lastro de demanda para eventuais gasodutos*” (EPE, 2014b).

Como resultado, apenas um gasoduto, com 11 quilômetros de extensão, foi proposto para licitação. O Pemat torna-se, assim, meramente reativo, ao desconsiderar que as térmicas demandam grandes volumes e podem atuar como projetos-âncora para viabilizar a expansão da malha, garantindo oferta de gás para outros segmentos. Dessa forma, o planejamento atual redundante em circularidade incapaz de induzir a expansão da oferta doméstica de gás natural. Se, por um lado, o PDE não identifica os locais desejáveis para a expansão térmica, por outro, o Pemat não leva em conta a expansão térmica potencial.

O 3º Leilão de Energia de Reserva de 2015, que não obteve lances de oferta, apontou na direção de maior integração entre as indústrias de gás e eletricidade. Foi o primeiro e único certame para um submercado definido (SE/CO) e exclusivo para térmicas a gás,

35. Apenas em um leilão já realizado, o 3º Leilão de Reserva de 2015, dedicado a termelétricas a gás natural para ponta da carga, restringiu-se à localização das futuras centrais térmicas (ao subsistema SE/CO). Porém, o certame não obteve lances de oferta.

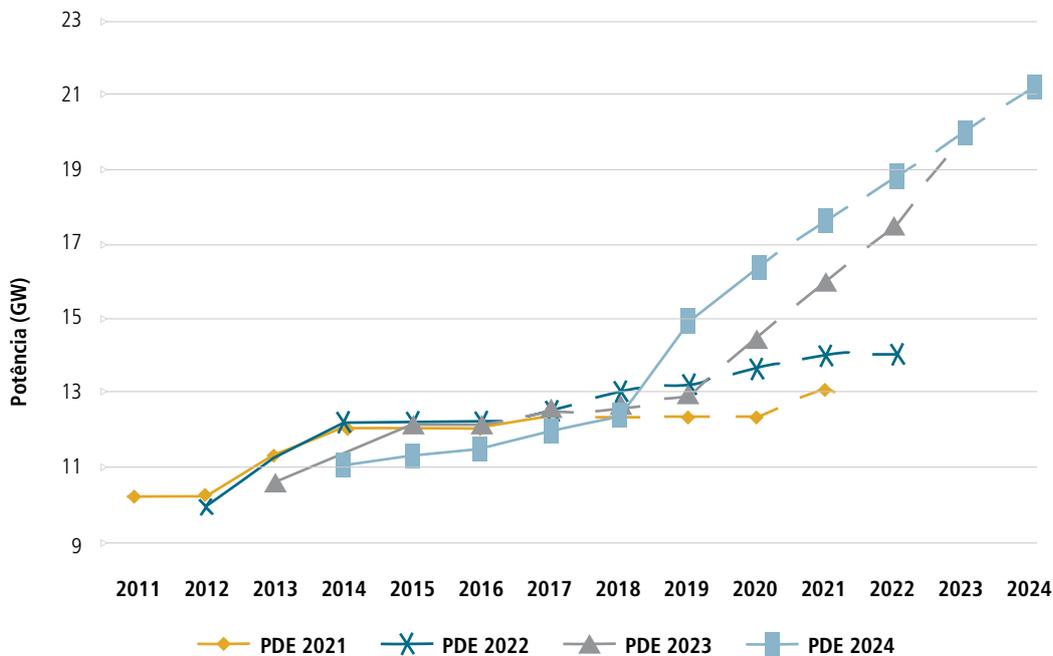
determinando interações entre ONS e EPE para definir possíveis pontos de acesso à rede e entre EPE e MME para indicar pontos de acesso aos gasodutos com capacidade ociosa suficiente.

A partir desse certame, também se alterou a regra de comprovação de reserva, passando a exigir comprovação de reserva para os primeiros 15 anos contratuais, devendo as reservas referentes aos últimos cinco serem comprovadas no 10º ano. Porém, dado o exíguo prazo para entrada em operação, a integração foi motivada pela urgência da contratação e pelas restrições de curto prazo – não por uma visão estruturante.

A análise dos últimos PDEs revela que a expectativa de contratação adicional de termelétricas a gás tem-se elevado significativamente desde 2012. Essa tendência de maior inserção térmica na matriz está ilustrada no Gráfico 14, que apresenta a expansão prevista pela EPE nos sucessivos horizontes decenais projetados.

Como se pode observar no gráfico, as revisões anuais deslocam as curvas para cima, indicando um parque instalado com maior potência do que a prevista pelo planejamento anterior. Nota-se, também, que os planejamentos seguintes se iniciam com curvas ligeiramente abaixo da anteriormente projetada, indicando atrasos sucessivos da entrada em operação de plantas já contratadas.

Gráfico 14 – Capacidade instalada (contratada e projetada) de termelétricas a gás natural em sucessivos horizontes decenais de expansão



Obs.: traçado indica capacidade projetada (não contratada).

Fonte: Elaboração própria, com base em dados da EPE, 2012; 2013; 2014; 2015.

O PDE 2021 projetava para o horizonte decenal de expansão (2012-2021) a contratação adicional de 0,7 GW de térmicas a gás, além dos 2,2 GW já contratados. Dessa forma, a potência instalada em 2021 alcançaria 13,1 GW.

O planejamento anual seguinte, no PDE 2022, dobrou a potência adicional projetada, prevendo uma expansão adicional de 1,5 GW, alcançando potência total de 14 GW em 2022. No PDE 2023, a expansão de térmicas a gás para o horizonte decenal (2014-2023) se eleva significativamente, com o aporte adicional projetado de 7,5 GW. Ambos os planejamentos do PDE 2022 e PDE 2023 projetam uma capacidade instalada de aproximadamente 13 GW em 2019, porém, enquanto aquele sinalizava para uma potência instalada total de 14 GW em 2022, este já projetava 17,5 GW, em 2022 e 20 GW, em 2023. Parte desse aumento já foi iniciado entre 2014 e 2015, com a contratação de três térmicas a GNL, que adicionarão 4 GW de capacidade instalada até 2020.

O planejamento atual do PDE 2024, mesmo após a contratação dessas centrais, elevou ainda mais a projeção de contratação de capacidade para o horizonte entre 2020 e 2024, com a indicação adicional de 4,8 GW, projetando um parque térmico a gás natural de 21,2 GW em 2024.

Conclui-se, assim, que o planejamento decenal passou a indicar, nas últimas revisões anuais, contratação cada vez maior de termelétricas a gás natural, em consonância com a tendência de médio e longo prazo de maior geração térmica no sistema, para fazer frente à perda de regularização dos reservatórios e à elevação da intermitência decorrente da introdução das novas energias renováveis (eólica e solar) e de hidrelétricas a fio d'água. Entretanto, o planejamento do setor elétrico não encontrou eco no planejamento da indústria de gás natural.

3.5 Inadequação do parque térmico contratado

A estratégia de contratação térmica deve, necessariamente, considerar as variações técnicas e econômicas entre as diferentes opções tecnológicas de geração térmica. Para melhor entender o problema da inadequação do parque termelétrico nacional para despachos prolongados, é importante realizar uma comparação técnica entre as opções tecnológicas disponíveis.

3.5.1 Comparando tecnologias de geração térmica

Tecnologias com diferentes custos fixos e variáveis atendem a montantes distintos da carga ao longo do ano. A configuração do parque gerador é determinada, entre outros fatores, pelo formato da curva de carga³⁶ do sistema e pelos custos dos diversos recursos disponíveis. As flutuações recorrentes da demanda ao longo do tempo, no decorrer dos dias e das diferentes estações do ano, moldam a curva de carga a ser atendida pelo sistema.

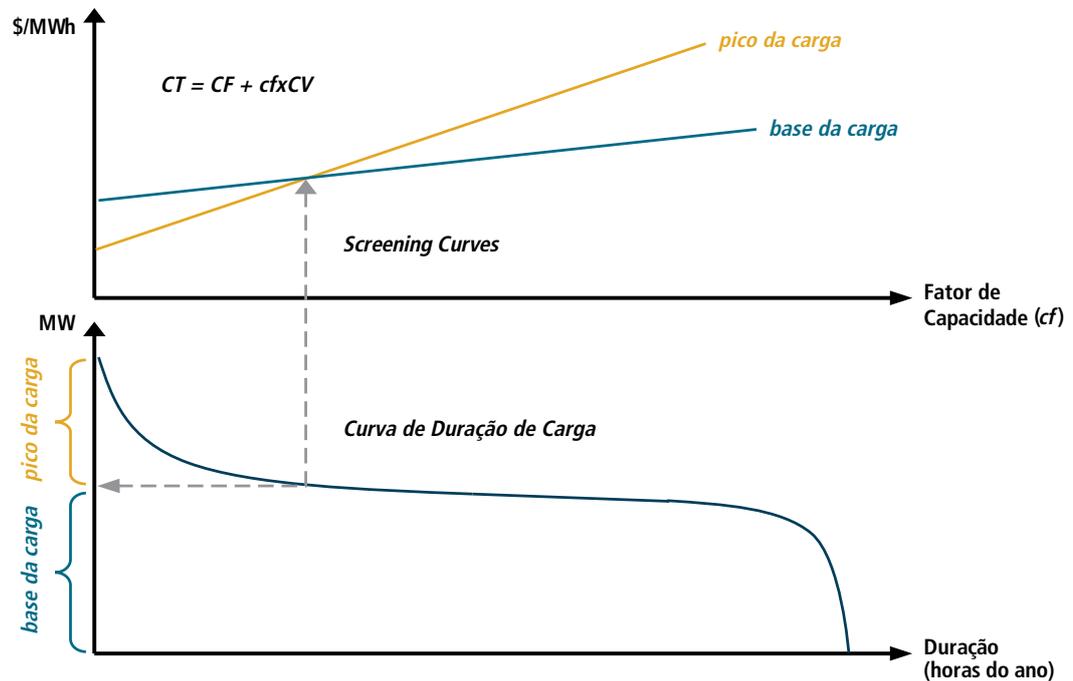
A potência instalada deve ser suficiente para suprir a demanda máxima esperada com alguma margem de reserva de segurança, garantindo o suprimento, mesmo com oscilações no pico. Consequentemente, parte da potência instalada é utilizada apenas em uma pequena fração de horas no ano, em momentos de demanda elevada. A curva de duração da carga representa o nível de consumo horário ao longo do ano em ordem decrescente, revelando o percentual de horas em que a carga supera determinado montante.

O Gráfico 15 apresenta duas tecnologias distintas, com diferentes custos fixos e variáveis (*screening curves*), e uma curva de duração de carga típica (*load duration curve*). Supondo-se que a carga seja suprida apenas por essas duas tecnologias representativas, a interseção entre as curvas de custo determina o fator de capacidade ótimo para cada tecnologia e a respectiva capacidade a ser instalada para atender a fração da curva de carga com a tecnologia mais competitiva (STOFT, 2002).

A tecnologia com alto custo fixo e baixo custo variável é a mais indicada para atender à base da carga (*base load*), operando com fator de capacidade elevado. Já a tecnologia com baixo custo fixo e alto custo variável é a mais adequada para atender ao pico da carga (*peaking load*), operando com fator de capacidade reduzido.

36. Curva de Carga: registro horário, em um período diário, das demandas de capacidade, podendo ser, excepcionalmente para período semanal, mensal ou anual.

Gráfico 15 – Curvas de Custo para Tecnologias Diferentes (Screening Curves) e Curva de Duração de Carga Típica (Load Duration Curve)



Fonte: Elaboração própria.

Dessa forma, o sistema mantém capacidade instalada com baixo custo fixo para atender à carga em momentos de demanda elevada, por poucas horas no ano, suportando custo variável mais elevado, ao mesmo tempo em que investe em capacidade instalada com alto custo fixo para suprir a base da carga durante a maior parte do tempo, incorrendo em custo variável menos elevado.

Conseqüentemente, torna-se ineficiente e custoso, nesse sistema, deslocar a tecnologia da base para o pico ou a tecnologia do pico para a base, comprometendo a modicidade tarifária e a garantia e confiabilidade do suprimento.

Essas duas tecnologias podem ser representadas por termelétricas com custos distintos. A Tabela 4 apresenta parâmetros técnico-econômicos típicos de termelétricas a gás natural com ciclo simples (TGCS) e com ciclo combinado (TGCC). As TGCS apresentam menor eficiência, já que o ciclo aberto não aproveita o vapor gerado no processo para produzir mais energia, ao passo que as TGCC atingem maior eficiência com o fechamento do ciclo³⁷. Conseqüentemente, as TGCC possuem maior custo fixo, pelo maior capital investido para fechar o ciclo, e menor custo variável, pela maior eficiência na geração de eletricidade. Já as TGCS possuem menor custo fixo e maior custo variável. Desse modo, as TGCS se direcionam para o pico da carga, enquanto as TGCC atendem à base da carga.

37. Conferir Tolmasquim (2016a) para uma análise técnica detalhada das diferenças entre ciclo aberto e fechado das térmicas a gás natural.

Pelos dados apresentados na Tabela 4, observa-se que o custo fixo típico das TGCS corresponde a quase metade das TGCC, enquanto que seu custo variável supera cerca de 50%. O diferencial de custo variável advém, principalmente, do menor rendimento (35% *vis-à-vis* 55% das TGCC), mas se ainda for considerado um custo de combustível mais elevado (\$ 10/MMBtu), dado que o menor fator de capacidade da TGCS pode implicar maior preço do gás contratado, o seu custo variável passa a ser o dobro do custo da TGCC.

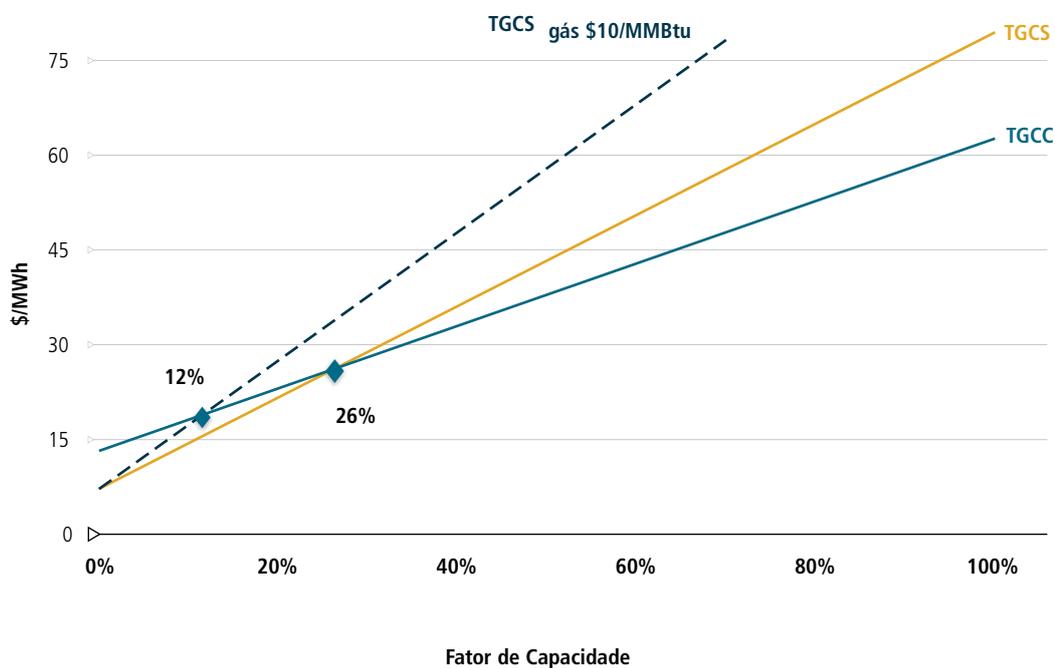
Tabela 4 – Comparação de parâmetros técnico-econômicos entre TGCS e TGCC

	TGCS ₁	TGCS ₂	TGCC
Custo de investimento (\$/kW)	600	600	1.100
O&M fixo (\$/kW.ano)	13	13	18
O&M variável (\$/MWh)	4	4	6
Combustível (\$/MMBtu)	7	10	7
Eficiência (%)	35%	35%	55%
Heat rate (Btu/kWh)	9.751	9.751	6.205
Vida útil (anos)	30	30	30
Taxa de desconto (%)	10%	10%	10%
Custo Fixo (\$/kW.ano)	63	63	116
Custo Fixo (\$/MWh)	7	7	13
Custo Variável (\$/MWh)	72	102	49

Fonte: Parâmetros indicados por Tolmasquim, 2016a, fórmulas de cálculo de Stoft, 2002.

A partir dos dados da Tabela 4, o Gráfico 16 apresenta as curvas de custo (*screening curves*) das TGCS e TGCC. A interseção entre as curvas revela o fator de capacidade a partir do qual as TGCC passam a ser mais competitivas. Considerando o mesmo preço para o gás natural, as TGCC são mais competitivas para fator de capacidade superior a 26%. Para um preço de gás mais elevado para as TGCS (\$ 10/MMBtu), as TGCC já são mais competitivas para fator de capacidade igual ou superior a 12%.

Gráfico 16 – Screening Curves – Custos Fixos e Variáveis de Térmicas a Gás a Ciclo Simples (TGCS) e a Ciclo Combinado (TGCC)



Fonte: Elaboração própria, com dados da Tabela 4.

A diferença de custo entre as térmicas TGCS e TGCC torna-se mais significativa com a maior utilização da capacidade instalada. Em um cenário hipotético de utilização plena da potência instalada de ambas as térmicas representadas, sem contar com indisponibilidades programadas e forçadas, o diferencial de custo chega a \$ 17/MWh, considerando-se o mesmo preço de gás para ambas (\$ 7/MMBtu), ou \$ 47/MWh para TGCS com gás a \$ 10/MMBtu.

Consequentemente, se a capacidade instalada para atender ao pico da demanda, com pouca probabilidade de ocorrência no ano, for direcionada para a base da geração, o custo de suprimento é majorado em cerca de 30% (ou 75%, considerando-se o custo variável da TGCS com gás a \$ 10/MMBtu).

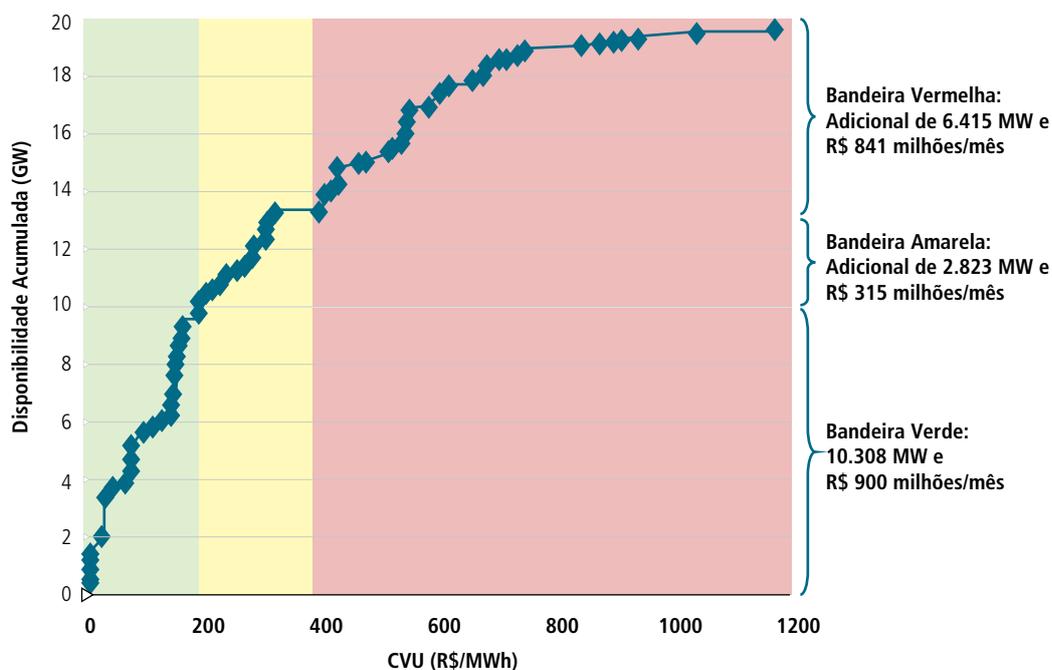
Essa análise com parâmetros típicos de termelétricas a gás com ciclo simples (TGCS) e ciclo combinado (TGCC) ilustra como a configuração adequada do parque gerador é sensível aos custos fixos e variáveis das tecnologias.

3.5.2 Impactos econômicos do despacho térmico no Brasil

A maior parcela do parque termelétrico brasileiro não foi contratada para operar na base da geração. Concebida como *backup* para atuar em situações hidrológicas críticas, parte significativa das centrais apresenta baixos custos fixos, mas elevados custos variáveis.

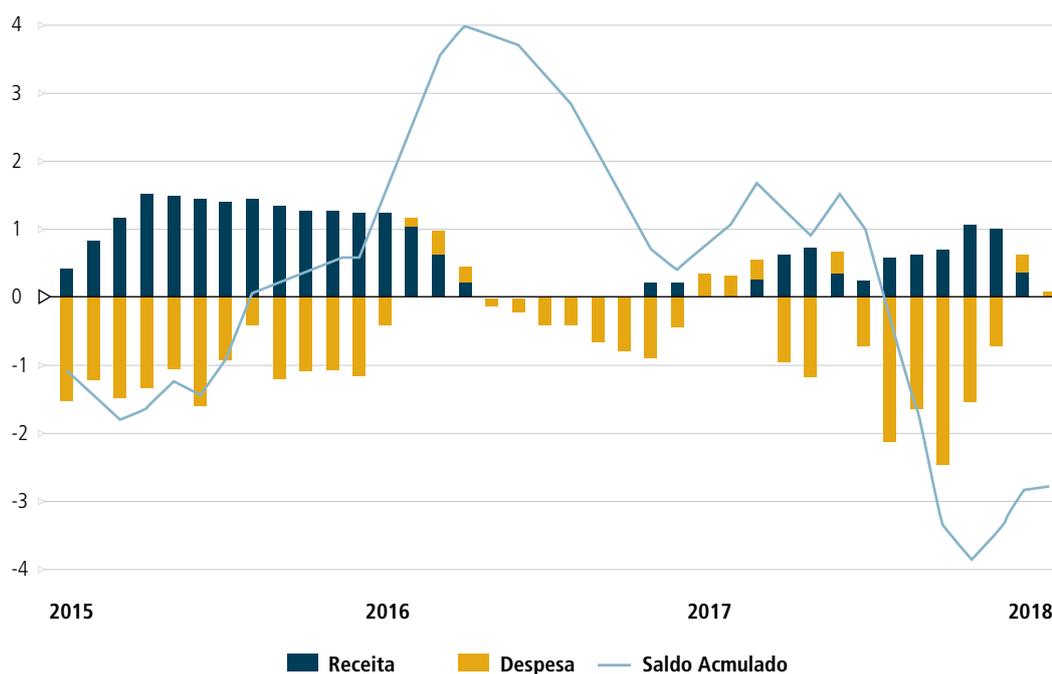
O Gráfico 17 apresenta o custo variável do parque térmico em operação no Brasil, excluindo biomassa, acumulado pela potência instalada. Nota-se que cerca de 40% da disponibilidade térmica resulta em custos variáveis superiores a R\$ 400/MWh. O despacho de toda a disponibilidade térmica (cerca de 20 GW) implica custos variáveis mensais da ordem de R\$ 2 bilhões.

Gráfico 17 – Capacidade instalada termelétrica acumulada pelo custo variável e pelas bandeiras tarifárias



Fonte: Aneel, 2015.

O sistema de bandeiras tarifárias, implantado pela Aneel em 2015, além de sinalizar aos consumidores o custo efetivo da geração elétrica, teve como objetivo arrecadar um adicional tarifário para cobrir o caixa das distribuidoras, comprometido com o despacho persistentemente elevado do parque termelétrico. O Gráfico 18 apresenta o resumo mensal da conta das bandeiras tarifárias. Entre janeiro de 2015 e fevereiro de 2016, foi acionada a bandeira vermelha, enquanto, no restante de 2016, prevaleceu a bandeira verde, tendo em vista o saldo positivo acumulado na conta centralizada.

Gráfico 18 – Resumo mensal da conta das bandeiras tarifárias (R\$ bilhões)

Fonte: Aneel, 2016b.

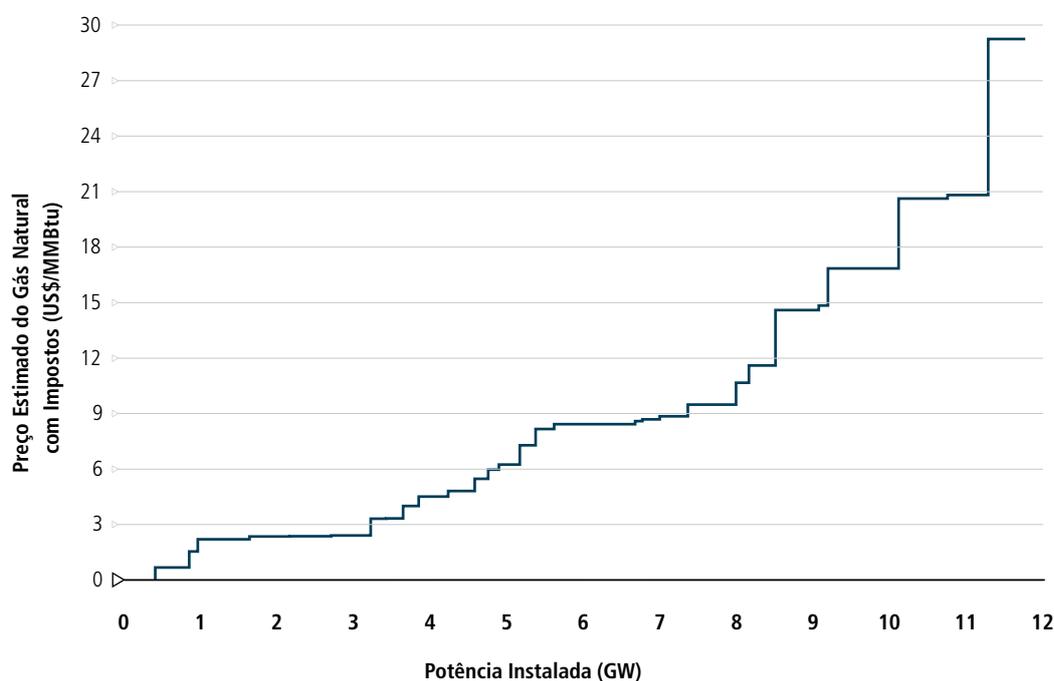
O elevado custo variável do parque térmico contratado reside, em grande parte, na incerteza do despacho futuro. A disponibilidade e a flexibilidade exigidas pelo setor elétrico resultam em custos elevados para os fornecedores de gás natural.

Como a indústria do gás natural no Brasil ainda é pouco madura, em termos de desenvolvimento de infraestrutura e mercados, o setor enfrenta dificuldades em redirecionar o gás não utilizado na geração para outros segmentos em contratos interruptíveis, o que poderia mitigar os custos afundados em infraestrutura ociosa³⁸. Consequentemente, o custo do gás flexível e permanentemente disponível para o setor elétrico torna-se mais elevado.

O Gráfico 19 apresenta estimativa do custo do gás implícito no CVU, acumulado pela potência instalada das termelétricas a gás natural atualmente em operação. Observa-se que um terço da disponibilidade térmica apresenta preços implícitos de gás superiores a US\$ 9/MMBtu.

38. Como observam Rudnick *et al.* (2014), as dificuldades de integração do gás natural com o setor elétrico face à predominância da energia hidráulica não é um problema restrito ao Brasil. Outros países da América do Sul, como a Colômbia, por exemplo, também enfrentam o desafio de conciliar a exploração doméstica de gás natural com a ausência de mercados interruptíveis de uma demanda térmica firme, capaz de ancorar os investimentos em infraestrutura.

Gráfico 19 – Preço estimado do gás natural (US\$/MMBtu) acumulado pela potência instalada



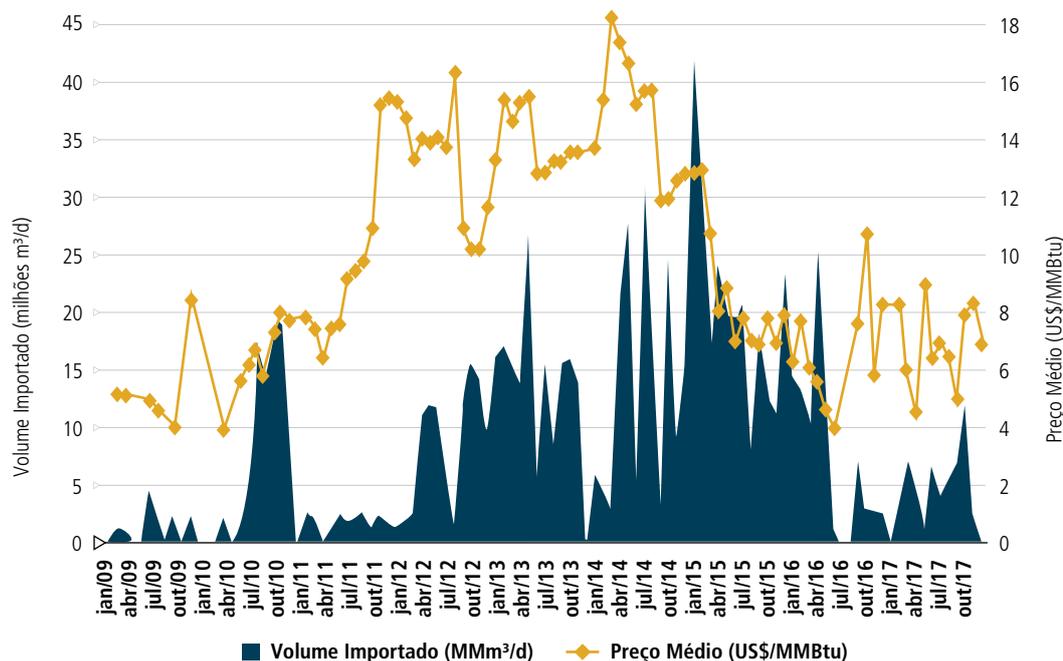
Obs.: considerando-se os consumos específicos (*heat rate*) de cada central, os CVU da semana operativa 20/5/2016 a 27/05/2016, O&M variável de US\$ 6/MWh e taxa de câmbio de R\$ 3,50/US\$.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do MME, 2016a.

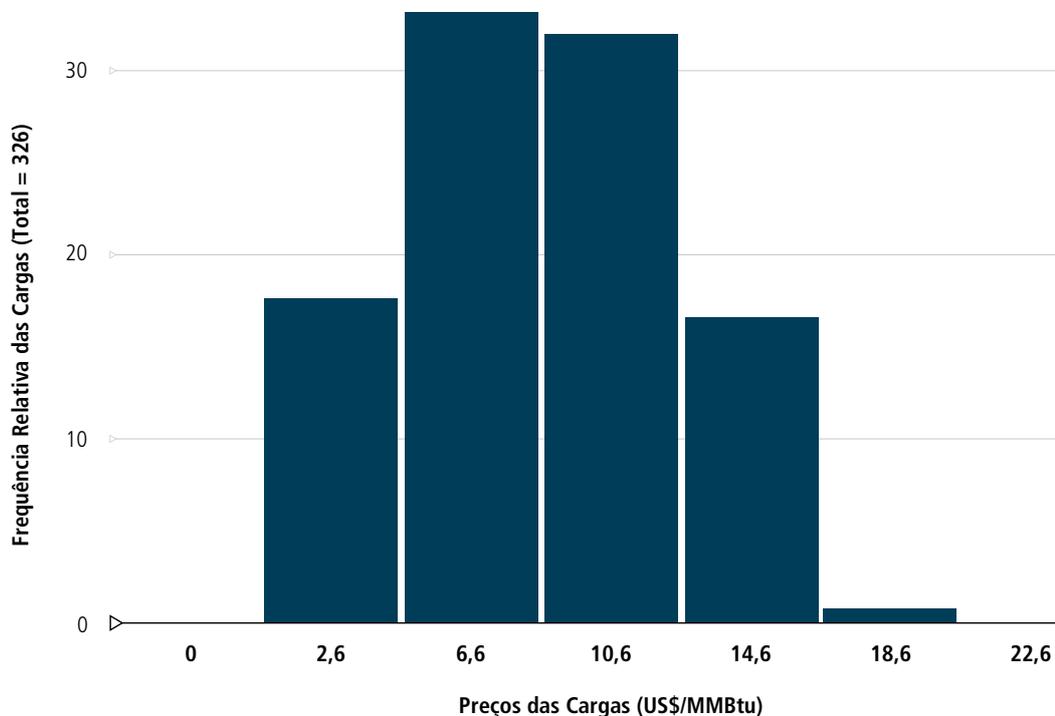
Como apontado, a importação de GNL foi estruturada para respaldar a flexibilidade da oferta destinada à geração termelétrica. Essa solução, no entanto, envolve riscos de suprimento, com a crescente dependência energética, e de custos, com a exposição ao mercado *spot* de GNL, visto que a incerteza da geração térmica dificulta o estabelecimento de contratos de longo prazo.

O mercado de curto prazo registra, em geral, preços mais elevados do que os pactuados em contratos de longo prazo. O Gráfico 20 apresenta o volume mensal médio contratado e os respectivos preços médios das cargas importadas. O maior volume importado de GNL coincide com a maior geração termelétrica. Observa-se que, entre 2012 e 2014, o preço médio superou US\$ 14/MMBtu, ao passo que os preços oscilam em torno de US\$ 7/MMBtu desde 2015.

A análise da série histórica dos preços de todas as cargas importadas, desde 2008 até junho de 2016 (294 cargas), apresentada em histograma no Gráfico 21, revela que, enquanto 20% das cargas foram importadas a preços entre um desvio-padrão abaixo da média (entre \$ 7 - \$ 11), 35% das cargas foram importadas a preços entre um desvio padrão acima da média (entre \$ 11 - \$ 15).

Gráfico 20 – Volume e preços médios mensais das cargas de GNL importadas

Fonte: Elaboração própria, com base em dados do MME, 2016.

Gráfico 21 – Histograma dos preços das cargas de GNL importadas

Fonte: Elaboração própria, com base em dados do MME, 2016a.

A expansão da geração elétrica, no entanto, não leva em conta os potenciais riscos futuros associados às escolhas presentes. A perdurar a opção flexível amparada por importação de GNL, a expansão do parque termelétrico persiste em assumir custos

variáveis, potencialmente insustentáveis. Uma análise mais ampla de portfólios ótimos de geração, que levem em conta custos e riscos globais (AWERBUCH, 2006), pode indicar rotas menos arriscadas para cenários cada vez mais prováveis de despacho térmico frequente e duradouro.

O alto custo variável do parque térmico flexível contratado revela-se, assim, inadequado à tendência de geração térmica recorrente. Como analisado, é ineficiente e custoso deslocar térmicas concebidas para operar por poucas horas no ano para a base da geração, com fator de capacidade bem acima do esperado. Como discutido no capítulo 2, o despacho contínuo do parque térmico, entre 2013 e 2015, desestruturou os fluxos financeiros do setor, comprometendo a solvência das empresas e onerando os consumidores cativos.

A expectativa de maior despacho térmico na base da geração pode propiciar a contratação de térmicas com custo variável menos elevado, que são mais indicadas para operar com maior fator de capacidade esperado. Nessa perspectiva, a realização de cenário com alto despacho térmico tende a ser menos custosa para o sistema, se o parque térmico contratado for constituído por centrais mais inflexíveis, respaldadas por contratos de combustível de longo prazo. A maior inflexibilidade da geração térmica, por sua vez, pode possibilitar o aproveitamento de recursos domésticos, cujo volume certo e significativo para geração elétrica pode ancorar a oferta para outros segmentos e mercados.

3.6 Implicações da contratação térmica atual para a indústria do gás natural

A ênfase atual da contratação térmica flexível (unidades de reserva ou emergencial, sem geração mínima) no Brasil tem implicações importantes para o desenvolvimento da indústria de gás. Por um lado, a geração térmica representa cerca de 50% da demanda potencial de gás no país. Por outro lado, seu caráter flexível provoca imprevisibilidade sobre as condições futuras de demanda de gás natural. Conforme afirma de Oliveira (2007, p. 227), *“na prática, a cadeia produtiva do combustível utilizado nas térmicas (reservatório, logística de transporte e as próprias centrais térmicas) opera como reservatório adicional dos reservatórios das hidrelétricas”*.

A questão econômica fundamental para a indústria do gás é que o despacho esporádico das centrais térmicas resulta na remuneração excessivamente variável ao produtor do combustível. Essa variabilidade da remuneração dos produtores de gás é incompatível com as condições para viabilização dos projetos de

exploração e produção e de transporte de gás natural, que exigem garantia financeira estável para diluir os investimentos em ativos específicos e de longo prazo de maturação.

Essa situação é agravada por outros fatores. Em primeiro lugar, no Brasil, parte significativa do gás natural produzido se caracteriza como gás associado ao petróleo, o que implica um ritmo de produção inflexível e independente da demanda. A produção de gás inflexível é incompatível com o suprimento de térmicas flexíveis. Atualmente, não há a possibilidade de estocagem em grandes volumes de gás no Brasil³⁹. Além disso, há dificuldades de destinar o gás não consumido pelas térmicas para outros segmentos de consumo, por meio de contratos interruptíveis.

O mercado de gás secundário no Brasil é muito pouco desenvolvido, e a demanda das térmicas flexíveis é muito grande em relação ao mercado industrial. Em função do exposto, o gás produzido no Brasil é orientado prioritariamente para o mercado não termelétrico. Por essa razão, as térmicas flexíveis são supridas principalmente pelo GNL importado.

3.6.1 Evolução recente da indústria de gás no Brasil

O mercado de gás natural no Brasil é relativamente recente. O modelo energético brasileiro, que privilegiou a autossuficiência de energia, por meio da construção de grandes hidrelétricas e do aumento da produção interna de petróleo, marginalizou, por muito tempo, o gás natural. Atualmente, a oferta do energético é composta por três fontes distintas: a produção nacional, importações da Bolívia; e importação de GNL. O perfil predominante das jazidas brasileiras é de gás associado e localizado no mar.

A produção doméstica tem crescido muito, principalmente a partir de campos do pré-sal. Entre 2011 e 2016, a produção nacional de gás natural apresentou aumento de 52%, passando de uma média de 66 milhões de m³ por dia (MMm³/d) para 100 MMm³/d. Nesse período, a produção *offshore* registrou elevação de 57%, e a produção *onshore*, 40%. O aumento da produção do gás associado acompanha a produção em mar, tendo se elevado em 54%, conforme a Tabela 5.

O incremento da produção de gás natural, todavia, não gera um aumento no mesmo montante na disponibilidade interna de gás natural. A produção do gás associado é tratada como um subproduto da indústria de petróleo, assumindo mais o papel de complementar e auxiliar a produção de óleo do que o de suprir o mercado consumidor de gás. Uma vez que os reservatórios de gás associado não podem ser mantidos fechados à espera de oportunidades técnico-econômicas, o gás acaba sendo reinjetado e utilizado como combustível para produção de energia na própria unidade de produção – ou então queimado⁴⁰.

39. Explicaremos a razão para tal mais adiante.

40. As normas ambientais atuais não permitem a queima de gás por razões não técnicas.

A tabela 5 aponta que a reinjeção cresceu 174% nos últimos cinco anos. Além disso, o gás *offshore* longe da costa necessita de gasodutos de escoamento, ou seja, que realizam a movimentação do gás natural desde os poços produtores até as instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação. Em 2015, apenas 54% do volume total de gás natural foi ofertado no mercado nacional. Entre 2011 e 2016, a oferta de gás doméstica aumentou apenas 35%.

Tabela 5 – Balanço de gás natural no Brasil (valores médios anuais)

Valores em milhões m ³ /d	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	% 2017	% 17/11	EVOLUÇÃO
+ Produção Nacional	66,0	70,6	77,2	87,4	96,2	103,8	109,9	100%	67%	
Em terra	16,8	16,7	20,6	23,3	23,0	23,8	21,5	20%	27%	
Em mar	49,1	53,9	56,6	64,1	73,3	80,0	88,4	80%	80%	
Associado	48,6	49,0	51,4	58,6	70,2	78,2	84,8	77%	75%	
Não-Associado	17,3	21,6	25,8	28,8	26,1	25,6	25,1	23%	45%	
- Reinjeção	11,1	9,7	10,6	15,7	24,3	30,2	27,6	25%	150%	
Em terra	7,8	6,8	6,1	7,3	8,4	9,1	8,2	30%	5%	
Em mar	3,3	2,9	4,6	8,4	15,9	21,2	19,4	70%	494%	
- Queima e perda	4,8	4,0	3,6	4,4	3,8	4,1	3,8	3%	-22%	
- Consumo em E&P	10,2	10,6	10,9	11,5	12,2	12,9	13,4	12%	32%	
- Absorção em UPGNs	3,4	3,5	3,6	3,6	3,8	4,2	4,6	4%	34%	
= Oferta Doméstica	36,5	42,9	48,6	52,2	52,2	52,4	60,5	55%	66%	
+ Importação - Bolívia	26,8	27,5	31,8	32,8	32,0	28,3	24,3	83%	-9%	
+ Importação - Argentina	0,0	0,0	0,2	0,2	0,5	0,0	0,0	0%	0%	
+ Importação - GNL	1,7	8,5	14,6	19,9	17,9	3,8	5,1	17%	206%	
= Oferta Importada	28,5	36,0	46,5	52,9	50,4	32,1	29,4	100%	3%	
- Perdas em Gasodutos	,4	3,9	3,7	5,8	3,9	4,3	4,3	5%	24%	
= OFERTA TOTAL	61,6	75,0	91,3	99,3	98,6	80,3	85,6		39%	
- Demanda Não-Térmelétrica	51,2	52,0	51,3	52,4	52,7	50,7	51,3	60%	0%	
- Demanda Térmelétrica	10,4	23,0	40,1	46,8	45,9	29,6	34,3	40%	230%	

Fonte: elaboração própria com base em dados do MME, 2016a.

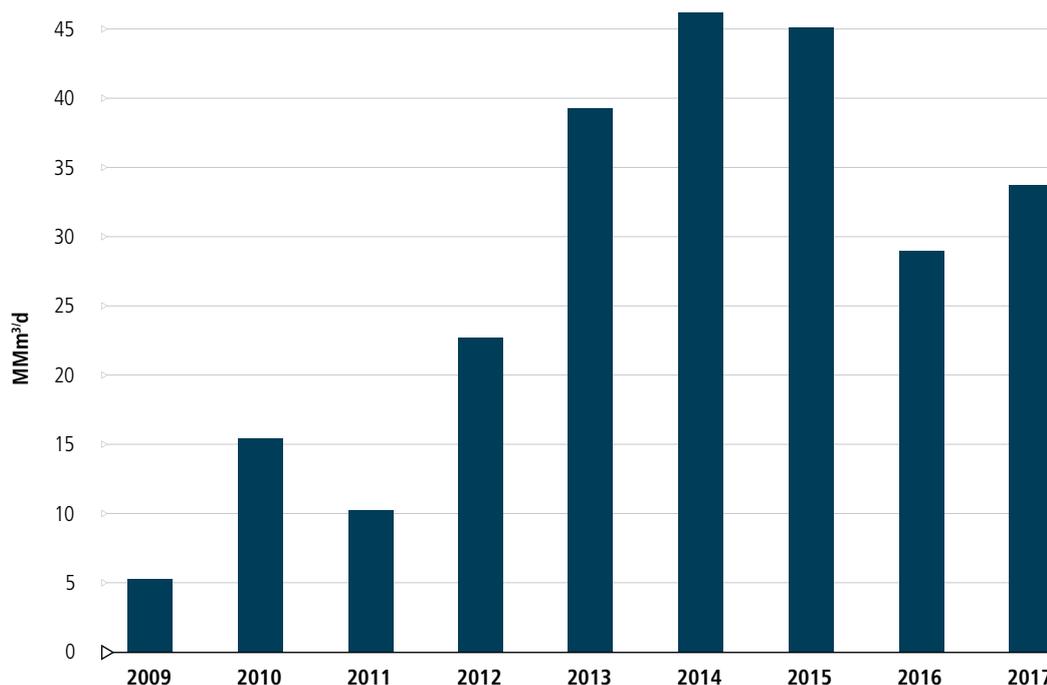
O gás *onshore* também enfrenta muitas barreiras, uma vez que a atratividade das reservas é comprometida por riscos acima do solo ainda muito elevados, tais como o reduzido tamanho da malha de gasodutos e as dificuldades em acessar os mercados existentes, o risco geológico elevado em grande parte das bacias terrestres e a judicialização referente à exploração não convencional, em função de conflitos em torno do licenciamento (CNI, 2015).

O mercado de gás natural brasileiro também depende fortemente de importações. Atualmente, o gás importado responde por cerca de metade da oferta total. Entre 2011 e 2016, a oferta importada cresceu 20%, em decorrência, principalmente, do aumento das importações de GNL para atender ao maior despacho termelétrico. No período, as importações provenientes da Bolívia cresceram 10%, alcançando valores próximos à capacidade máxima de transporte do GasBol.

Atualmente, a questão que traz insegurança em relação ao gás boliviano é o encerramento do contrato de importação em 2019. Há incertezas quanto à capacidade da Bolívia de suprir os crescentes compromissos de venda de gás natural, como resultado da nacionalização da indústria de petróleo e gás (CNI, 2016).

Atualmente, o mercado termelétrico desponta como o maior segmento de consumo final de gás natural, tendo demandado 41% do total disponível de gás em 2015, o equivalente a 45 MMm³/d (Gráfico 22). Esse resultado foi bastante influenciado pelo despacho contínuo das centrais térmicas, em virtude da situação hidrológica do País, com reservatórios muito abaixo dos níveis esperados para o período.

Gráfico 22 – Demanda termelétrica média anual (MMm³/d)



Fonte: Elaboração própria, com base em dados do MME, 2016.

3.6.2 O papel potencial da estocagem de gás no Brasil

A estocagem é o armazenamento de gás natural em estruturas naturais ou artificiais, como reservatórios depletados⁴¹, cavernas de sal e aquíferos. A atividade de estocagem é empregada em diversos países como uma importante ferramenta de flexibilidade da oferta, seja para garantir o atendimento da sazonalidade da demanda, ligada a grandes mudanças de temperatura bem definidas ao longo do ano, e a regularização dos preços, seja apoiando os balanços físicos de gás no mercado de curto prazo (ALMEIDA e COLOMER, 2013).⁴²

No Brasil, a estocagem de gás não foi adotada como um mecanismo de aumento da flexibilidade da oferta. Vários motivos contribuíram para deixar a estocagem de gás em segundo plano. Em primeiro lugar, a variação da demanda de gás no Brasil, até o momento, não apresentou sazonalidades bem definidas, tendo caráter muito imprevisível em função das grandes variações hidrológicas e da capacidade de armazenamento de água nos reservatórios. Essas características fazem com que as térmicas possam ficar muito tempo ligadas (para encher os reservatórios) ou muito tempo desligadas. A grande imprevisibilidade da variação da demanda dificulta a valoração da estocagem de gás.

Em segundo lugar, a dominância da Petrobras no mercado torna eventuais investimentos em estocagem totalmente dependentes da empresa. Entretanto, a Petrobras optou por formas alternativas de flexibilidade da oferta. Até 2006, a Companhia utilizou a parcela flexível do contrato de importação de gás da Bolívia (6 MMm³/dia) para variar a oferta de gás para as térmicas. A nacionalização das reservas de gás na Bolívia, em 2006, levou o governo brasileiro a solicitar à Petrobras que implementasse a importação de GNL, como forma de aumentar a garantia de suprimento.

A Resolução 4 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) de dezembro de 2006 declarou prioritária e emergencial a implementação de projetos para importação de GNL, com o objetivo de assegurar a disponibilidade de gás natural para o mercado nacional, com vistas a priorizar o atendimento das termelétricas. A partir dessa resolução, a expansão do setor de geração termelétrica a gás natural passou a priorizar o suprimento por GNL. O PDE 2008-2017 considerou que a expansão de termelétricidade a gás natural será exclusivamente suprida por meio de GNL. No documento, constavam seis novas usinas termelétricas alimentadas a gás natural – todas utilizando GNL⁴³.

A construção pela Petrobras dos três terminais de regaseificação implicou uma solução da questão da flexibilidade da oferta de gás no Brasil. A empresa optou pela

41. Reservatórios exauridos.

42. Outras vantagens do armazenamento de gás natural são: prevenção de possíveis falhas no sistema de transporte e abastecimento, planejamento da distribuição de gás e aumento da segurança energética.

43. MME/EPE, Plano Decenal 2008-2017.

importação de GNL por contratos *spot* e negociou com a Aneel para viabilizar o despacho antecipado das térmicas a gás. A Resolução Normativa 282 da Aneel permite que o ONS faça uma programação do despacho das térmicas a GNL com dois meses de antecedência, para possibilitar a contratação e entrega do GNL.

Dessa forma, a Petrobras passou a contar com um período mínimo para contratar GNL no mercado *spot* e expedir o navio para o Brasil. A opção pelo GNL impediu o desenvolvimento da estocagem de gás natural, uma vez que o grande cliente potencial da estocagem (a Petrobras) já se comprometeu com outra solução de flexibilidade da oferta.

A contratação de térmicas com despacho na base, por um lado, e o desenvolvimento de infraestrutura de estocagem de gás natural, por outro lado, podem contribuir para viabilizar maior penetração de gás produzido no Brasil no atendimento ao parque termelétrico nacional.

Vale ressaltar que, como exposto no Gráfico 7, existe a tendência de surgimento de uma sazonalidade no despacho complementar das térmicas, em função da expansão da produção hidrelétrica de usinas a fio d'água. Essa sazonalidade pode contribuir para melhorar as condições de valorização dos empreendimentos de estocagem no futuro. A estocagem de gás natural desponta como uma alternativa para inserir flexibilidade operativa ao SIN, sem necessariamente reduzir a produção nacional de gás, permitindo a otimização integrada entre os setores de eletricidade e gás natural.

A estocagem também pode se mostrar uma ferramenta importante para o desenvolvimento da malha de transporte de gás natural, pois permitirá otimizar os projetos de gasodutos frente ao perfil da demanda termelétrica, uma vez que atenua as oscilações entre oferta e demanda de gás natural. As novas descobertas de gás natural associado no pré-sal tornam a atividade ainda mais importante, pois garantiria um consumo firme do energético e, portanto, mais adequado à produção inflexível, devido à necessidade de extrair o petróleo e às limitações com relação à queima e à reinjeção.

No Brasil, existe um grande potencial para estocagem natural de gás nas bacias terrestres de Alagoas/Sergipe, no Recôncavo Baiano e no Paraná. A viabilização desse potencial vai depender não apenas da organização do mercado para desenvolver demanda para estocagem de gás, mas de mudanças regulatórias para contornar barreiras, que atualmente dificultam o investimento nessa atividade.

A Lei 11.909/2009, que regulamenta o armazenamento de gás em estruturas geológicas, prevê a concessão de reservatórios de produção madura devolvidos à União para a estocagem de gás. Porém, a lei deixou vários aspectos regulatórios em aberto, como as regras de concessão, a formato da chamada pública para a alocação da capacidade, a questão do livre acesso e a definição da política tarifária.

Em 2016, foram observadas ações inéditas voltadas para a implantação de estocagem no país. A Stogas despontou como a primeira empresa a realizar investimentos em instalações de armazenamento de gás natural no País, sendo que seu projeto, localizado no Campo de Santana (Bahia), já conta com aprovação da ANP para ser desenvolvido.

3.6.3 Reforma da indústria do gás (Gás para Crescer)

A indústria de gás natural brasileira atravessa momento crucial do seu desenvolvimento. Essa indústria foi organizada e estruturada tendo a Petrobras como líder em todos os segmentos de negócios. Entretanto, a partir da descoberta do pré-sal e, mais recentemente, da crise financeira da Petrobras, o interesse da empresa pelo setor de gás natural diminuiu. Essa mudança estratégica ficou clara, a partir da divulgação pela Petrobras do seu Plano de Negócios e Gestão 2015, que prevê redução significativa de investimentos, além de um plano de desinvestimentos, reestruturação de negócios e desmobilização de ativos, totalizando US\$ 15,1 bilhões, em 2015/2016, e US\$ 42,6 bilhões, em 2017/2018. A área de gás natural tornou-se alvo prioritário do processo de reestruturação e desinvestimento da Companhia.

A redução da participação da Petrobras representa um desafio para a continuidade da expansão da indústria de gás natural brasileira. As questões que surgem com a redução da participação da Petrobras são: a) como reorganizar a indústria, de forma a atrair novos investidores e impedir o surgimento de um hiato nos investimentos e no crescimento da oferta de gás no Brasil; e b) como garantir um nível aceitável de concorrência na oferta, evitando a substituição do atual monopólio (*de facto*) da Petrobras por um oligopólio privado.

Para enfrentar essas questões, o governo lançou iniciativa visando reformar a indústria de gás nacional, mediante a criação de um ambiente de investimento mais apropriado à iniciativa privada e aberto à competição. Em 2016, o governo fez um diagnóstico do ambiente de investimento da indústria de gás e colocou em consulta pública o documento “Diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil”⁴⁴.

O documento transita entre diagnósticos diversos e propostas abrangentes, relativas à comercialização, acesso à infraestrutura, sistema tarifário, operação da rede, harmonização entre gás e setor elétrico, harmonização entre as diversas esferas regulatórias estaduais com o âmbito federal, diretrizes para política de comercialização do gás da União referente aos contratos de partilha e adequações e simplificações tributárias que permitam o descasamento entre fluxos físicos e contratuais.

44. Consulta Pública 20/2016 do MME.

As propostas para destravar a comercialização do gás centram-se na limitação ao *self-dealing* e na promoção de maior concorrência, com a realização de programas de venda obrigatória de gás (*gas release*), incentivando os mercados de curto prazo e secundário.

Para permitir a competição em cenário de maior diversidade de agentes, defende-se a extensão do acesso de terceiros para além da malha de transporte, abrangendo todas as infraestruturas essenciais à cadeia – gasodutos de escoamento, unidades de tratamento e processamento e terminais de regaseificação. Entre as possibilidades de estabelecer acesso regulado (*third part access – TPA*) ou negociado (*essential facilities doctrine*) a essas infraestruturas, a proposta é que se opte por maior liberdade negocial entre os agentes, atuando apenas em casos de conflito.

Para incentivar a entrada de novos carregadores no sistema e a maior liquidez do mercado, a proposta aponta para migração do sistema tarifário (reserva de capacidade e estrutura tarifária) para o modelo de entrada/saída, com todas as complexidades envolvidas.

Essa migração envolveria a transição para um sistema integrado de transporte, composto por toda a malha e futuras expansões e instalações de estocagem, com a adoção de um gestor independente da rede. Ainda sem definição quanto à natureza do operador da rede, mas com tendência para adoção de um operador independente do sistema, a responsabilidade por delimitar a transição para um novo modelo ficaria a cargo de um futuro comitê, a ser composto por representantes do governo e da indústria.

Paralelamente à gestão independente da rede, defende-se a simplificação do processo de outorga de novos gasodutos de transporte, tendo em vista a rigidez resultante do modelo implantado com o Pemat, reexaminando-se, inclusive, os critérios para alocação de outorga de autorização ou de concessão.

A consulta também destacou a necessidade de harmonização das regulações estaduais e federal, indagando por possíveis caminhos rumo à uniformização de normas para definição de autoprodutores, autoimportadores e consumidores livres.

Para maior convergência entre as indústrias de gás e eletricidade, identifica-se na tendência de crescente despacho termelétrico uma oportunidade para equacionar os entraves à contratação das térmicas, revendo as limitações à inflexibilidade, as penalidades por indisponibilidades técnicas e a exigência de comprovação de lastro de combustível integral por todo o período contratual. Identifica-se, ainda, a necessidade de um planejamento integrado entre gás e eletricidade, promovendo a expansão conjunta de gasodutos e termelétricas, por meio de leilões coordenados.

Com relação à estocagem, a iniciativa “Gás para Crescer” reconhece a importância do segmento para melhorar as condições de integração entre o setor de gás e eletricidade e aponta a necessidade de regulamentação da atividade de estocagem de gás. Nessa mesma direção, a ANP abriu processo de consulta pública para traçar o interesse de investidores em áreas de armazenamento subterrâneo (ANP, 2016).

A Resolução da ANP 11/2016, em implantação, regulamenta o acesso de terceiros à malha existente de transporte, como determinado pela Lei do Gás, tornando obrigatória a oferta integral de capacidade disponível e ociosa, que pode ser contratada em modalidade firme, interruptível ou extraordinária. A resolução estabelece chamada pública para contratação de capacidade, permitindo a cessão (venda) de capacidade contratada e a troca operacional (*swap*).

Para aumentar a transparência e reduzir a assimetria de informação no mercado, determinou-se que os transportadores desenvolvam e disponibilizem plataforma eletrônica pública e gratuita, que permita a consulta de disponibilidades, possibilidades de acesso e tarifas de transporte por ponto relevante para todas as modalidades de serviço ofertadas, além da manifestação de interesse e o acesso por parte de carregadores.

Pode-se observar, portanto, que a legislação e suas regulamentações já apontam para a maior entrada de agentes na indústria, procurando reduzir os custos de informação e acesso ao transporte. As propostas abertas à consulta pública discutem um horizonte futuro menos concentrado, abrindo espaço para indefinições setoriais no curto e médio prazo. Nesse ínterim, atores da indústria já alertam para os desafios e riscos associados às diversas propostas elencadas.

A incerteza da demanda térmica é apontada como fator determinante dos riscos inerentes à cadeia do gás no Brasil, comprometendo a entrada efetiva de novos agentes. Nesse sentido, a nova perspectiva de geração térmica mais frequente e duradoura pode contribuir para a convergência efetiva entre os setores.

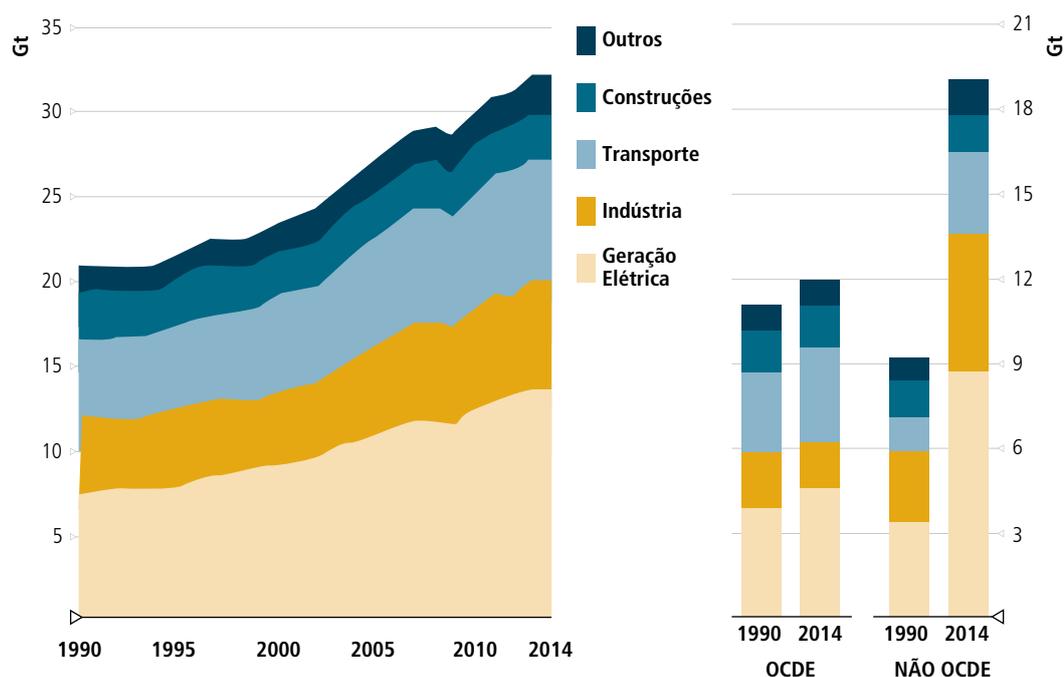
Uma melhor alocação de risco pode viabilizar a gestão descentralizada, favorecendo a entrada de novos agentes e o melhor aproveitamento dos recursos domésticos. Entretanto, a harmonização entre os setores não dependerá de políticas e definições autônomas no âmbito da indústria do gás, mas da interlocução com o setor elétrico. As mudanças desenhadas para o setor elétrico, discutidas atualmente no P&D estratégico 20, da Aneel, determinarão, em grande medida, o grau de convergência entre as indústrias (LOSEKANN e ROMEIRO, 2016).

4 TÉRMICAS E RENOVÁVEIS: SUBSTITUTAS OU COMPLEMENTARES?

4.1 O protagonismo das renováveis e a maior demanda por flexibilidade

A transição energética mundial para uma economia com baixa emissão de carbono dependerá, significativamente, da redução da utilização de combustíveis fósseis na matriz de geração de eletricidade. Por um lado, a geração de eletricidade responde, atualmente, por cerca de um terço das emissões globais, alcançando participação ainda maior nos países não membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), como demonstra o Gráfico 23 (IEA, 2015). Por outro, o caminho para a redução das emissões de outros setores, como transporte e aquecimento, possivelmente envolverá a maior utilização de eletricidade (com carros e sistemas de aquecimento de ambiente elétricos, por exemplo), indicando que uma matriz elétrica limpa será essencial para permitir que a eletrificação do futuro reduza os níveis atuais de emissão.

Gráfico 23 – Emissões globais de CO₂ por setor e região

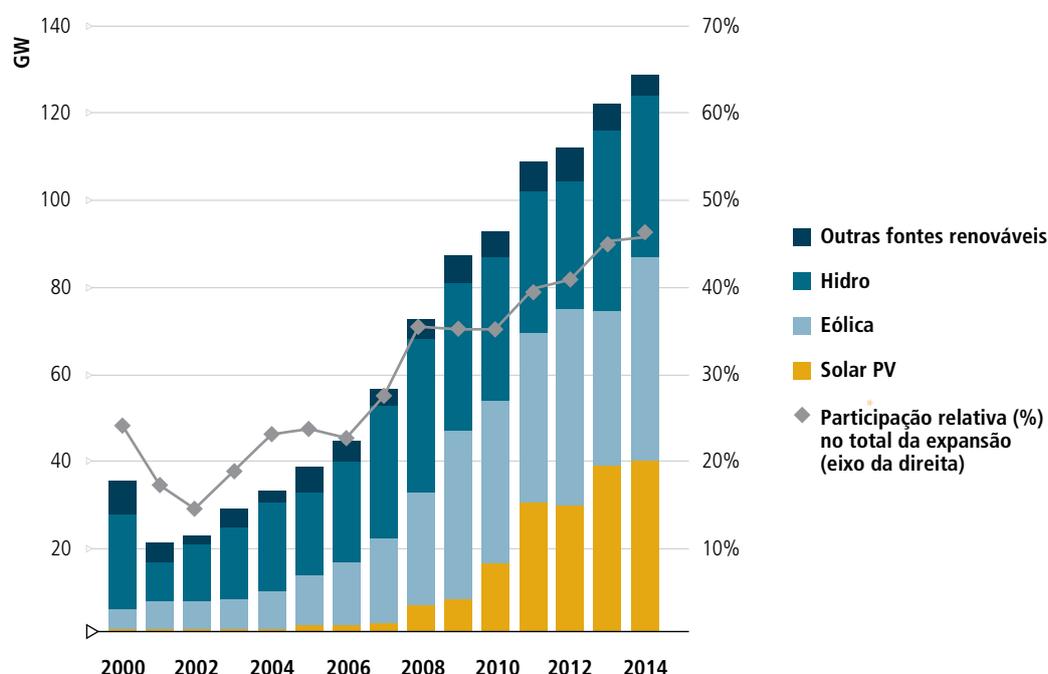


Fonte: Adaptado de IEA, 2015.

Os esforços para a transição elétrica rumo a uma economia sustentável de baixo carbono já estão em curso. A política energética de diversos países incentiva a contratação de novas energias renováveis (NER), principalmente eólica e solar fotovoltaica.

A participação relativa das NER na nova capacidade instalada ao ano no mundo dobrou nos últimos dez anos, alcançando quase 50% em 2014, como apresenta o Gráfico 24 (IEA, 2015). Eólica e solar são as fontes em crescimento mais rápido no mundo, com geração adicional suprindo quase a totalidade da demanda incremental por eletricidade em 2015 (IEA, 2016b). Se, por um lado, o protagonismo das NER torna plausível uma transição acelerada; por outro, introduz inúmeros problemas e desafios a serem enfrentados.

Gráfico 24 – Expansão global anual de nova capacidade instalada das NER



Fonte: Adaptado de IEA, 2015.

As NER intermitentes, como eólica e solar, caracterizam-se por ofertar energia aos sistemas elétricos com elevada incerteza, já que dependem da disponibilidade da fonte primária. A geração das NER caracteriza-se por alta variabilidade e baixa previsibilidade, custos variáveis de operação praticamente nulos e reduzido fator de capacidade (geram, em média, abaixo de 50% da potência instalada). Ademais, o aproveitamento das NER está sujeito a restrições geográficas.

Enquanto a maior disponibilidade de vento concentra-se, geralmente, em regiões específicas, por vezes distantes da carga, a incidência solar localiza-se de forma mais uniforme no território, incentivando a geração distribuída. Logo, abre-se espaço para

que decisões descentralizadas, em uma indústria marcada por arranjos centralizados, influenciem o grau e o ritmo de penetração dessas fontes.

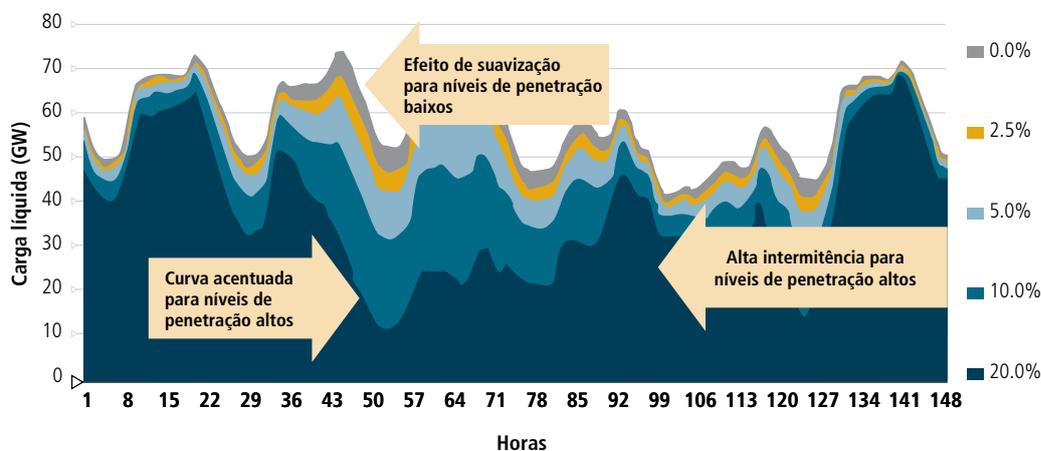
Embora variabilidade e imprevisibilidade estivessem desde sempre presentes nos sistemas elétricos – por variações da demanda, indisponibilidades imprevistas na oferta ou interrupções no transporte –, o desenvolvimento em larga escala das NER introduz dimensão inédita desses atributos à oferta de energia, comprometendo os níveis usuais de qualidade (tensão e frequência) e confiabilidade de suprimento.

A impossibilidade de estocagem de eletricidade em larga escala comercial condiciona o suprimento ao equilíbrio instantâneo (estático) entre oferta e demanda. A interdependência sistêmica entre os fluxos de produção e consumo foi manejada, historicamente, por flexibilidade e coordenação, de modo a prover energia *onde, quando e quanto* desejado pelo consumidor. A penetração significativa das NER na geração de energia, ao incorporar à oferta de fontes não controláveis, com variações recorrentes e imprevisíveis, cria desafios não apenas para o equilíbrio estático entre oferta e demanda, como também para o equilíbrio dinâmico de longo prazo do sistema, demandando maior flexibilidade e coordenação.

Com a maior participação das NER na geração de energia, as demais fontes que compõem o parque gerador são, frequentemente, deslocadas, enfrentando elevada variabilidade em seus despachos. Nesse novo contexto, a intermitência das NER impõe alto grau de flexibilidade ao parque gerador residual, responsável por atender à demanda residual não suprida pelas NER (PEREZ-ARRIAGA e BATLE, 2012).

O Gráfico 25 apresenta as distintas curvas de demanda residual para diferentes níveis de penetração das NER (de 0% a 20%). Quanto maior a participação das NER no sistema, maior é a variação da curva de demanda residual, demandando ao parque gerador residual (despachável) rápido tempo de resposta para retirar ou acionar parte significativa de sua disponibilidade. Essa maior variação da demanda residual, em quantidade e tempo de resposta, é denominada pela literatura como “efeito equilíbrio” (IEA, 2014).

Gráfico 25 – Variação da demanda residual para diferentes níveis de geração das NER



Fonte: IEA, 2014.

Para acomodar a elevada variação da demanda residual, os sistemas devem ser dotados de maior flexibilidade. Os principais recursos de flexibilidade são: a) plantas despacháveis; b) estocagem; c) interconexão com outras regiões e mercados; e d) mecanismos de resposta e administração da demanda.

A principal fonte de flexibilidade dos sistemas ainda está na resposta do parque gerador residual. Sistemas térmicos tradicionais – que dispõem basicamente de potência termelétrica para suprir e acompanhar a variação da demanda ao longo do tempo – enfrentam dificuldades em prover flexibilidade, pois as centrais instaladas foram concebidas para operar com menor variabilidade e maior previsibilidade. A imposição de frequente variabilidade ao despacho de térmicas voltadas para a base da carga resulta em efeitos técnico-econômicos adversos, como aumento dos custos de operação e manutenção, redução do ciclo de vida, distanciamento do ponto de operação de máxima eficiência e elevação significativa dos custos de reinício (MIT, 2011).

A capacidade de resposta da potência instalada despachável a variações bruscas na carga se altera de acordo com as tecnologias, como apresenta a Tabela 6. Nota-se que nuclear e carvão têm tempo de partida elevado, demoram a alcançar toda a disponibilidade e podem variar pouco a geração a cada minuto. As TGCC já conseguem prover maior flexibilidade, mas ainda assim têm capacidade de resposta limitada. As TGCS são mais adequadas para prover flexibilidade, com rápido tempo de partida e resposta (*ramp rate*), alcançando toda a disponibilidade em pouco tempo. A hidroeletricidade destaca-se como a fonte mais flexível, alcançando toda a disponibilidade em menos de dez minutos – e ainda apresenta o menor fator de carga estável.

Tabela 6 – Flexibilidade operativa das principais tecnologias do parque gerador residual

	TGCC	TGCS	Carvão	Hidro	Nuclear
Tempo de partida*	40 a 60 min	< 20 min	1 a 6 hs	1-10 min	13 a 24 hs
Taxa de variação em rampa (<i>ramp rate</i>) por minuto	5 a 10%	20 a 30%	1 a 5%	20-100%	1 a 5%
Tempo de 0 a 100%	1 a 2 hs	<1 hs	2 a 6 hs	< 10 min	15 a 24 hs
Mínimo fator de carga estável	25%	25%	30 a 40%	15 a 40%	30 a 50%

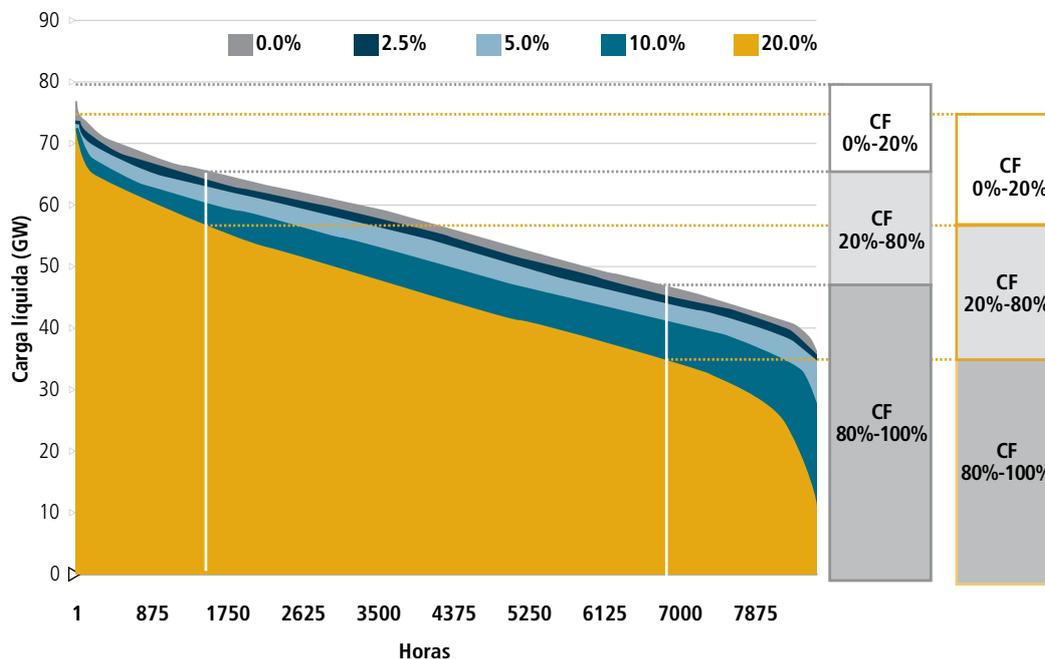
* A partir do estado quente (geração interrompida entre 6 e 10 horas).

Obs.: TG CC = turbina a gás de ciclo combinado; TGCS = turbina a gás de ciclo simples.

Fonte: IEA, 2012.

Consequentemente, em sistemas térmicos tradicionais, a maior geração das NER requer adequação do parque gerador residual ao novo nível de flexibilidade exigido. Esse “efeito utilização”, como é reconhecido pela literatura (IEA, 2014), impacta a configuração do parque gerador: reduz a participação de potência para geração na base da carga (*base load*), com fator de capacidade superior a 80%; e aumenta a participação de potência mais flexível (*mid-merit*), com fator de capacidade entre 20% e 80%, e de *backup* para momentos de pico (*peaking load*), com fator de capacidade inferior a 20%. O Gráfico 26 apresenta a reconfiguração do parque gerador residual para diferentes níveis de penetração das NER, considerando uma curva de carga típica.

Gráfico 26 – Adequação do parque gerador residual para diferentes níveis de geração das NER



Fonte: IEA, 2014.

Nesse sentido, os sistemas térmicos tradicionais enfrentam, atualmente, o desafio de tornar a base da geração mais flexível. Concebida para operar com elevado fator de capacidade e com poucas interrupções ao longo do ano, as centrais voltadas para base passam a ser deslocadas, enfrentando custos de integração no novo sistema.

O desafio nesses sistemas é tornar o parque residual térmico flexível o suficiente para acomodar níveis crescentes de penetração de novas renováveis.

A indústria do gás e o setor elétrico também enfrentam novos desafios de integração, decorrentes da nova variabilidade introduzida no sistema pelas NER. Alguns recentes estudos procuram, assim, apontar caminhos para reintegração das indústrias de eletricidade e gás natural, que conviveram por muito tempo em harmonia (MIT, 2013; AEP, 2014; EUROELECTRIC, 2014; IEA, 2016a).

A capacidade de resposta da geração residual à brusca variação da disponibilidade das fontes intermitentes é tão importante para a garantia de suprimento quanto a capacidade instalada de reserva necessária para atender aos picos de demanda. Trata-se de um novo paradigma de confiabilidade do sistema (GOTTESTEIN e SKILLINGS, 2012), demandando mais do que potência instalada, incluindo recursos adequados capazes de prover flexibilidade suficiente ao sistema.

Além de contar com parque residual mais flexível, os sistemas devem deter capacidade de interconexão com outras áreas e mercados, tornando possível o intercâmbio cada vez maior de energia. No novo sistema, a capacidade de estocagem e a administração

da demanda passam a ser essenciais não apenas para responder rapidamente às bruscas reduções da geração intermitente das NER (utilizando reserva e reduzindo consumo), mas também para capturar a sobreoferta em momentos de abundância (armazenando energia e aumentando o consumo).

A flexibilidade aportada por todos esses elementos deve ser adequadamente remunerada, para que o sistema possa dispor de capacidade de resposta suficiente para acomodar o protagonismo das NER (ROMEIRO e FERRAZ, 2016).

Em sistemas elétricos estáveis, com expectativa de baixo crescimento da demanda e reduzido investimento em novas plantas (por descomissionamento⁴⁵) ou em infraestrutura de rede, a penetração das NER provoca “efeitos de utilização transitórios” elevados. Esses efeitos permanecem presentes até a readequação do parque gerador residual e a maior provisão de flexibilidade de outros recursos (estocagem, interconexão e resposta da demanda). Essa mudança estrutural no sistema indica o “efeito de utilização persistente”, que decorre, inevitavelmente, da nova configuração da matriz elétrica (IEA, 2014).

Já os sistemas elétricos dinâmicos se defrontam com uma janela de oportunidade: se os investimentos necessários forem direcionados para provisão de flexibilidade mais adequada ao protagonismo das NER (efeito de utilização persistente), os sistemas dinâmicos poderão evitar os custos transitórios.

4.2 Novo papel dos reservatórios com térmicas na base

O Brasil se encontra em posição privilegiada para acomodar uma expansão significativa de energias renováveis intermitentes. Por um lado, o sistema elétrico brasileiro pode ser considerado dinâmico, com crescimento elevado projetado para o longo prazo, o que permite ajustes na expansão para adequar o sistema à maior geração de fontes renováveis intermitentes.

Por outro lado, o sistema já dispõe de elevado grau de flexibilidade em decorrência: a) da preponderância hidrelétrica (70% da capacidade instalada); b) da estocagem por meio dos reservatórios hídricos (211 TWh, equivalentes a pouco menos de cinco meses da carga anual); e c) da possibilidade de intercâmbio elétrico-energético, por meio de um sistema de transmissão de dimensão continental (o SIN atende a 98% da carga do País).

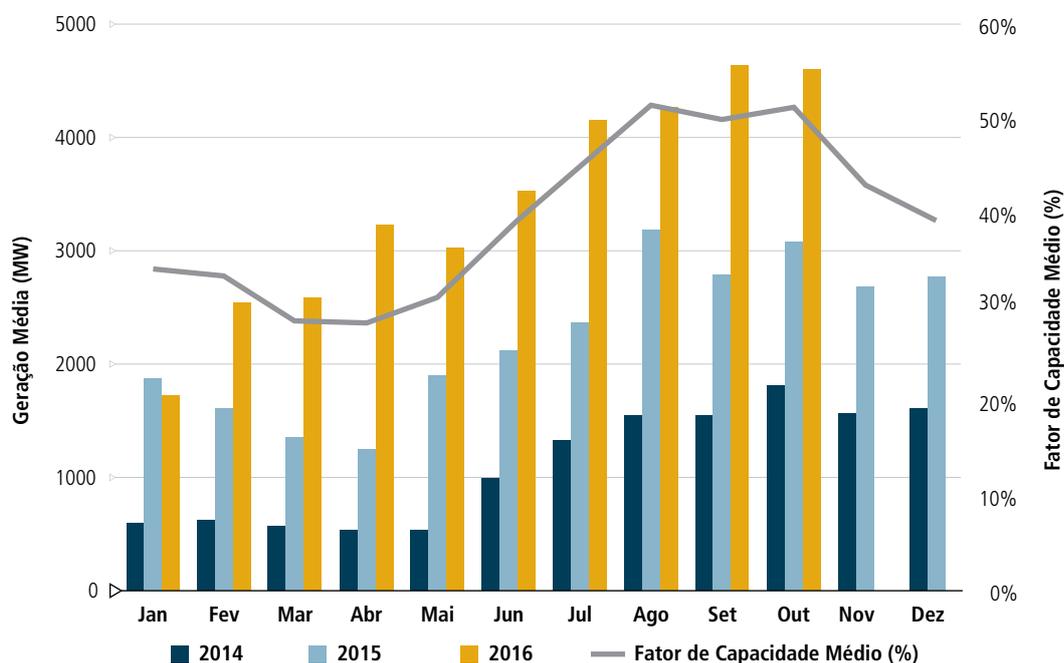
45. Descomissionamento ou desmobilização refere-se à desativação de todo um empreendimento ou parte dele, como a remoção ou troca de uma linha de produção.

Com essas características, a expansão renovável no Brasil ocorre com custos de integração reduzidos vis-à-vis sistemas estáveis de base termelétrica (IEA, 2014; IEA, 2016a; IEA, 2016b). Os reservatórios acomodam a intermitência, provendo flexibilidade e ainda estocando a geração intermitente sob a forma de água, com o deslocamento da energia hidráulica evitada.

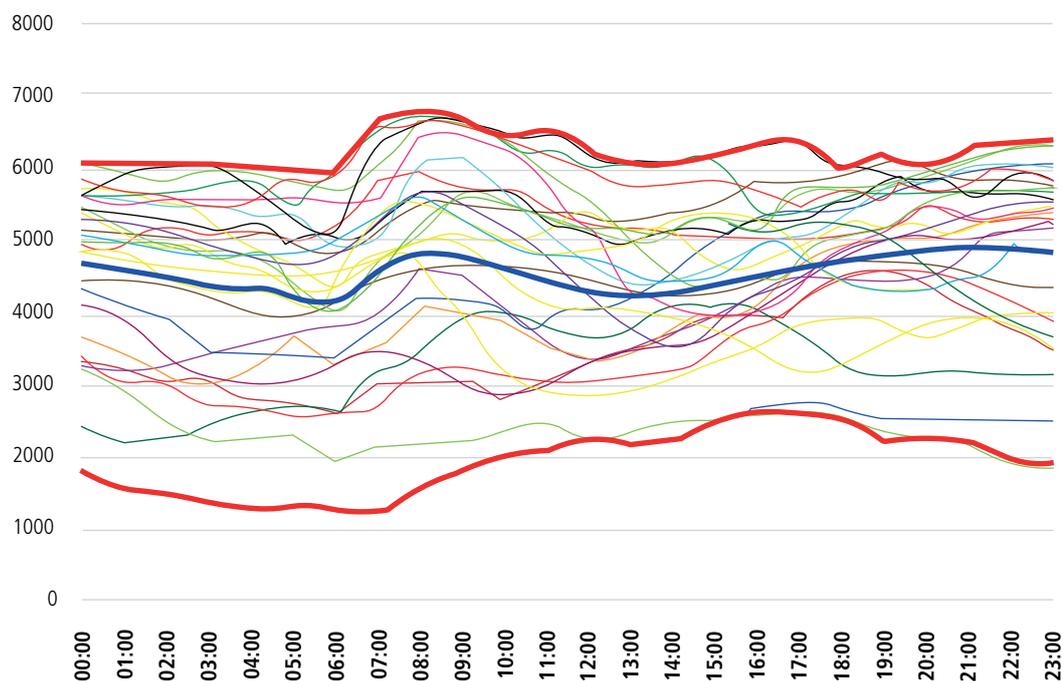
Embora a eólica já alcance cerca de 10 GW instalados, a sua geração média de energia no SIN responde por cerca de 5% da carga, com geração média mensal inferior a 5 GW (Gráfico 27). O recorde de geração foi registrado em outubro de 2016, atendendo a 12% da carga do SIN em um dia e 15% da carga em uma hora específica (ONS, 2016d).

A maior disponibilidade ocorre no período seco, complementando a geração hidráulica, registrando fator de capacidade médio superior a 50%, entre agosto e outubro (Gráfico 27). O Nordeste concentra a maior participação eólica, que já atendeu a 56% da carga da região em um dia e 71% em uma hora (ONS, 2016d). O Gráfico 28 apresenta a geração eólica horária em outubro no SIN, revelando elevada amplitude de variação (entre 1 e 7 GWmed).

Gráfico 27 – Geração eólica no SIN (MWmed)



Fonte: ONS, 2016d.

Gráfico 28 – Geração eólica média horária no SIN em outubro/2016 (MWmed)

Obs.: Linhas mais espessas registram mínima, média e máxima no mês.

Fonte: ONS, 2016d.

Entretanto, o Nordeste já enfrenta dificuldades para acomodar a geração eólica, face às restrições hídricas na região. Os reservatórios do Nordeste, localizados na bacia do São Francisco, chegaram ao início do período úmido (novembro/2016) com nível inferior a 10% do volume máximo – Sobradinho, responsável por 58% da reserva, está com 5% e Três Marias, responsável por 30%, está com 15%.

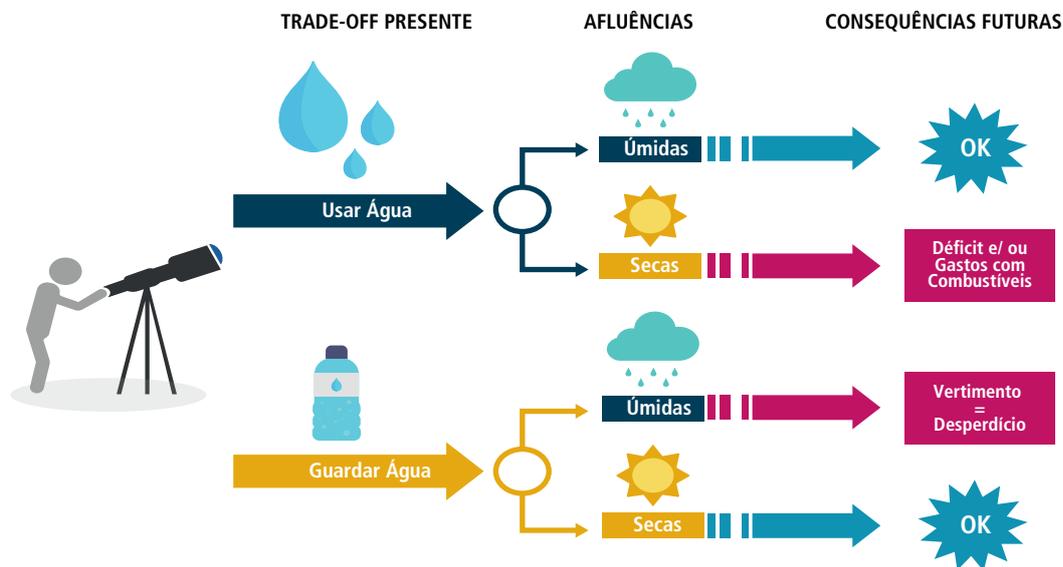
O caso do Nordeste é emblemático. Com cenário de geração hídrica comprometida, a variabilidade eólica é acomodada com geração termelétrica. Porém, o parque térmico não foi concebido para prover esse tipo de flexibilidade diária, operando com alto custo variável e incorrendo em custos não previstos com a maior variação operacional. Para maximizar a penetração das renováveis no sistema brasileiro, parte da geração hidráulica poderia ser poupada para prover a flexibilidade exigida, preservando a garantia e a confiabilidade do suprimento.

No entanto, a reserva hídrica no sistema ainda é administrada, exclusivamente, para maximizar a geração da energia hidráulica, minimizando gastos com combustíveis de outras fontes. A Figura 2 sintetiza o paradigma operativo do sistema. O custo e a garantia de suprimento dependem da escolha do operador entre acionar ou não o parque térmico complementar. Supondo-se que as expectativas de demanda e oferta se concretizem, as consequências futuras da decisão presente dependem da evolução das afluências.

A utilização dos reservatórios no presente se revela uma escolha acertada, se as afluências forem úmidas. Caso contrário, o sistema fica exposto a risco de déficit elevado

e a gastos futuros excessivos com geração térmica. A preservação dos reservatórios, acionando o parque térmico flexível no presente, se revela uma escolha acertada se as afluências forem secas, caso contrário o sistema desperdiça energia com vertimentos.

Figura 2 – Dilema da operação do SIN



Fonte: Elaboração própria.

A perda de regularização dos reservatórios e a necessidade crescente e permanente de flexibilidade no sistema apontam para uma mudança no paradigma operativo. No contexto de protagonismo das NER, a geração hidráulica passa a ser também valorada como recurso de flexibilidade, em vez de recurso meramente energético (HIRTH, 2016). A gestão dos reservatórios deve assegurar a manutenção de um nível mínimo suficiente da reserva para evitar deplecionamentos acentuados, possibilitando a provisão de flexibilidade hídrica.

O menor deplecionamento eleva a garantia de suprimento do sistema e reduz os conflitos com os demais usos da água. A remuneração adequada da flexibilidade oferecida pelo bloco hidráulico pode compensar perdas financeiras com a menor geração hidráulica. A vantagem de remunerar a flexibilidade (fluxo) e não o estoque (reserva) é dar sinais de preço adequados aos demais recursos de flexibilidade, como a resposta da demanda.

Para recompor a capacidade de regularização dos reservatórios, liberando as hidrelétricas para provisão de flexibilidade, parte da geração térmica deve voltar-se para a base da carga. A perda de regularização dos reservatórios abre espaço para maior complementação entre geração térmica na base e expansão de novas energias renováveis.

Dessa forma, embora os sistemas elétricos em geral enfrentem o mesmo desafio de provisão de flexibilidade do sistema residual à penetração das NER, as melhores

respostas são específicas às singularidades de cada sistema. A harmonização entre gás e eletricidade pode ocorrer por mecanismos distintos da reintegração das indústrias em sistemas térmicos tradicionais. Enquanto nesses sistemas a busca por maior flexibilidade da indústria do gás, em geral já madura, pode facilitar a reintegração gás-eletricidade, a maior inflexibilidade térmica pode facilitar a maior penetração das NER e propiciar a remuneração adequada da flexibilidade hídrica.

4.3 Impacto potencial de térmicas na base nas emissões de CO₂

4.3.1 Emissões de gases de efeito estufa no Brasil

Desde a Revolução Industrial, os sucessivos paradigmas tecnológicos calcaram-se na utilização crescente de combustíveis fósseis. Em 2013, 80% da demanda energética mundial foi atendida por petróleo, gás natural e carvão (IEA, 2015). O Painel Intergovernamental de Mudança Climática (IPCC) atribui grande parte da elevação de 0,85°C da temperatura mundial média, em relação ao nível pré-industrial, às emissões de gases de efeito estufa decorrentes da atividade humana (IPCC, 2014).

Os gases de efeito estufa (GEE) impedem a disseminação para o espaço da radiação solar refletida pela Terra. O desenvolvimento das atividades dos diversos setores da economia levou à produção e retenção desses gases na superfície do planeta e vem provocando o aquecimento global, ou seja, o aumento da temperatura da atmosfera terrestre e dos oceanos. Esse processo afeta a temperatura e o clima da superfície do planeta.

As principais atividades humanas que causam o aquecimento global são a queima de combustíveis fósseis para geração de energia, o uso do solo e florestas (incluindo desmatamento), atividades voltadas à agropecuária, atividades industriais, transportes e tratamentos de resíduos.

O dióxido de carbono (CO₂) é o gás que mais contribui para o aquecimento global, responsável por mais de 70% das emissões e permanecendo na atmosfera por mais de 100 anos⁴⁶. Já a quantidade de metano emitida é bem menor, mas seu potencial de aquecimento é 21 vezes superior ao do CO₂. No Brasil, os gases dióxido de carbono, metano e óxido nitroso são responsáveis por mais de 98% das emissões (MCTIC, 2016).

As estimativas dos GEE realizadas nos inventários nacionais utilizam a métrica do Potencial de Aquecimento Global (*Global Warming Potential – GWP*), definida pelo

46. Os principais gases de efeito estufa são: dióxido de carbono (CO₂), gás metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorcarbonetos (HFC), perfluorcarbonetos (PFC) e hexafluoreto de enxofre (SF₆).

Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), que agrega as emissões em dióxido de carbono equivalente (CO₂e) por meio de ponderação específica para os diferentes gases de efeito estufa, levando em conta os tempos distintos de permanência na atmosfera.

No Brasil, o último inventário nacional de emissões foi realizado em 2010. Nos últimos anos, o governo publicou estimativas anuais de GEE, com base na metodologia do último inventário, mas com menor precisão. A Tabela 7 apresenta a evolução das emissões líquidas⁴⁷ de GEE no Brasil entre 1990 e 2014.

Tabela 7 – Emissões líquidas de GEE entre 1990 a 2014 (em MtCO₂e)

Setores	1990	1995	2000	2005	2010	2014	Participação em 2014	Variação (%)	Variação (%)
							(%)	2005/2010	2005/2014
Energia	186	224	284	313	371	470	37%	19%	50%
Queima de combustíveis/ Termelétricas	9	12	24	27	37	73	6%	37%	175%
Queima de combustíveis/ Outros	168	202	247	268	315	375	29%	18%	40%
Emissões fugitivas	9	9	13	18	19	21	2%	4%	15%
Processos industriais	52	66	76	81	90	94	7%	12%	17%
Agropecuária	287	317	328	392	407	424	33%	4%	8%
Mudança de uso da terra	792	1.931	1.266	1.905	349	233	18%	-82%	-88%
Tratamento de resíduos	26	31	39	45	54	63	5%	19%	38%

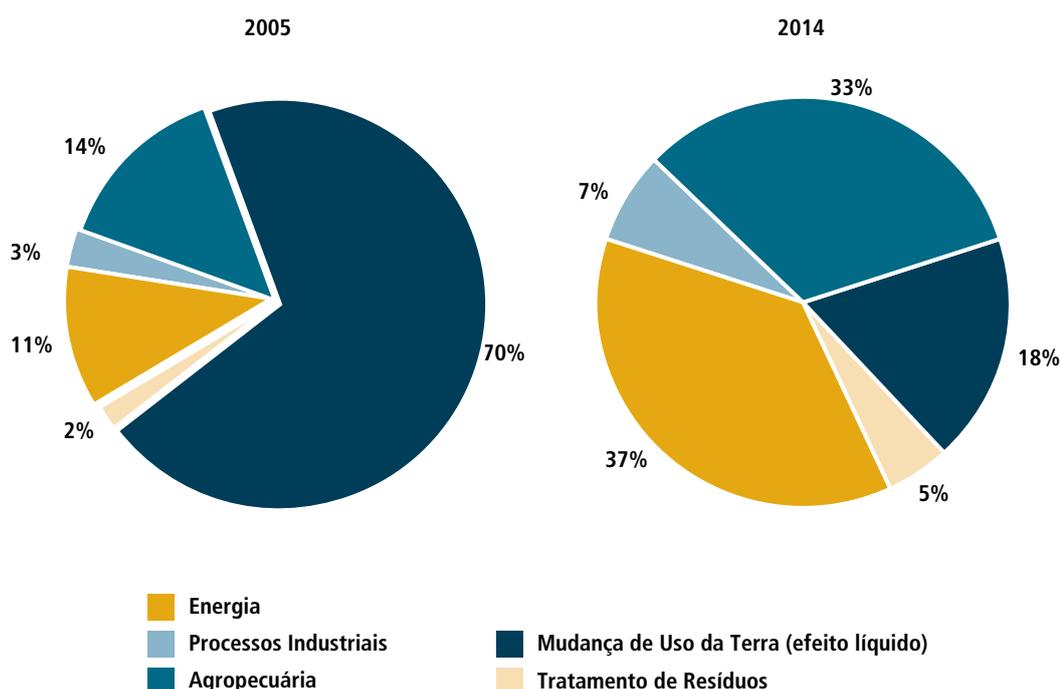
Fonte: MCTIC, 2016.

No período entre 1990 e 2005, as emissões de GEE brasileiras permaneceram quase inalteradas em volume. No entanto, dentro do período, as emissões oscilaram significativamente, e a estrutura de emissões entre os segmentos também se transformou. Entre 1990 e 2005, o nível de emissões de GEE no Brasil aumentou, mas a partir de 2005 verificou-se redução acentuada. A redução das emissões líquidas por mudança de uso da terra e florestas explica a queda observada nos últimos 10 anos. Em função dos esforços de combate, atualmente, o desmatamento deixou de ser o principal fator de emissão no Brasil.

47. Na estimativa de emissões líquidas, é levado em conta o efeito do crescimento de florestas consideradas manejadas, que compensam as emissões brutas por mudança de uso da terra (desmatamentos).

As emissões do setor de energia apresentaram o maior aumento entre 1990 e 2014: cerca de 150%, principalmente pela maior queima de combustíveis fósseis. Nota-se que o perfil de emissão por setor se altera substancialmente a partir de 2005, quando a mudança do uso da terra deixa de responder por 70% das emissões totais líquidas e passa a ser responsável, em 2014, por apenas 18%⁴⁸, atrás de energia (37%) e agropecuária (33%), como apresenta o Gráfico 29.

Gráfico 29 – Emissões líquidas de gases de efeito estufa por setor (2005 e 2014)



Fonte: MCTIC, 2016.

O setor de energia, que representava apenas 11% em 2005, passou a ser o principal responsável pelas emissões líquidas no Brasil, principalmente pelo aumento de 50% da queima de combustíveis fósseis, entre 2005 e 2014.

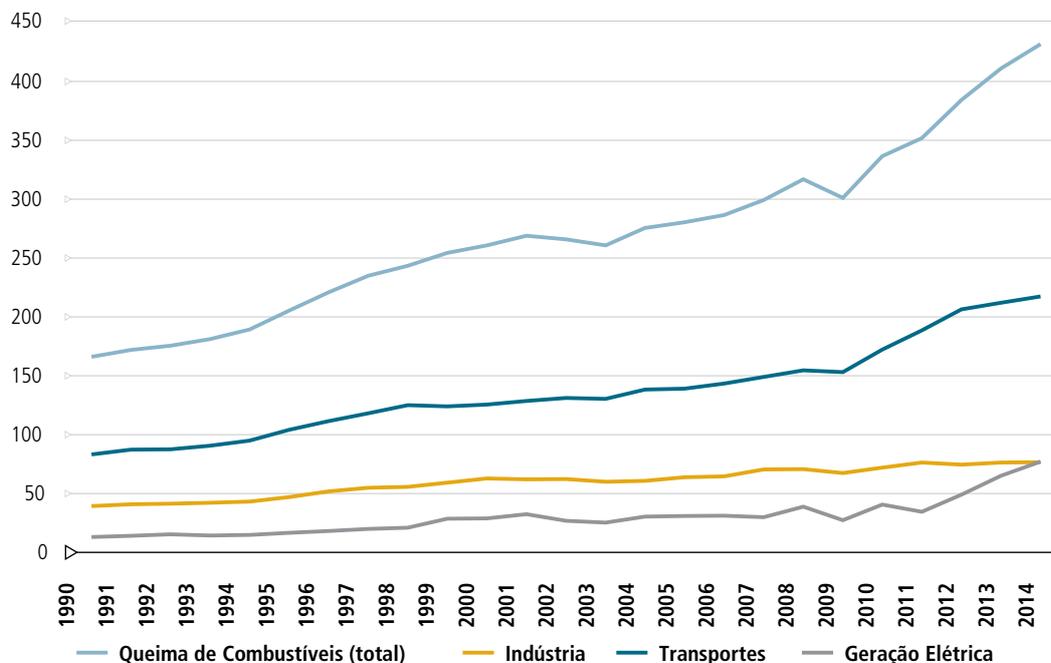
A queima de combustíveis é o principal fator das emissões de GEE no setor de energia, em decorrência da elevada emissão de CO₂. Como revela o Gráfico 30, o setor de transportes é o principal responsável pelas emissões de CO₂ (50%), seguido da indústria (17%) e da geração elétrica (17%).

A maior emissão de CO₂ por geração elétrica nos últimos anos reflete o maior despacho termelétrico observado no período. Entre 2011 e 2014, as emissões de CO₂ por geração elétrica aumentaram 140%, alcançando 72 MtCO₂ em 2014.

48. Cabe ressaltar que o Observatório do Clima, rede de organizações da sociedade civil, responsável pelo Sistema de Estimativa de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SEEG), estima que as emissões brasileiras de GEE tiveram uma elevação de 3,5% em 2015 em comparação a 2014, em virtude do aumento da taxa de desmatamento na Amazônia.

No entanto, podemos considerar que a geração de eletricidade contribui pouco para a emissão de GEE no Brasil.

Gráfico 30 – Emissões de CO₂ por queima de combustíveis fósseis – Contribuição da indústria, transportes e geração elétrica (MtCO₂)

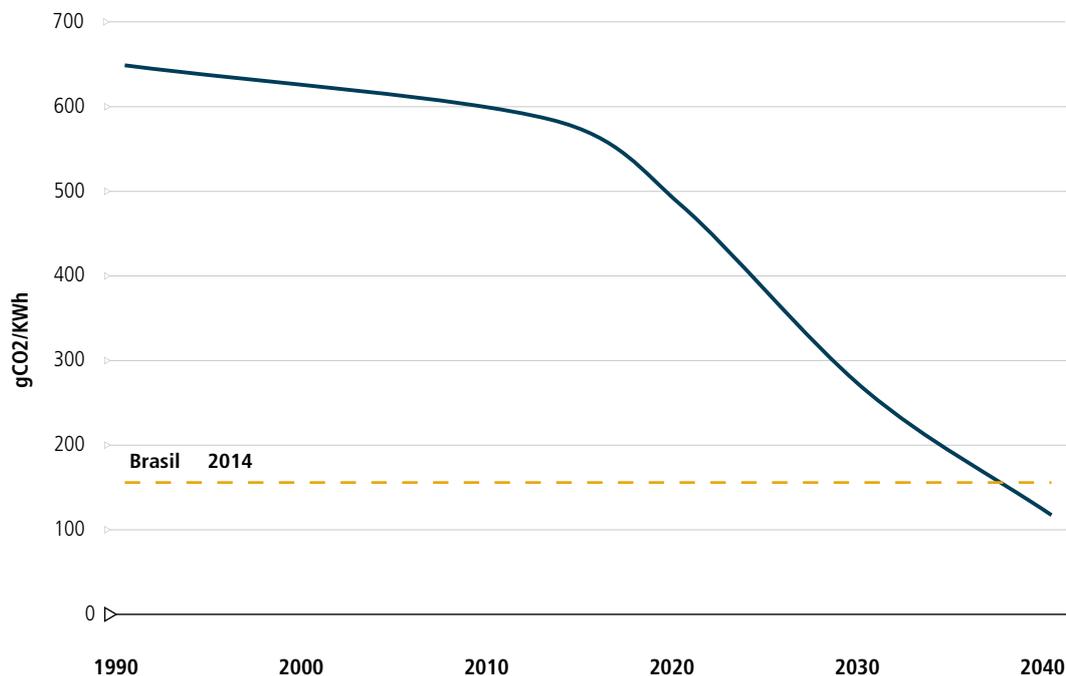


Fonte: MCTIC, 2016.

O segmento de geração de eletricidade representa 5,6% das emissões totais de GEE no Brasil, patamar cinco vezes inferior à média global. Ainda que a participação termelétrica deva ser fortalecida nos próximos anos, o impacto será relativamente limitado.

O Gráfico 31 compara a meta global de redução da intensidade de emissões de CO₂ na geração de eletricidade, condizente com o cenário 450 da Agência Internacional de Energia no horizonte 2040, que limitaria o aumento da temperatura em 2°C, e a intensidade do sistema elétrico brasileiro em 2014. Se o esforço mitigatório das mudanças climáticas tiver êxito, a intensidade de emissão para a geração de energia global alcançará o índice brasileiro próximo do final do período de previsão. Ou seja, em matéria de matriz de geração limpa, o Brasil se encontra cerca de 20 anos à frente da média global.

Gráfico 31 – Meta de intensidade de emissão de CO₂ para geração elétrica no cenário 450 da IEA e intensidade no Brasil em 2014 (gCO₂/kWh)



Fonte: Elaboração própria. Dados mundiais IEA. Dados Brasil MCTIC e EPE.

Essa boa situação não exige o Brasil de esforços para mitigar emissões. A entrada de usinas térmicas na base de geração pode ter um impacto positivo nesse esforço, quando consideramos que 2014 foi um ano de pleno despacho de termelétricas não adequadas para atuar na base. Se considerarmos que as térmicas a serem utilizadas em despacho de base serão mais eficientes, conforme aponta o exercício a seguir, o efeito líquido pode ser a redução de emissões.

4.3.2 Compromissos do Brasil na COP 21

Estudos considerados pelo IPCC apontam que a elevação de 2°C acima do nível pré-industrial poderá implicar sérias consequências ambientais, como o aumento da ocorrência de temperaturas extremas e a elevação do nível dos oceanos (IPCC, 2014). A redução urgente e significativa das emissões antropogênicas de gases de efeito estufa é entendida como a única saída para evitar a elevação da temperatura mundial e a consequente ocorrência de catástrofes ambientais. Acredita-se que, para tanto, o nível de dióxido de carbono na atmosfera, estimado em 270 partes por milhão (ppm) na era pré-industrial e registrado em 400 ppm atualmente, não deva ultrapassar 450 ppm.

Em 2010, na 16ª Conferência das Partes, signatárias da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, realizada em Cancun (COP16), foi formalizada a meta de manter o aquecimento global inferior à elevação de 2°C ao nível pré-industrial.

A 21ª Conferência das Partes (COP21), realizada em dezembro de 2015, em Paris, representou um avanço na direção de um acordo global para redução das emissões de GEE. O Acordo de Paris traçou ações efetivas para limitar o aumento da temperatura média no mundo abaixo de 2°C até 2100, a partir de planos nacionais de compromisso de redução de emissões, chamados de INDCs – *Intended Nationally Determined Contribution*.

A 22ª Conferência das Partes (COP22), realizada em novembro de 2016 no Marrocos, teve como objetivo detalhar o Acordo de Paris, constituindo-se em ponto de partida para as mudanças compromissadas na COP21, resultando em um “livro de regras” para a implementação das obrigações assumidas sob o Acordo (MMA, 2016).

Na COP21, o Brasil comprometeu-se a reduzir as emissões de GEE em 37% em 2025 – em relação aos níveis de 2005 – e em 43%, na mesma base de comparação, até 2030. De acordo com a Agência Internacional de Energia, o Brasil ocupa a 12ª posição no *ranking* das nações quanto às emissões de GEE relativas à produção e ao uso da energia (EPE, 2016b).

Como destacado, as emissões brasileiras relativas à geração de energia elétrica representam menos de um quinto da média mundial. Assim, diferentemente dos INDC de outros países, o desafio brasileiro é manter a participação elevada de fontes renováveis na sua matriz energética. Para o setor de energia, o Brasil apontou três medidas adicionais a seu compromisso (INDCs) no Acordo de Paris: a) atingir participação de 45% de energias renováveis na matriz energética em 2030; b) aumentar a participação de bioenergia para 18% até 2030, expandindo o consumo de biocombustíveis, a oferta de etanol (inclusive segunda geração) e a parcela de biodiesel na mistura do diesel; e c) expandir o uso de fontes renováveis, além da energia hídrica, na matriz total de energia para uma participação de 28% a 33%, até 2030 (EPE, 2016b).

A meta compreende o conjunto da economia e não estabelece caminhos determinativos para sua consecução, podendo ser atingida de diversas formas, com diferentes contribuições dos setores da economia. Nesse sentido, o contexto de crescimento do consumo de eletricidade e o cenário de maior despacho térmico na base da geração, conjugado com a penetração cada vez maior das NER, não são incompatíveis com as metas globais de emissão compromissadas pelo Brasil. Pelo contrário, a introdução de térmicas a gás na base da geração pode, inclusive, reduzir o nível recente de emissões alcançado com o despacho integral do parque térmico atual, já que o deslocamento de térmicas de *backup* que atualmente estão operando na base evita custos e emissões inadequados.

4.3.3 Térmicas a gás na base e o impacto de emissões de CO₂

Como analisado, as diferenças de custos fixos e variáveis entre térmicas a ciclo simples (TGCS) e ciclo combinado (TGCC) resultam em fator de capacidade ótimos diferentes, direcionando as TGCS para a ponta da carga e as TGCC para a base da geração. As diferenças de custos (fixo e variável) espelham diferenças técnicas de eficiência das térmicas.

Como as térmicas a ciclo aberto (simples) não aproveitam o vapor gerado no processo para gerar mais energia, necessitam de mais gás para gerar uma mesma quantidade de energia que as térmicas a ciclo combinado. Ou seja, ao fechar o ciclo, com uma mesma quantidade de gás, produz-se mais energia elétrica. Consequentemente, as térmicas a ciclo simples emitem mais dióxido de carbono (CO₂) por quilowatt-hora gerado do que as térmicas a ciclo combinado.

Tabela 8 – Eficiência e fator de emissão de Térmicas a Gás Ciclo Simples (TGCS) e Ciclo Combinado (TGCC)

Valores de referência	Heat Rate ¹ Btu/kWh	Eficiência (%)	Emissão ² g CO ₂ /kWh
Ciclo Simples (TGCS)	9.751	35%	517
Ciclo Combinado (TGCC)	6.205	55%	329

1- Valores de referência indicados por Tolmasquim (2016a).

2- Considerando fator de emissão do gás natural de 53,07 kg CO₂/MMBtu.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 9 – Eficiência e fator de emissão no parque térmico a gás brasileiro

Parque térmico brasileiro	Heat Rate ³ Btu/kWh	Eficiência (%)	Emissão ⁴ g CO ₂ /kWh
Menos eficiente (TGCS)	11.967	29%	635
Mais eficiente (TGCC)	5.983	57%	318

3- Considerando consumo específico publicado no MME (2016a).

4- Considerando fator de emissão do gás natural de 53,07 kg CO₂/MMBtu.

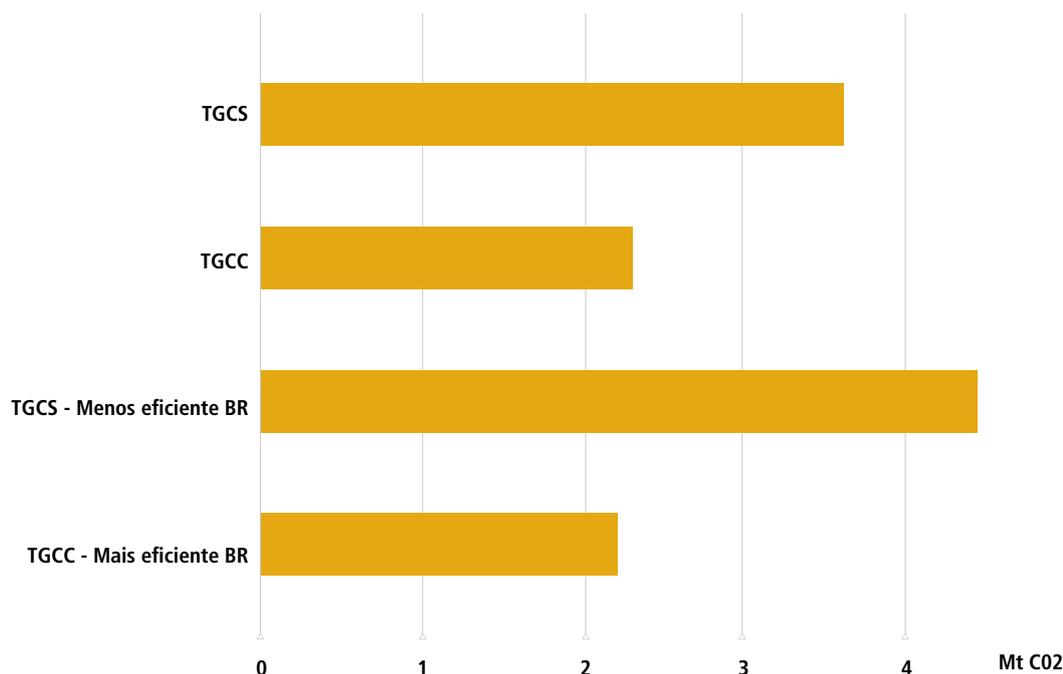
Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 8 apresenta a emissão de gramas de CO₂ por quilowatt-hora, gerada para térmicas a ciclo simples e a ciclo combinado, levando-se em conta a mesma eficiência típica dessas térmicas, considerada na análise de custos anterior. Para o cálculo da emissão de CO₂, considerou-se um fator de emissão de 53 kgCO₂/MMBtu, o que corresponde a cerca de 2 mil toneladas de CO₂ emitido por milhão de metros cúbicos de gás natural consumido (2.000 tCO₂/MMm³). Enquanto as TGCS com eficiência típica de 35% emitem 517 gCO₂/kWh, as TGCC com eficiência típica de 55% emitem apenas 329 gCO₂/kWh. Considerando-se, para efeito de comparação, que ambos os tipos de térmicas a gás tenham potência instalada de 1 GW, as TGCS consomem 6,3 MMm³/d, enquanto as TGCC consomem 4 MMm³/d para gerar a plena capacidade.

Estendendo-se essa análise para o horizonte de um ano de geração, a título comparativo, supondo-se que ambas as térmicas apresentem fator de capacidade de 80%, (gerando cada uma cerca de 7 TWh no ano) as TGCS emitem 57% mais dióxido de carbono do que as TGCC (3,6 milhões de toneladas de CO₂ [MtCO₂] contra 2,3 MtCO₂), como apresenta o Gráfico 32. Essa diferença é observada em média, para os valores de eficiência típicos de TGCS e TGCC (Tabela 8). Porém, na prática, o diferencial de emissão pode ser ainda maior.

Considerando-se a eficiência da térmica a ciclo simples mais ineficiente e da térmica a ciclo combinado mais eficiente em operação no parque térmico a gás brasileiro (Tabela 9), a diferença de emissão dobra em relação aos valores de referência. Repetindo-se o mesmo exercício, contrastando emissão decorrente da geração anual de cada térmica com 1 GW instalado e fator de capacidade de 80%, a TGCS menos eficiente em operação no parque térmico brasileiro emitindo o dobro (4,4 MtCO₂) do que a TGCC mais eficiente (2,2 MtCO₂) para gerar os mesmos 7 TWh de energia no ano (Gráfico 32).

Gráfico 32 – Análise comparativa de emissões anuais de CO₂ (milhões de toneladas) para Térmicas a Ciclo Simples e Combinado

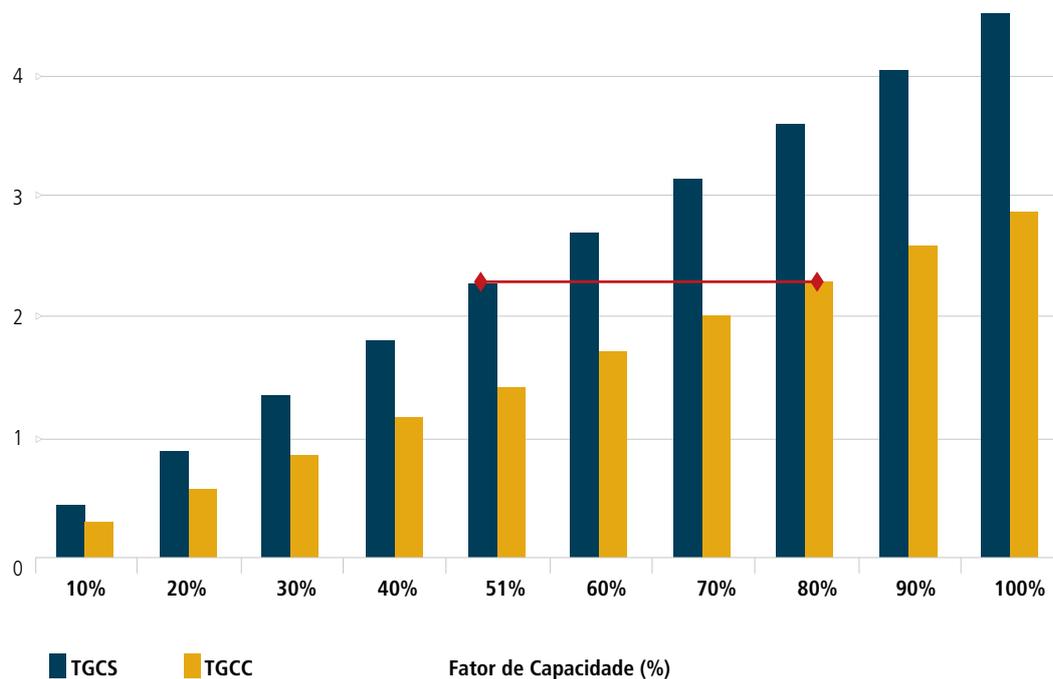


Nota: considerando-se geração de energia no ano de cada tipo de térmica correspondente a potência instalada de 1 GW operando com fator de capacidade de 80% (cerca de 7 TWh).

Fonte: Elaboração própria, com base nos dados apresentados na Tabela 8 e na Tabela 9.

Considerando-se os valores de referência típicos das térmicas a ciclo simples e ciclo combinado (Tabela 8), pode-se identificar que as TGCS passam a emitir mais CO₂ com fator de capacidade superior a 50% do que a TGCC operando com fator de capacidade de 80%. Ou seja, utilizar a TGCS com fator de capacidade acima de 50% significa emitir mais dióxido de carbono e gerar menos eletricidade do que a TGCC emitiria e aportaria ao sistema operando na base (Gráfico 33). Já para as eficiências extremas verificadas no parque térmico brasileiro, a TGCS menos eficiente passa a emitir mais dióxido de carbono se operar com fator de capacidade maior que 40%, em comparação com a TGCC mais eficiente, que opera com fator de 80%.

Gráfico 33 – Emissões de CO₂ de Térmicas a Ciclo Simples (TGCS) e Combinado (TGCC), em MtCO₂, para diferentes fatores de capacidade



Fonte: Elaboração própria, com base na Tabela 8.

A utilização frequente de térmicas concebidas para operar na ponta do sistema, como ocorreu no sistema elétrico brasileiro, implica custos muito elevados e emissões excessivas. Como as térmicas TGCS emitem mais do que as TGCC, as emissões poderiam ser evitadas, se a configuração do parque gerador fosse adequada para maior utilização.

A introdução de térmicas na base no sistema brasileiro reduz custos e emissões, vis-à-vis o parque em operação atual, pois desloca térmicas concebidas para operar esporadicamente. Dessa forma, o deslocamento de térmicas com maiores custos e emissões é desejável, pois realoca as térmicas concebidas como *backup* para seu papel original, gerando benefícios globais em termos de custos e emissões evitados.

Conclui-se, assim, que a análise do impacto de novas térmicas operando na base do sistema no nível de emissões do Brasil não deve ser realizada em termos absolutos, isto é, estimando as emissões totais adicionais. Deve-se, ao contrário, levar em conta as emissões evitadas do parque térmico atual, estimando a contribuição das novas térmicas em termos líquidos, isto é, considerando-se os benefícios de sua introdução.

5 AGENDA DE REFORMAS PARA MELHORAR A ATRATIVIDADE E A COMPETITIVIDADE DA GERAÇÃO TÉRMICA

O setor elétrico brasileiro passa por um período de transformações estruturais, enfrentando, ao mesmo tempo, uma crise econômica setorial profunda. Paralelamente, o setor de gás natural também experimenta mudanças estruturais, face ao plano de desinvestimento da Petrobras. Esse contexto requer transformações na coordenação dos dois setores. A coincidência de momentos de mudanças em ambos os setores abre espaço para que os arcabouços setoriais experimentem maior convergência.

A integração truncada entre o setor elétrico e a indústria do gás natural implicou riscos econômicos elevados, que dificultam a expansão da geração térmica. Entretanto, a importância da geração termelétrica a gás tende a aumentar com o processo de transformação da indústria elétrica nacional, abrindo caminhos para maior convergência.

Torna-se fundamental buscar propostas para dar sustentabilidade econômica aos projetos termelétricos, em particular, aquelas que possam contribuir para uma integração mais harmoniosa entre o setor de gás natural e de geração elétrica. A redução dos riscos econômicos e regulatórios para a geração térmica a gás exige uma revisão das políticas e do arcabouço regulatório setorial. Este Relatório recomenda que a agenda de reforma abarque as seguintes dimensões:

- mudanças regulatórias, visando à redução dos riscos dos empreendimentos térmicos;
- mudanças regulatórias para entrada de térmicas na base do sistema;
- integração dos planejamentos do setor elétrico e do gás natural; e
- desenvolvimento de termelétricas estruturantes a gás natural.

5.1 Redução dos riscos dos empreendimentos térmicos

O relatório aponta entraves à contratação de térmicas a gás natural, decorrentes de:

- elevada incerteza quanto ao momento, volume e duração da geração futura;
- limitação restrita de 50% à inflexibilidade operativa;
- exigência de comprovação de reserva a todas as térmicas candidatas, para lastro integral de combustível suficiente ao pleno despacho por todo o contrato;
- penalidades excessivas por indisponibilidades por falta de combustível, que não distinguem interrupções operativas momentâneas de insuficiência de lastro definitiva; e
- seleção pelo aparente menor custo-benefício nos leilões, com projeção otimista de elevada disponibilidade hídrica futura e sem levar em conta atributos importantes das fontes.

A incerteza quanto ao despacho futuro é especialmente problemática para o gás natural, cuja indústria de rede requer elevada coordenação para equilibrar demanda e oferta ao longo do tempo. Embora o intervalo temporal de ajuste entre oferta e demanda para o gás seja maior do que o intervalo instantâneo para a eletricidade, a interdependência na cadeia do gás é tão significativa quanto no setor elétrico. No curto prazo, interrupções momentâneas na produção ou no transporte podem inviabilizar a entrega do combustível, comprometendo a geração termelétrica. No médio e longo prazo, a imprevisibilidade pode dificultar a logística e encarecer a contratação do combustível.

Atualmente, a Petrobras provê a elevada flexibilidade operativa necessária à cadeia do gás no Brasil por meio de seu portfólio integrado, suportando riscos alheios à indústria. No entanto, a perspectiva de novos entrantes na indústria, pelos desinvestimentos da Petrobras, demanda melhor alocação de riscos, que viabilize uma gestão descentralizada. A perspectiva de geração térmica mais frequente e duradoura pode induzir uma maior previsibilidade do despacho térmico futuro, favorecendo a entrada de mais agentes e o melhor aproveitamento dos recursos domésticos.

A limitação atual de 50% para a inflexibilidade operativa constitui limite estreito tanto do ponto de vista da indústria do gás nacional – tendo em vista a predominância de gás associado – como do setor elétrico em transformação, que demanda complementação à geração hídrica cada vez mais constante e significativa.

A comprovação de reservas suficientes para o pleno despacho por todo o período contratual constitui-se exigência extrema, que desconsidera por completo a lógica

da indústria de óleo e gás. A produção futura deve ser garantida não apenas pelas reservas atuais, mas pela contínua campanha exploratória, que viabiliza a descoberta de novas reservas ao longo do tempo, recompondo a relação reserva/produção.

É preciso notar que os contratos de energia do ambiente regulado têm duração superior à relação reserva/produção de gás natural do Brasil. Essa medida reduz a competitividade das térmicas nos leilões regulados, já que apenas uma pequena parcela dos empreendimentos cadastrados é efetivamente habilitada.

A penalidade atual por falta de combustível, por sua vez, não distingue a natureza da indisponibilidade e ainda determina repasse do risco para supridor de gás, dificultando a contratação.

A comparação dos projetos nos leilões, como apontado no relatório, é calculada sistematicamente com base em custos marginais de operação futuros subestimados. Ademais, não se consideram atributos como localização dos empreendimentos e despachabilidade das fontes, negligenciando custos de transmissão adicional e integração das fontes no sistema. Portanto, embora se proceda à análise de custo-benefício, negligenciam-se na seleção componentes significativos que, na prática, determinam o real valor das fontes para o sistema.

A regulação já incorporou algumas medidas importantes para mitigar os riscos sistêmicos de integração entre gás e eletricidade, tais como: a) despacho antecipado de 60 dias para geração proveniente de GNL, favorecendo a logística e a contratação; b) permissão para sazonalização da inflexibilidade média declarada, permitindo melhor adequação operativa e contratual; c) possibilidade de geração adicional antecipada, no “reservatório virtual”, para compensar futuras indisponibilidades de combustível; d) maior liberdade de indexação do combustível, com livre ponderação de indexadores; e e) distinção do preço-teto nos leilões de energia nova entre as fontes que competem por disponibilidade, reconhecendo, em algum grau, os benefícios adicionais das térmicas via preço-teto mais elevado.

Embora essas medidas sejam eficazes para melhor integração das indústrias, revelam-se, na prática, ainda insuficientes. Tendo em vista a perspectiva de maior demanda por geração térmica, há espaço para:

- maior previsibilidade do despacho futuro, indicando previsão de despacho máximo esperado para térmica durante os próximos dois anos. Acima desse patamar, a térmica não seria penalizada por indisponibilidades;
- ampliação do limite à inflexibilidade operativa, permitindo maior adequação ao perfil da oferta nacional (gás associado);
- sazonalização total da inflexibilidade durante o período seco, com declaração anual antecipada. A sazonalização contribui para reverter a tendência de maior

deplecionamento dos reservatórios no período seco. A concentração da inflexibilidade em um período específico do ano pode ajudar a indústria do gás a melhor valorar as opções de estocagem. Para melhor integração gás-eletricidade e melhor alocação da inflexibilidade do gás nacional (associado), devem-se destravar os investimentos em pesquisa e exploração de áreas propícias à estocagem de gás natural;

- adoção de mais de um CVU para cada térmica, permitindo modularização da potência instalada, como ocorre em alguns casos. A térmica poderia declarar os diferentes CVU nos leilões ou, posteriormente, declarar CVU menor ou igual ao contratado para diferentes parcelas da potência instalada. O ONS levaria em conta os diferentes CVU e correspondentes disponibilidades, declarados anualmente, com possibilidade de sazonalização dos CVU, isto é, com modularização abaixo do contratado apenas durante algum período do ano. O objetivo é possibilitar maior otimização contratual do gerador térmico e, paralelamente, tornar a curva de ordem de mérito do parque térmico menos inclinada. A tendência é reduzir a variação do PLD, com distribuição da potência térmica instalada em um intervalo maior de custo;
- adoção da comprovação anual de reservas rolantes para os próximos cinco anos, tornando o horizonte de exigência de lastro integral para despacho pleno compatível com a lógica da indústria de óleo e gás e com a janela de operação de longo prazo do setor elétrico brasileiro;
- retirada da cláusula obrigatória de penalidade por falta de combustível do contrato bilateral entre gerador térmico e supridor de gás, deixando livre a negociação entre as partes;
- revisão da penalidade por falta de combustível resultante da insuficiência prolongada de lastro de razões circunstanciais operativas, reduzindo a penalidade desse caso à liquidação da energia não gerada ao PLD. A distinção entre indisponibilidade conjuntural de estrutural pode ser estabelecida por número de dias ou semanas, prevendo alguma penalidade por reincidência nos últimos 12 meses;
- ampliação do tempo do despacho antecipado, para facilitar a logística em ambiente com diversidade de agentes; e
- consideração de outros atributos na análise comparativa de custo-benefício nos LEN, como localização (proximidade aos centros de carga), despachabilidade e emissão de carbono, além da utilização de séries de custo marginal de operação futuros mais aderentes à tendência de perda gradual de regularização dos reservatórios.

5.2 Mudanças regulatórias para entrada de térmicas na base do sistema

A dinâmica do setor elétrico brasileiro será caracterizada por uma necessidade crescente de operação de térmicas na base da curva de carga. No entanto, o atual arcabouço regulatório da geração térmica penaliza a contratação de térmicas com elevado fator de utilização. Essa penalização está implícita nos critérios de operação do sistema elétrico nacional, que resultam em sinais econômicos inadequados para contratação térmica. Ademais, as regras de contratação impõem restrições para o suprimento de gás para térmicas orientadas para a operação na base, já que não são condizentes com as características de produção doméstica de gás. Nesse sentido, é importante implementar mudanças regulatórias profundas em regras de operação do sistema e contratação de energia elétrica.

5.2.1 Mudanças nos critérios e na metodologia de operação

A operação do sistema elétrico nacional não valoriza adequadamente os reservatórios hidráulicos. É necessário implementar novos critérios operativos que garantam maior disponibilidade hídrica para complementação da intermitência da energia eólica, solar e das hidrelétricas a fio d'água. Nesse sentido, é necessário criar novos critérios de remuneração das hidrelétricas com reservatórios, que valorizem a disponibilidade de água nos reservatórios hidrelétricos. A contratação de termelétricas com operação na base do sistema pode compensar a redução da energia firme garantida em função da reserva de água para complementação da intermitência de outras fontes geradoras.

O modelo de operação brasileiro ainda é organizado a partir de programação prévia do despacho semanal (*week ahead*), com diferenciação por intensidade da carga (média, leve e pesada). Esse modelo é coerente quando as variações horárias e mesmo diárias são pouco significativas para a programação da operação otimizada. Nesse contexto, a evolução do nível do armazenamento dos reservatórios e as revisões das previsões futuras hidrológicas são captadas com horizonte temporal semanal, enquanto as variações imprevistas da demanda são acomodadas pela operação hídrica, sem consequências para o planejamento da operação otimizada.

A penetração das energias renováveis intermitentes (eólica, solar) introduz no sistema significativa variação horária com baixa previsibilidade, exigindo maior flexibilidade do parque gerador residual. Nesse novo contexto, a precificação em bases

semanais torna-se insuficiente para captar as alterações de disponibilidade de energia de prazo mais curto, ao longo do dia (*intra-day*), o que é característico das novas energias renováveis.

A maneira mais adequada para lidar com essas flutuações rápidas de oferta é por meio de reservatórios hidrelétricos, capazes de prover elevada flexibilidade operativa ao sistema, com menores custos. Enquanto os reservatórios armazenam energia sob a forma de água, as turbinas hidrelétricas proveem rápida resposta às variações imprevistas das demais energias renováveis, alocando ou retirando geração em poucos instantes, de modo a acomodar as flutuações horárias da geração variável de eólica e solar.

Nesse novo sistema, o valor da energia passaria a estar cada vez mais relacionado às variações bruscas da disponibilidade das fontes intermitentes. Horizontes de precificação mais curtos tornam-se essenciais para captar o valor da resposta do sistema residual, isto é, para remunerar adequadamente os recursos que proveem a flexibilidade exigida ao sistema.

Dessa forma, para garantir a provisão ótima da flexibilidade hídrica, é necessário manter os reservatórios em níveis mais elevados, já que o custo e o risco de esvaziar os reservatórios acentuadamente tendem a se elevar significativamente. Nesse sentido, a geração térmica na base torna-se vantajosa, ao permitir que os reservatórios passem a prover a flexibilidade necessária.

É interessante notar a diferença de sistemas elétricos eminentemente térmicos e de sistemas que contam com reservatórios hidrelétricos de regularização. Nos primeiros, a necessidade de despacho térmico na base diminui com a penetração das novas energias renováveis.

Com geração térmica na base, os preços *spot* podem ser muito baixos ou até negativos nos momentos de forte produção renovável. Assim, a inflexibilidade implica custos significativos, ao passo que a geração térmica flexível se torna mais valorizada. Em sistemas com reservatórios, tal situação tende a não ocorrer, pois a energia armazenada pode ser utilizada nos momentos de menor produção renovável, dispensando a flexibilidade térmica mais custosa e menos eficiente.

A existência de reservatórios (estocagem) em sistemas com elevada difusão renovável valoriza a flexibilidade hídrica e, conseqüentemente, a preservação de maior nível de armazenamento nos reservatórios. Nesse sentido, a geração térmica na base possibilita que os reservatórios fiquem em níveis mais elevados e desempenhem o novo papel no sistema elétrico.

5.2.2 Mudanças nos critérios e na metodologia de contratação térmica

A contratação de térmicas com vocação para operação na base requer melhor valorização do despacho na base do sistema. Para isso, é necessário corrigir o viés da metodologia de cálculo do ICB para as térmicas flexíveis. Como apontado, os cenários que alimentam o cálculo do ICB usualmente são muito otimistas.

Para o ICB refletir a contribuição e o custo que cada fonte de geração traz ao sistema, é fundamental que as premissas de cálculo sejam aderentes à realidade. Os cenários que alimentaram a definição do ICB para efeito dos leilões não consideravam os atrasos e a inviabilidade de novas centrais de geração e linhas de transmissão. As premissas de hidrologia também se mostraram superiores às observadas.

Esses cenários são coerentes com os documentos de planejamento do setor, que não descartam projetos até que os empreendedores comuniquem oficialmente a desistência ou postergação – ainda que estejam longe de refletir a realidade. Dessa forma, a previsão de custos marginais de operação baixos apontava para baixa utilização de centrais termelétricas. Assim, a seleção favoreceu termelétricas com elevado custo operacional, que, posteriormente, operaram por muito mais tempo que o esperado, acarretando custo insuportável para empresas e consumidores.

A reformulação do ICB passa pela consideração de sinais de preço em períodos mais curtos – incorporando as variações durante o dia das fontes intermitentes – e pela consideração de cenários futuros mais condizentes com a realidade. Uma maior transparência na determinação dos parâmetros de cálculo utilizados pelo planejamento, com consultas públicas abertas aos agentes do setor, pode contribuir para obtenção de séries futuras mais aderentes à realidade, ao agregar diferentes expectativas e premissas dos agentes. A reformulação da metodologia comparativa requer, também, a consideração de outros custos e benefícios atualmente negligenciados, como transmissão, emissão e despachabilidade.

Embora o setor se encaminhe para maior consenso em torno do reconhecimento da crescente necessidade de geração térmica na base, sem prejuízo à expansão renovável da matriz brasileira, ainda não há clareza quanto à dimensão ideal em termos de capacidade adicional e tempo de entrada. Estudos aprofundados devem ser encorajados para estimar a penetração desejável de térmicas na base, operando com elevada inflexibilidade, e a complementação de térmicas sazonais, operando *full-time* no período seco.

5.3 Integração dos planejamentos do setor elétrico e do gás natural

Os planejamentos de longo prazo das indústrias de gás natural e de eletricidade no Brasil apresentam divergências muito significativas quanto ao papel das termelétricas a gás natural, resultando em integração truncada entre os energéticos. A falta de coordenação entre o planejamento do setor elétrico e de gás natural causa importantes gargalos de coordenação, comprometendo novos investimentos. Mais especificamente, a abordagem atual do planejamento acarreta térmicas na boca do poço (como o complexo de Paranaíba) ou no porto (como as térmicas recém-contratadas, a serem instaladas no Rio Grande do Sul, em Sergipe e em Pernambuco).

Como consequência, a indústria de gás natural doméstica permanece aquém de suas potencialidades, ao passo que o país se direciona para dependência energética crescente, concomitantemente ao aumento da exploração dos recursos domésticos, em grande parte reinjetados.

É necessária uma revisão profunda do planejamento de longo prazo do setor energético nacional. Por um lado, é necessário rever o papel do planejamento determinativo. Esse tipo de planejamento no setor de transporte de gás natural se demonstrou muito burocrático e de difícil aplicação. Nesse sentido, é importante uma reflexão sobre o papel do Estado na coordenação dos investimentos do setor, buscando-se novos instrumentos de intervenção que preservem a livre iniciativa. Em particular, é fundamental buscar instrumentos de planejamento, que apontem para sinais locais para a geração térmica. É importante dar à geração térmica um papel de âncora para a expansão da malha de gasodutos.

A indicação de metas e possíveis trajetórias, por meio de planejamento indicativo, é imprescindível em ambientes de mercado de sistemas elétricos dinâmicos, como o brasileiro, que demandam vultosos e persistentes investimentos em expansão. Esses sistemas podem ainda ser comprometidos por ambientes domésticos hostis ou conturbados para a elaboração, financiamento e implantação de projetos com longo prazo de maturação, tornando o planejamento periódico ainda mais necessário. Nesse contexto, a elaboração de metas e planos constitui-se como instrumento viabilizador da expansão.

Outra dimensão importante de revisão do planejamento é a maior integração dos planejamentos das indústrias de gás natural e de eletricidade, que se traduz, na prática, na integração entre PDE e Pemat. Por um lado, deve-se adicionar ao Pemat um caráter indicativo, com a agregação de potenciais demandas termelétricas ainda não

contratadas ao potencial dos demais segmentos de consumo. Por outro lado, o PDE deve propor locais desejáveis de expansão térmica, tendo em vista tanto a conveniência elétrica quanto a energética.

A integração PDE-Pemat é essencial para que a expansão do gás na matriz elétrica proporcione uma malha eficiente de gasodutos, interiorizando a oferta e abrindo novos mercados, ao mesmo tempo em que condiciona a instalação de novas termelétricas à maior eficiência do ponto de vista da expansão do SIN, localizando-as próximas aos centros de carga.

Como resultado da integração e do aprimoramento no planejamento de ambas as indústrias, a contratação de novas termelétricas a gás poderá expandir o parque gerador em locais mais adequados e permitir a expansão da rede de gasodutos para além da boca do poço ou do porto, como atualmente, gerando externalidades positivas.

O planejamento integrado orienta as expectativas dos agentes e reduz os riscos envolvidos, promovendo eficiência em ambas as indústrias. Outro resultado permitido por esse aprimoramento é a proposição de Térmicas Estruturantes a Gás Natural, cuja definição e condições de admissibilidade serão definidas a seguir.

5.4 Termelétricas Estruturantes a Gás Natural

5.4.1 Definição de térmicas estruturantes

A proposta de Termelétricas Estruturantes a Gás Natural inspira-se no instrumento determinativo já utilizado pelo planejamento atual de Projetos Estruturantes.

A Lei 10.848 de 2004, responsável pela reestruturação do setor elétrico brasileiro, incluiu no rol de atribuições do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), criado pela Lei 9.478/1997, a função de: “sugerir a adoção de medidas necessárias para garantir o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos, **podendo indicar empreendimentos que devam ter prioridade de licitação e implantação, tendo em vista seu caráter estratégico e de interesse público**, de forma que tais projetos venham assegurar **a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade** do sistema elétrico” (grifo nosso).

Dessa forma, o CNPE pode indicar “Projetos Estruturantes”, com caráter estratégico de interesse público, a serem licitados prioritariamente, tendo como objetivo assegurar a modicidade tarifária e a confiabilidade do sistema. Até o presente, apenas três grandes

hidrelétricas foram licitadas e contratadas sob a forma de “Projetos Estruturantes” – Belo Monte, Jirau e Santo Antônio, localizadas no Norte do país. Os projetos foram oferecidos a interessados previamente habilitados em Leilão Estruturante dedicado, para entrega de energia a partir de cinco anos (A-5).

Deve-se notar que embora até o presente esse instrumento determinativo só tenha sido utilizado para o aproveitamento de recursos hídricos, a lei não o restringe somente a essa possibilidade. O CNPE pode declarar empreendimentos de outras fontes como estruturantes, desde que seja identificado caráter estratégico e interesse público, contribuindo para modicidade tarifária e maior confiabilidade do sistema.

Nesse sentido, Termelétricas Estruturantes a Gás Natural são passíveis de ser enquadradas como “Projetos Estruturantes”, com licitação prioritária, desde que atendam a certos pré-requisitos.

Para um projeto específico de termelétrica a gás natural ser admitido como “estruturante”, isto é, deter interesse público e caráter estratégico para o País, propõe-se que a térmica:

- seja voltada para **operação na base da carga**, com inflexibilidade operativa superior aos 50% atuais, a ser determinada pela conveniência de cada projeto;
- tenha **localização adequada**, satisfazendo conjuntamente a maior conveniência do setor elétrico e a expansão da malha de gasodutos (possibilitando oferta de gás para outros mercados); e
- utilize **combustível proveniente de recursos domésticos**, contribuindo para o desenvolvimento da indústria doméstica e para a redução da dependência energética.

As Termelétricas Estruturantes a Gás Natural possuem caráter estratégico e interesse público, pois reforçam o sistema elétrico, expandem a indústria do gás e promovem a exploração de recursos domésticos. Do ponto de vista do setor elétrico, térmicas inflexíveis e adequadamente localizadas aumentam a segurança e a confiabilidade do sistema e reduzem a emissão de gases do efeito estufa, em comparação com térmicas alternativas movidas por outros combustíveis fósseis (líquidos ou carvão).

Do ponto de vista da indústria do gás, a inflexibilidade operativa dessas térmicas é mais adequada à prevalência de gás associado, reduzindo custos com infraestrutura potencialmente ociosa, garantindo o escoamento de recursos (*offshore*) e a expansão da malha de transporte (e distribuição) na direção de novos mercados. Do ponto de vista do desenvolvimento dos recursos domésticos, garante-se o aproveitamento da produção nacional associada ao petróleo e incentiva-se a exploração de novos recursos (inclusive *onshore*), reduzindo a dependência externa ao evitar a importação de GNL.

Propõe-se, assim, que o MME, subsidiado pela EPE, a partir de maior integração entre os planejamentos do setor elétrico e gás natural, submeta ao CNPE a indicação de Termelétricas Estruturantes a Gás Natural, a serem licitadas prioritariamente. A seção seguinte sugere algumas etapas a serem seguidas para implantação desses projetos estruturantes.

5.4.2 Admissibilidade de térmicas estruturantes

A contratação de Termelétricas Estruturantes a Gás Natural deve ser estabelecida a partir de diretrizes claras e bem definidas. Propõe-se que a contratação respeite as seguintes premissas:

- caráter estruturante dos projetos, garantindo geração de benefícios adicionais para ambas as indústrias energia elétrica e gás natural;
- atendimento ao mercado não termelétrico, ancorado pela demanda termelétrica inferior à oferta total de gás propiciada;
- princípio da contestabilidade, que prevê a contratação da térmica em bases competitivas às alternativas análogas de expansão presente do setor elétrico; e
- indução de concorrência entre produtores de gás, para redução do preço ofertado, ainda que as ofertas sejam potencialmente complementares e não concorrentes.

Figura 3 – Etapas de Implementação de Térmicas Estruturantes a Gás Natural



A primeira etapa, “Planejamento Estruturante”, decorre de maior integração e aprofundamento de estudos já desenvolvidos pela EPE no âmbito dos planos PDE e Pemat. Essa etapa envolve estudos conceituais da EPE para identificação de potenciais de oferta e demanda de gás natural de todos os segmentos e de locais ideais para instalação de novas termelétricas. Esses estudos fundamentam a escolha de um “Projeto Estruturante”, definindo um local e um projeto conceitual inicial.

A etapa seguinte dedica-se a “Manifestações de Interesse”. A ANP fica responsável pelo pré-edital do Leilão de Gás, submetido a manifestações de interesse dos potenciais supridores domésticos com respectivas declarações de capacidade de entrega (prazo) e volume. Cada produtor pode aportar apenas uma fração de gás por um determinado momento, de modo a agregar a oferta de vários produtores em uma mesma bacia ao longo do tempo. A partir de todas as declarações, obtém-se uma

definição de oferta máxima. Nota-se que essa oferta formaliza um volume previamente identificado pelo planejamento.

Paralelamente à manifestação da oferta, há a manifestação de interesse da demanda adicional não térmica, isto é, de consumidores não termelétricos que irão garantir carregamento (demanda) adicional ao(s) gasoduto(s), concretizando a externalidade positiva da térmica como âncora para outros mercados. Essas manifestações de demanda adicional formalizam o volume previamente identificado pelo planejamento e corroboram a localização adequada da térmica em função do consumo potencial de outros segmentos, isto é, em acordo com a finalidade da térmica estruturante de viabilizar a oferta para outros mercados.

As manifestações de interesse, tanto de oferta quanto de demanda, ocorrem com base em algum preço de referência inicial, tal qual um preço-teto máximo preestabelecido. Em princípio, esse preço-teto deve ser determinado pelo custo de oportunidade da não realização do projeto, ou seja, pela expectativa do custo de importação futura de GNL no mercado *spot*.

A terceira etapa dedica-se ao “Projeto Técnico”, que deve ser desenvolvido por um agente investidor potencial com supervisão da EPE, de forma análoga ao que já ocorre nos estudos de potenciais hídricos. A necessidade de um investidor potencial nessa etapa é para que se possam financiar os custos necessários para obtenção do sítio (terreno) e da licença ambiental prévia. As estatais e empresas públicas de capital misto são as principais candidatas, mas não se deve descartar capital privado interessado. O projeto contempla a térmica e o sistema de transporte e, porventura, escoamento para recursos *offshore* (tronco de gasoduto *offshore* e unidade de processamento).

O projeto da térmica, tendo em vista as manifestações de interesses de potenciais supridores e consumidores não térmicos, dimensiona a potência instalada e a disponibilidade, define a localização específica, a inflexibilidade mais adequada, a eficiência mínima e outros parâmetros técnicos. Ao fim dessa etapa, o MME propõe ao CNPE aprovação do projeto da Térmica Estruturante, definindo licitação dedicada e prioritária.

A quarta etapa é dedicada ao “Leilão de Gás Natural”, a ser realizado pela ANP. Após qualificação prévia dos participantes, estes declaram oferta firme de gás em leilão descendente de preço. Esse leilão deve permitir a possibilidade de complementação de oferta, em termos de prazo e volume, constituindo um consórcio de supridores para o projeto. A comprovação de reserva não é obrigatória para todo o período, sugerindo-se comprovação de horizonte quinquenal rolante, como proposto por Veiga *et al.* (2012). O Leilão de Gás define o preço do combustível para térmica, enquanto o edital estabelece os indexadores.

Após o Leilão de Gás para a térmica, que viabiliza o projeto, o volume não térmico é negociado de forma bilateral entre os interessados e os fornecedores, garantindo um volume adicional inicial. Alternativamente, pode-se estabelecer algum leilão de gás para consumidores não térmicos. Uma vez definido o volume efetivamente contratado, pode-se redimensionar e adequar todo o projeto técnico, se necessário, e as demais condições contratuais. Dessa forma, ao fim da etapa, realiza-se a contratação da infraestrutura de transporte, via Pemat.

Para projetos que envolvam recursos *offshore*, propõe-se que a contratação de eventual infraestrutura de escoamento seja coordenada com o consórcio de fornecedores. A sugestão é que se estabeleça uma infraestrutura comum, com um “gasoduto-troncal” *offshore* até a unidade de tratamento. Cada produtor arcará com o custo de escoamento até o gasoduto-troncal, ao passo que o preço do gás contratado no leilão já incluía alguma tarifa suficiente para viabilizar o transporte e o tratamento.

Deve-se notar que, tendo em vista o elevado custo de capital envolvido, a primeira térmica contratada, que viabilize o projeto, provavelmente terá que se localizar na costa. Pode-se prever a contratação de térmicas adicionais, que viabilizem a interiorização da malha e o atendimento a novas áreas ainda não supridas, o que requer ainda maior coordenação e planejamento para que o sistema de escoamento (gasoduto-troncal e unidade de tratamento) seja dimensionado inicialmente com capacidade ociosa capaz de suportar volumes adicionais posteriores.

A quinta e última etapa é dedicada ao “Leilão da Térmica”. A Aneel publica o edital e a CCEE realiza o leilão, com energia dedicada ao mercado regulado. No leilão, as empresas ou consórcios interessados disputam a construção da térmica, vencendo a oferta com menor preço. Note-se que o custo do combustível para o empreendimento já foi definido pelo leilão de gás natural. O vencedor ressarcirá o agente investidor, que já investiu na elaboração do projeto, na aquisição do sítio e na obtenção da licença prévia. O agente investidor inicial, no entanto, tem preferência, com direito ao último lance.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Banco de Informações de Geração (BIG)**. 2017. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 22 mar. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução nº 226, de 24 de abril de 2002**. Altera dispositivo e promove ajustes na Resolução nº 456, de 29 de novembro de 2000, que trata das Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. 2002. Disponível em: <<http://www.arce.ce.gov.br/index.php/legislacao/category/48-resolucoes-aneel?download=345%3Aresolucao-aneel-no-226-de-24-de-abril-de-2002>>. Acesso em: 22 mar. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº 282, de 1º de outubro de 2007**. Estabelece princípios operativos para usinas termelétricas que utilizam como combustível o gás natural proveniente de regaseificação do Gás Natural Liquefeito – GNL. 2007. Disponível em: <http://www.editoramagister.com/doc_1156741_RESOLUCAO_NORMATIVA_N_282_DE_1_DE_OUTUBRO_DE_2007.aspx>. Acesso em: 22 mar. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica nº 328/2015-SGT/ANEEL**. Aprimoramento do Submódulo 6.8 do PRORET, com vigência a partir de fevereiro de 2016. 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/081/documento/nota_tecnica_328_2015_sgt_aneel.pdf>. Acesso em: 22 mar. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Tarifa Média de Fornecimento Residencial**: série histórica. [S.l.]: ANEEL, 2016a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resumo Consolidado Mensal da Conta de Bandeiras Tarifárias**. [S.l.]: ANEEL, 2016b.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. **Resolução nº 16, de 7 de abril de 2016**. 2016a. disponível em: <http://www.lex.com.br/legis_27114334_RESOLUCAO_N_16_DE_7_DE_ABRIL_DE_2016.aspx>. 2016. Acesso em: 22 mar. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. **ANP abre consultas para estocagem subterrânea e cálculo de preço de transporte de gás natural**. 2016b. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/noticias/1335-anp-abre-consultas-para-estocagem-subterranea-e-para-calculo-de-preco-de-transporte-de-gas-natural-3>>. Acesso em: 22 mar. 2017.

ALMEIDA, E.; COLOMER, M. **Indústria do gás natural**: fundamentos técnicos e econômicos. [S.l.]: Synergia, 2013.

AMERICAN ELECTRIC POWER – AEP. **Gas-electric harmonization**: an AEP perspective. 2014. Disponível em: <https://www.aep.com/about/IssuesAndPositions/Generation/docs/GEH_white_paper.pdf>. Acesso em: 22 mar. 2017.

AMERICAN ELECTRIC POWER – AEP. **Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D Estratégico nº 20/2016**. 2016. Disponível em: <https://www.aep.com/about/IssuesAndPositions/Generation/docs/GEH_white_paper.pdf>. Acesso em: 22 mar. 2017.

AWERBUCH, S. Portfolio-based electricity generation planning: implications for renewables and energy security. **Mitigation and adaptation strategies for global change**, v. 11, n. 3, p. 693-710, maio 2006.

BAJAY, S. Uma revisão crítica do atual planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro. **Revista brasileira de energia**, v. 9, n. 1, 2002.

BRASIL. **Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997**. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm>. Acesso em: 24 mar. 2017.

BRASIL. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004**. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/10.848.htm>. Acesso em: 24 mar. 2017.

BRASIL. **Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009**. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/11909.htm>. Acesso em: 24 mar. 2017.

BRASIL. **Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013**. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nºs 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2013/Lei/12783.htm>. Acesso em: 24 mar. 2017.

BRASIL. **Medida Provisória nº 688, de 18 de agosto de 2015.** Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, institui a bonificação pela outorga e altera a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, a Lei nº 12.783, 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica, e a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que institui o Conselho Nacional de Política Energética. Disponível em: <<http://www2.camara.leg.br/legin/fed/medpro/2015/medidaprovisoria-688-18-agosto-2015-781383-publicacaooriginal-147819-pe.html>>. Acesso em: 24 mar. 2017.

BRASIL. **Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.** Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm>. Acesso em: 24 mar. 2017.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. **Info-Mercado Dados Gerais Consolidados.** 2016. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_afLoop=38549500922674#%40%3F_afLoop%3D38549500922674%26_adf.ctrl-state%3Dmdzhl35z2_4>. Acesso em: 22 mar. 2017.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI. **Gás natural em terra:** uma agenda para o desenvolvimento e modernização do setor. Brasília: CNI, 2015.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI. **Reestruturação do setor de gás natural:** uma agenda regulatória. Brasília: CNI, 2016.

D'ARAÚJO, R. P. **Setor elétrico brasileiro:** uma aventura mercantil. [S.l.]: CONFEA, 2009. (Série Pensar o Brasil).

D'ARAÚJO, R. P. **Da superfície para as profundezas:** um modelo com defeitos genéticos. 2016. Disponível em: <<http://ilumina.org.br/da-superficie-para-as-entranhas-um-modelo-com-defeitos-geneticos/>>. Acesso em: 23 mar. 2017.

DE OLIVEIRA, Calos Augusto C. V. N. **O surgimento das estruturas híbridas de governança na indústria de energia elétrica no Brasil:** a abordagem institucional da economia dos custos de transação. Dissertação de Mestrado em Economia, Universidade Federal de Santa Catarina, 1998.

DIAS LEITE, A. **A energia do Brasil.** 3. ed. [S.l.]: Lexikon, 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA **Plano decenal de expansão de energia 2008/2017.** Rio de Janeiro: EPE, 2008.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano decenal de expansão de energia 2012/2021.** Rio de Janeiro: EPE, 2012.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano decenal de expansão de energia 2013/2022**. Rio de Janeiro: EPE, 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano decenal de expansão de energia 2014/2023**. Rio de Janeiro: EPE, 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano decenal de expansão da malha de transporte dutoviário – PEMAT 2022**. Brasília: EPE, 2014b.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano decenal de expansão de energia 2015/2024**. Rio de Janeiro: EPE, 2015.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Índice de custo-benefício (ICB) de empreendimentos de geração**. No EPE-DEE-RE-102/2008-r7. 2016a.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **O compromisso do Brasil no combate às mudanças climáticas: produção e uso de energia**. 2016b.

EUROELECTRIC. **Flexible gas market for variable renewable generation**. 2014.

GOTTESTEIN, M.; SKILLINGS, A. **Beyond capacity markets: delivering capability resources to Europe's decarbonised power system**. 2012. RAP working paper.

HIRTH, L. **The benefits of flexibility: the value of wind energy with hydropower**. applied energy, v. 181, p. 210-223, 2016.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy technology perspectives 2012: Pathways to a Clean Energy System**. 2012.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **The power of transformation: wind, sun and the economics of flexible power systems**. [S.l.:s.n.], 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy and Climate Change**. World Energy Outlook Special Report. [S.l.:s.n.], 2015.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Re-powering markets: market design and regulation during the transition to low-carbon power systems**. [S.l.:s.n.], 2016a.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Next generation wind and solar power: from cost to value**. [S.l.:s.n.], 2016b.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE – IPCC. **Climate Change 2014**. [S.l.:s.n.], 2014.

JOSKOW, P. L. **Capacity payments in imperfect electricity markets: need and design: utilities policy**, v. 16, n. 3, p. 159-70, 2008.

KELMAN, J. (Coord.) **Relatório da comissão de análise do sistema hidrotérmico de energia elétrica**. Brasília: [s.n.], 2001.

LOSEKANN, L. **Reestruturação do setor elétrico brasileiro**: coordenação e concorrência. Tese de Doutorado – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2003.

LOSEKANN, L. A integração truncada das Indústrias de gás natural e eletricidade no Brasil. **Boletim Infopetro**, v. 10, n. 4, 2010.

LOSEKANN, L. A integração truncada das termelétricas a gás natural no setor elétrico brasileiro. **Boletim Infopetro**, v. 15, n. 4, 2015.

LOSEKANN, L.; ROMEIRO, D. Questões centrais para a readequação do modelo institucional do setor elétrico brasileiro. **Boletim Infopetro**, v. 16, n. 4, 2016.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY - MIT. **The future of the electric grid**: an interdisciplinary MIT study. [S.l.:s.n.], 2011.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY - MIT. **Growing concerns, possible solutions**: the interdependency of natural gas and electricity systems. MIT Energy Initiative Symposium. [S.l.:s.n.], 2013.

MINISTÉRIO DE CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES – MCTIC. **Estimativas anuais de emissões de gases de efeito estufa no Brasil**. 3. ed. [S.l.:s.n.], 2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Resolução nº 4, de 21 de novembro de 2006**. 2006. Estabelece diretrizes e recomendações para a implementação de Projetos de Importação de Gás Natural Liquefeito - GNL, a serem disponibilizados ao mercado brasileiro, de forma a garantir suprimento confiável, seguro e diversificado de Gás Natural. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139149/Resolucao04.pdf/46db9bf4-72f2-4577-b7ab-64e48af3e4e8>>. Acesso em: 23 mar. 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Boletim Energético Nacional**. Relatório final. [S.l.:s.n.], 2015.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**. n. 114, 2016a.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Consulta pública nº 20, de 03/10/2016**. 2016b. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_consultald=20&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_mvcPath=%2Fhtml%2Fpublico%2FdadosConsultaPublica.jsp>. Acesso em: 23 mar. 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Plano da Operação Energética 2014/2018 – PEN 2014**. [S.l.:s.n.], 2014.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Nota técnica ONS 060/2015**: margens de capacidade para escoamento de energia elétrica pela Rede Básica e DIT. [S.l.:s.n.], 2015.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Energias Naturais Afluentes**. [S.l.:s.n.], 2016a.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Energia Armazenada nos Reservatórios**. [S.l.:s.n.], 2016b.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Carga mensal do SIN – série histórica**. [S.l.:s.n.], 2016c.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Boletim mensal de geração eólica**. Out. 2016d.

PEREZ-ARRIAGA, I. J.; BATLE, C. Impacts of intermittent renewables on electricity generation system operation. **Economics of energy and environmental policy**. 2012.

PINTO JR, H. Q. et al. **Economia da energia**: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. 2. ed. Rio de Janeiro: Campus, 2016.

ROMEIRO, D. L. **Escolha de tecnologias de geração elétrica**: O Índice Custo-Benefício e a competitividade de termelétricas a gás natural no Brasil. Dissertação de Mestrado. Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2014.

ROMEIRO, D. L. Exposições ao risco hidrológico no sistema elétrico brasileiro – Evolução e perspectivas. **Boletim Infopetro**. v. 15, n. 4, 2015.

ROMEIRO, D. L.; ALMEIDA, E.; LOSEKANN, L. (2014). **Escolha tecnológica no setor elétrico brasileiro**. *Econômica (Niterói)*, v. 16, p. 31-49.

ROMEIRO, D. L.; FERRAZ, C. (2016). **O protagonismo das novas energias renováveis e o desafio de remunerar a maior flexibilidade exigida aos sistemas elétricos**. *Revista Brasileira de Energia*, v. 22, p. 66-81.

RUDNICK, H. et al. A natural fit: electricity-gas integration challenges in South America. **IEEE power & energy magazine**. n. 29, 2014.

STOFT, S. **Power system economics**: designing markets for electricity. [S.l.]: IEEE Press, 2002.

TAVARES, A. S. **A competitividade da geração termelétrica a gás natural no Brasil**: uma avaliação econômico-regulatória. Dissertação de Mestrado. Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2016.

TOLMASQUIM, M. (Coord.). **Energia termelétrica**: gás natural, biomassa, carvão, nuclear. [S.l.]: EPE. 2016a.

TOLMASQUIM, M. (Coord.). **Energia renovável**: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. [S.l.]: EPE, 2016b.

VEIGA, M. et al. **Requisito de lastro de gás natural para viabilizar a participação de termelétricas nos leilões de energia nova**: análise e propostas. Rio Oil and Gas Conference, IBP1362_12. 2012.

LISTA DAS PROPOSTAS DA INDÚSTRIA PARA AS ELEIÇÕES 2018

1. Segurança Jurídica e Governança: o problema e a agenda
2. Segurança Jurídica e Governança na Infraestrutura
3. Segurança Pública: a importância da governança
4. O Brasil na OCDE: um caminho natural
5. Saúde Suplementar: uma agenda para melhores resultados
6. Educação: a base para a competitividade
7. Ensino de Engenharia: fortalecimento e modernização
8. Financiamento Privado de Longo Prazo: uma agenda para fortalecer o mercado de debêntures
9. Licenciamento Ambiental: propostas para a modernização
10. Biodiversidade: as oportunidades do uso econômico e sustentável
11. Mudanças Climáticas: estratégias para a indústria
12. Economia Circular: o uso eficiente dos recursos
13. Segurança Hídrica: novo risco para a competitividade
14. Modernizar a Tributação Indireta para Garantir a Competitividade do Brasil
15. Tributação da Renda de Pessoas Jurídicas: o Brasil precisa se adaptar às novas regras globais
16. Tributação sobre a Importação e Exportação de Serviços: mudar para uma indústria competitiva
17. Tributação no Comércio Exterior: isonomia para a competitividade
18. Relações de trabalho: caminhos para continuar a avançar
19. Modernização Previdenciária e da Segurança e Saúde no Trabalho: ações para avançar
20. Privatização da Infraestrutura: o que falta fazer?
21. Sistema Portuário: avanços, problemas e agenda
22. Transporte Marítimo de Contêineres e a Competitividade das Exportações
23. Transporte Ferroviário: colocando a competitividade nos trilhos
24. Saneamento Básico: uma agenda regulatória e institucional
25. Grandes Obras Paradas: como enfrentar o problema?

26. Energia Elétrica: custos e competitividade
27. Insumos Energéticos: custos e competitividade
28. Gás Natural: mercado e competitividade
29. Térmicas na Base: a escolha inevitável
30. Telecomunicações: modernização do marco institucional
31. Inovação: agenda de políticas
32. Indústria 4.0 e Digitalização da Economia
33. Compras Governamentais e Desenvolvimento Tecnológico:
a experiência internacional e propostas para o Brasil
34. Propriedade Intelectual: uma agenda para o desenvolvimento industrial
35. Governança do Comércio Exterior: aperfeiçoamento de
instituições e competências
36. Acordos Comerciais: as prioridades
37. Barreiras Comerciais e aos Investimentos: ações para abrir mercados
38. Investimentos Brasileiros no Exterior: superando os obstáculos
39. Defesa Comercial: agenda para um comércio justo
40. Financiamento e Garantias às Exportações:
mais eficácia no apoio ao exportador
41. Facilitação e Desburocratização do Comércio Exterior Brasileiro
42. Documentos Aduaneiros: comércio exterior sem amarras
43. Política Industrial Setorial: conceitos, critérios e importância (esse documento
será divulgado em um seminário específico dedicado ao tema)

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI

Robson Braga de Andrade
Presidente

Diretoria de Políticas e Estratégia

José Augusto Coelho Fernandes
Diretor

Diretoria de Desenvolvimento Industrial

Carlos Eduardo Abijaodi
Diretor

Diretoria de Relações Institucionais

Mônica Messenberg Guimarães
Diretora

Diretoria de Educação e Tecnologia

Rafael Esmeraldo Lucchesi Ramacciotti
Diretor

Diretoria Jurídica

Hélio José Ferreira Rocha
Diretor

Diretoria de Comunicação

Carlos Alberto Barreiros
Diretor

Diretoria de Serviços Corporativos

Fernando Augusto Trivellato
Diretor

Diretoria CNI/SP

Carlos Alberto Pires
Diretor

CNI

Robson Braga de Andrade
Presidente

Diretoria de Relações Institucionais – DRI

Mônica Messenberg Guimarães
Diretora

Gerência Executiva de Infraestrutura – GEINFRA

Wagner Cardoso
Gerente-Executivo

Roberto Wagner Lima Pereira
Mariana da Costa Ferreira Lodder
Equipe Técnica

Edmar Luiz Fagundes de Almeida - Grupo de Economia da Energia - GEE – UFRJ
Luciano Losekann
Diogo Lisbona Romeiro
Amanda Tavares
Renato Queiroz
Consultores

Coordenação dos projetos do Mapa Estratégico da Indústria 2018-2022**Diretoria de Políticas e Estratégia – DIRPE**

José Augusto Coelho Fernandes
Diretor

Renato da Fonseca
Samantha Ferreira e Cunha
Maria Carolina Correia Marques
Mônica Giágio
Fátima Cunha

Gerência Executiva de Publicidade e Propaganda – GEXPP

Carla Gonçalves
Gerente-Executiva

André Augusto Dias
Produção Editorial

Área de Administração, Documentação e Informação – ADINF

Maurício Vasconcelos de Carvalho
Gerente-Executivo

Alberto Nemoto Yamaguti
Normalização

ZPC Comunicação
Revisão Gramatical

Editorar Multimídia
Projeto Gráfico

Comunicação
Diagramação

Athalaia Gráfica e Editora
Impressão

 www.cni.org.br

 /cnibrasil

 /cni_br

 /cnibr

 /cniweb



Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA

