



Octubre 2018 - ISSN: 1696-8352

POLÍTICAS PÚBLICAS PARA A EXPANSÃO DA UTILIZAÇÃO DO GÁS NATURAL NA GERAÇÃO TERMELÉTRICA DO BRASIL

PUBLIC POLICIES FOR THE EXPANSION OF THE USE OF NATURAL GAS IN THE BRAZILIAN THERMOELECTRIC GENERATION

Thales de Oliveira Costa Viegas¹

Departamento de Ciências Econômicas – UFSM

E-mail: thales.viegas@ufsm.br

Lídia Silveira Arantes²

Mestranda em Economia e Desenvolvimento – UFSM

E-mail: lidiaarantes@gmail.com

Carlos Lopes³

Grupo de Estudos do Setor Elétrico e COPPE da Universidade Federal do Rio de Janeiro

E-mail: carlos.cl.oliveira@gmail.com

Raphael Guimarães⁴

Grupo de Estudos do Setor Elétrico e COPPE da Universidade Federal do Rio de Janeiro

E-mail: raphaelgduarte@gmail.com

Para citar este artículo puede utilizar el siguiente formato:

Thales de Oliveira Costa Viegas, Lídia Silveira Arantes, Carlos Lopes y Raphael Guimarães (2018): "Políticas públicas para a expansão da utilização do gás natural na geração termelétrica do Brasil", Revista Observatorio de la Economía Latinoamericana, (octubre 2018). En línea:

<https://www.eumed.net/rev/oel/2018/10/gas-natural-termeletrica.html>

RESUMO

A geração termoelétrica foi fomentada por políticas públicas que visavam ancorar a expansão da oferta de gás natural no Brasil e complementar a geração hidroelétrica, mas o parque térmico vem desempenhando um papel mais amplo do que este, embora o suprimento de gás continue sendo um gargalo no país. Neste contexto, este artigo objetiva discutir o papel das políticas públicas na oferta de gás natural e na expansão do parque térmico, considerando os desafios e oportunidades correlatos. Com base em experiências internacionais, os resultados apontam que novos instrumentos regulatórios devem enfrentar ambos os desafios e potencializar a geração térmica, com eficiência crescente.

Palavras-chave: Políticas Públicas, Gás Natural, Geração Termoelétrica, Regulação

ABSTRACT

The thermal power generation was promoted by public policies aimed at anchoring the natural gas supply expansion in Brazil and supplement hydroelectric generation. However, the thermal park is playing a larger role than this, although the gas supply remains a bottleneck in the country. In this context, this paper aims to discuss the role of the public policies on the natural gas supply and thermal

¹ Doutor em Economia da Indústria e Tecnologia pela UFRJ e professor Adjunto de Economia - UFSM

² Mestranda em Economia e Desenvolvimento – UFSM

³ Economista e mestrando em Planejamento Energético - UFRJ

⁴ Engenheiro de Controle de Automação e Mecânica pela PUC-RJ, doutor em Planejamento Energético - UFRJ

park expansion, considering challenges and opportunities related to this. Based on international experiences the results show that new regulatory tools must face both challenges and boost the thermoelectric generation, with increasing efficiency.

Keywords: Public Policy, Natural Gas, Thermal Power Generation, Regulation

JEL: L51

INTRODUÇÃO

O gás natural como fonte de geração termoeletrônica tem desempenhado um papel cada vez mais importante no setor elétrico de diversos países, em decorrência dos benefícios associados à sua presença em um sistema elétrico regional, bem como relativos ao fato de se tratar do combustível fóssil menos poluente. O fito norteador desse trabalho é avaliar as políticas públicas voltadas à expansão da geração termoeletrônica no Brasil. Para lograr esse resultado foi empreendida uma metodologia de comparação internacional entre países em que a geração térmica desempenha papel relevante no setor elétrico e foi influenciada por mecanismos de contratação de longo prazo nos mercados de energia e potência. A partir de experiências internacionais é possível ponderar os avanços e desafios relativos aos incentivos regulatórios no país que atuam sobre o parque gerador brasileiro.

Este trabalho se estrutura do seguinte modo: i) introdução; ii) características técnico-econômicas da geração térmica; iii) mercado de gás e o papel das políticas públicas e da Petrobras; iv) comparação internacional dos mecanismos regulatórios utilizados para promover a expansão das usinas térmicas e; v) conclusão.

1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS E ECONÔMICAS DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL

O gás natural é encontrado na natureza na forma de uma combinação de diversos hidrocarbonetos, entre os quais o metano (CH_4) é predominante. Quanto maior for a proporção de hidrocarbonetos pesados, maior será o poder calorífico do gás natural e, por conseguinte, mais rico será considerado esse gás natural bruto (ALMEIDA e COLOMER, 2013). Quando o gás natural é encontrado na forma não associado (ao petróleo), o ritmo de extração desse gás será determinado pela capacidade de escoamento da produção até os mercados consumidores e pelo patamar dos preços do gás natural. Na prática, a própria dinâmica do mercado de gás natural que determina a trajetória de produção. No entanto, quando encontrado na forma associada, a lógica de extração do petróleo será determinante para a produção de gás, uma vez que o preço do óleo é, historicamente, superior ao do gás. Caso não haja infraestrutura de escoamento para o gás ou quando o volume extraído não justifica investir em seu aproveitamento, bem como na ausência de mercados consumidores, o gás é reinjetado nas jazidas ou queimado (BRITTO, 2002). No entanto, na última década a Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis proibiu a queima de volumes significativos de gás natural.

Nesse contexto, em que o aproveitamento do gás requer uma infraestrutura de transporte a indústria de gás natural (IGN) se caracteriza por ser uma indústria de rede, em que diversas atividades, com um elevado grau de interdependência estão organizadas sob a forma de uma rede física necessária à sua operação e prestação do serviço. Esta indústria é caracterizada principalmente pela especificidade dos ativos de rede. Os ativos utilizados, principalmente no transporte e distribuição do gás natural, são capital-intensivos e dificilmente podem ser reaproveitados para outras utilidades. Apesar disso, esses ativos normalmente estão vinculados às economias de escala, de densidade e coordenação (MATHIAS, 2008).

Cabe destacar outras especificidades das indústrias de rede, em geral, e do setor de gás natural, em particular, quais sejam: i) há indivisibilidade dos equipamentos e são elevados o tempo de construção da infraestrutura, a maturação dos investimentos e custos fixos irrecuperáveis (sunk costs); ii) funções de custos distintas para as diferentes etapas da cadeia de produção; iii) função de custo subaditiva e condições de monopólio natural e; iv) obrigação política ou jurídica de fornecimento (universalidade de atendimento) e relevante interesse econômico e social, especialmente em função das externalidades positivas geradas para outros setores. Dessa forma, a organização da indústria se desenvolveu com fortes barreiras à entrada de novos agentes. Assim, o modelo tradicional é estruturado por três atributos principais: integração vertical e horizontal, monopólios públicos de fornecimento e forma de comercialização baseada em contratos bilaterais de longo prazo (PINTO JUNIOR e KRAUSE, 1998).

Os investimentos em um campo de hidrocarbonetos para a extração de gás natural, petróleo ou ambos, inicia-se com a etapa de exploração, em que são realizados estudos sísmicos e geológicos, bem como perfurações experimentais. Após a constatação da presença de

hidrocarbonetos na formação geológica analisada realiza-se a etapa de desenvolvimento do campo, na qual é construída toda a infraestrutura necessária (a exemplo de poços e dutos) para a produção do gás descoberto, por exemplo. Concluída a fase de desenvolvimento, a extração do gás natural se inicia, com base na pressão natural dos poços produtores. A própria pressão oriunda da expansão do gás natural nos reservatórios é responsável por impulsionar o gás para fora dos reservatórios. Em alguns casos a utilização de compressores pode ajudar a prolongar a vida útil do campo produtor. Depois da extração vem a etapa de tratamento, também conhecida como secagem, que se inicia ainda na própria planta de produção, onde ocorre a separação do petróleo e do gás natural. Apenas 92% do total de gás natural bruto que entra nas unidades de tratamento de gás natural (UPGN) são injetados na rede de transporte. Os outros 8% correspondem ao que é retirado de hidrocarbonetos mais pesados (com dois átomos de carbono ou maiores), que darão origem a outros produtos com maior valor agregado, bem como àquilo que é retirada de elementos contaminantes e indesejáveis (água, dióxido de carbono, ácido clorídrico etc). O fato de que a mesma rede de transporte é utilizada por diversos campos produtores (com diversas qualidades de gás) requer que o gás natural seja submetido a outra fase de tratamento para que sua composição atenda aos requisitos das transportadoras e dos órgãos responsáveis pela regulamentação (ALMEIDA e COLOMER, 2013).

A atividade de transporte se refere ao deslocamento do gás natural das plantas produtoras até os *citygates*. O gás natural pode ser transportado por diversos meios a depender de suas características técnicas e econômicas, entre as quais estão as seguintes formas: i) *dutos* com pressões de até 80 bar. ii) *gás natural liquefeito (GNL)* que ele pode ser transportado em navios, barcas e caminhões criogênicos. iii) *gás natural comprimido (GNC)*, o qual é armazenado em cilindros de alta pressão (cerca de 230 bar); iv) *Gas To Liquid (GLT)*, após a sua conversão para o gás de síntese por meio de um processo físico-químico, a partir do qual ele será transformado, na sequência, em derivados de petróleo (óleo diesel e gasolina, por exemplo) de escoamento mais fácil: v) *Gas to Wire (GTW)*, que utiliza o gás natural para a geração de energia elétrica (a partir de uma termelétrica), para depois realizar a transmissão da eletricidade gerada (ROSA, 2010).

No que se refere ao seu mercado, o gás natural ocupa uma posição de destaque no total da demanda de energia primária do Mundo. Em 2014 o consumo mundial de energia primária alcançou 12928,4 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep), sendo o gás natural o terceiro energético mais consumido no planeta (23,7% do total). O produto energético mais consumido no mundo é o petróleo (32,6%), seguido do carvão (30%). O comércio internacional de gás natural totalizou 997 BMC em 2014. Desse total, 66,6% foram comercializados através de gasodutos (em 2013 a participação dos gasodutos estava em 68,4%) e 33,4% via GNL (frente 31,6% em 2013) (BP, 2015)

1.1 A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Até a década de 80 a produção de gás natural era concentrada na região Nordeste, principalmente nos estados da Bahia, Alagoas, Sergipe e Rio Grande do Norte, e as reservas brasileiras eram pouco expressivas. Na década de 70, a descoberta das reservas de gás natural na bacia de campos deslocou o eixo da referida indústria para a região Sudeste, localidade de concentração dos maiores centros urbanos brasileiros. O gás natural extraído na bacia de campos do início da década de 70 até a década de 80 não era comercialmente utilizado. O elevado custo de construção da infraestrutura de transporte fazia com que o gás tivesse que ser totalmente reinjetado, queimado ou utilizado na própria unidade produtora (COLOMER, 2015).

Até a descoberta da bacia de campos os reservatórios de gás natural eram de gás não associado e localizado em terra. Após a descoberta, muda-se o perfil dos reservatórios e as reservas passam a ser predominantemente de gás associado e localizadas em mar (*offshore*). Segundo dados do Ministério das Minas e Energia apresentados na Tabela 1, as reservas provadas brasileiras totalizaram cerca de 370 Bilhões de Metros Cúbicos de Gás, em 2017. Ao desagregar essa informação é possível observar uma concentração das reservas provadas nos seguintes estados: São Paulo (55%) e Rio de Janeiro (21%). Aproximadamente 82% do total de reservas é constituído por reservas *offshore*.

Tabela 1- Reservas Provasdas de Gás Natural no Brasil 2004-2017, em milhões de m³

Ano	Reservas	(R/P)anos	Terra	Mar
2007	275.538	19	66.288	209.250
2008	331.697	19	65.985	265.712
2009	358.121	21	65.279	292.842
2010	416.952	23	68.659	348.293
2011	434.376	22	69.277	365.099
2012	436.430	20	71.952	364.478
2013	433.997	18	68.842	365.155
2014	471.148	18	71.228	399.920
2015	429.457	16	70.755	358.702
2016	378.263	14	62.428	315.835
2017	369.918	12	66.169	303.749

Fonte: Elaboração própria com dados do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural Julho de 2018 (MME, 2018)

Do total da produção de gás natural brasileira em 2014, a Petrobras, no papel de operadora, foi responsável por 92% do total. Um fato relevante é que nos últimos dez anos a produção brasileira de gás apresentou um crescimento médio de 6,1% ao ano (ANP, 2015). Entre as políticas de difusão do uso do gás natural, é possível pontuar duas que incentivaram o crescimento da demanda: O Programa Prioritário de Termoeletricas (PPT) e as ações da Petrobras, principalmente expressas no Plano de Massificação do Uso do gás natural. O PPT era visto como a melhor forma de ancorar a demanda por gás natural pelo fato das termoeletricas se qualificarem como grandes consumidoras (HALLACK, 2007). A figura 1 mostra a projeção do potencial de consumo de gás natural no Brasil.

Figura 1 – Projeção do Potencial de Consumo de Gás Natural no Brasil, em MM m³/dia



Fonte: Estudo Strategy&PwC para a ABEGÁS (2018). Obs.: Inclui geração térmica informada por outros agentes como Auto-Produtor e Auto-Importador.

O expressivo crescimento do consumo de gás natural possibilitou a otimização do uso do gás boliviano e justificou o início dos estudos para ampliar a importação. Contudo, CASTRO et al. (2010) alertam que historicamente o mercado brasileiro de gás natural é marcado por desequilíbrios estruturais e conjunturais, alternando entre períodos com excesso ou escassez de oferta. Em 2004, por exemplo, a seca na região Nordeste exigiu o despacho das termelétricas locais, porém a falta de gás natural impossibilitou o despacho dessas usinas. Fatos como esse levam a um aumento da desconfiança do consumidor em relação as condições de suprimento (PINTO JR, 2007).

No que tange ao comércio internacional do produto, o início das importações brasileiras de gás natural boliviano data de agosto de 1999 quando o Gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL) entrou em operação, fato este que representou um prejuízo inicial para a Petrobras, visto que não havia demanda interna suficiente e existia cláusula do tipo *take-or-pay* (pague mesmo que não utilize) no contrato de importação. O custo do projeto foi estimado em US\$ 2.154 milhões, onde 20% foram de investimentos bolivianos e 80% brasileiros. Entre os financiadores do projeto estão o Banco Mundial, o Banco Interamericano de Desenvolvimento, o BNDES e a Petrobras (TORRES FILHO, 2002). Com a entrada em funcionamento do GASBOL, a participação do gás natural no consumo final de energia saltou de 3,3% em 1999 para 10,3% em 2010. (ALMEIDA e COLOMER, 2013; TORRES FILHO, 2002).

Além das importações bolivianas via gasoduto, o Brasil importa gás natural de diversos países via GNL. O início da penetração do GNL no Brasil está relacionado à grande dependência brasileira do gás natural proveniente da Bolívia e a instabilidade política-institucional daquele país (fatos que geram incertezas em relação à capacidade de fornecimento de gás natural), bem como está associado ao aumento do preço do produto. Adicionalmente, o crescimento do mercado de gás natural brasileiro implicou na busca por fontes alternativas confiáveis para o atendimento da demanda pelo referido energético (ANP, 2010).

No período 2012-2014 é possível observar uma disparada na importação de GNL quando comparado ao triênio anterior. Esse aumento nas importações coincide com a crise hidrológica iniciada em setembro de 2012. O intenso deplecionamento dos reservatórios hídricos brasileiros elevou o patamar da geração termelétrica. Entre os anos de 2000 e 2012 a geração térmica era responsável por apenas 10% da carga do Sistema Integrado Nacional (SIN). A partir de 2012 as termelétricas responderam por 21% da carga, ultrapassando os 25% após março de 2014 (ROMEIRO, 2014). Além da intermitência nas importações, outra informação importante diz respeito ao preço pago pelo GNL importado. É possível observar que em 2010 foi pago US\$ 6,95/MMBTU enquanto que em 2012 o MMBTU estava em US\$12,56. Nesse sentido, de 2010 para 2012 as importações cresceram apenas 7% enquanto que o dispêndio foi 93% mais elevado. O aumento de preço do GNL importado nos últimos anos prejudicou a Petrobras, visto que ela nem sempre consegue repassar os custos de importação para os consumidores finais. O autor cita como exemplo o ano de 2013 onde a Petrobras importava GNL a um preço médio de 12,85US\$/MMBTU no mercado spot e repassava por 5,105US\$/MMBTU para as termelétricas inseridas no programa prioritários das térmicas (ALMEIDA, 2014). A tabela 2 mostra a evolução do volume e do valor de importações de gás natural.

Tabela 2- Importações brasileiras de GNL 2009-2017

Ano	Valor total (US\$ FOB*)	Vol. de GNL (m³)	Vol de GN (m³)	Preço FOB (US\$/MMBTU)
2009	93.066.453	725.217	435.130.092	5.44
2010	777.457.112	4.754.606	2.852.763.304	6.94
2011	290.630.684	1.220.819	582.838.980	12.69
2012	1.507.751.989	5.092.455	3.055.473.149	12.56
2013	2.835.082.921	8.166.536	4.899.921.830	14.73
2014	3.139.392.160	8.942.123	5.365.273.611	14,89
2015	2.754.400.514	12.604.614	7.562.768.274	9,27
2016	767.536.464	5.050.396	3.030.237.846	6,45
2017	484.111.749	3.130.668	1.878.400.842	6,56

* FOB (*free on board*): Não inclui frete e seguro

Fonte: Elaboração própria com dados dos Boletins Mensais do GN de junho de 2015 e de julho de 2018 (MME, 2015 e 2018)

Quanto a sua infraestrutura de transporte e distribuição, nos anos 2000, a expansão da malha de transportes foi motivada principalmente por dois fatores. Em primeiro lugar, se destaca o Projeto de malhas que, no âmbito do Programa Prioritário das Termelétricas (PPT), visava expandir a

oferta de gás natural para as termelétricas das regiões Sudeste e Nordeste, por meio da expansão do sistema de transporte de gás natural dessas regiões. O segundo fator corresponde aos investimentos da Petrobras alinhados com o Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) do governo federal (PINTO, 2014).

2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICO-ECONÔMICAS DA GERAÇÃO TÉRMICA E SUAS RELAÇÕES COM O SETOR ELÉTRICO

O grau de maturidade do setor elétrico nacional é significativamente superior ao da indústria do gás natural brasileiro e, por conseguinte, a geração termoelétrica a gás não gozou das melhores condições para se consolidar e se expandir de forma consistente. Contudo, as usinas termelétricas representam um importante fator de integração entre o Sistema Elétrico Brasileiro e a Indústria do Gás Natural e foram utilizadas para ancorar a expansão da oferta de gás natural no país.

O predomínio da geração hidroelétrica conforma uma matriz energética brasileira considerada limpa, por um lado, mas por outro lado a torna muito exposta aos riscos hidrológicos, associados a longos ou agudos períodos de seca, os quais comprometem o abastecimento do setor de energia. Soma-se a isso o fato de que a introdução e o crescimento da geração a partir de novas fontes renováveis na matriz, tais como a eólica e a fotovoltaica, adicionam incertezas operacionais decorrentes das oscilações na oferta de energia, oriunda dos referidos dispositivos, que também dependem de variáveis climáticas exógenas ao sistema elétrico.

Nesse contexto, a adição de capacidade termelétrica ajuda a contornar situações de hidrologia desfavorável e de pico de demanda, melhorando o desempenho e a confiabilidade do sistema. A implantação de novas usinas térmicas está associada às seguintes razões: (i) lograr uma localização mais próxima às áreas de maior crescimento de carga, (ii) suprir energia nos períodos em que o sistema mais precisa, (iii) capacidade de modulação diária, (iv) independência das condições climáticas, (v) baixo impacto ambiental, (vi) prazo curto de implantação, (vii) custos de investimento mais baixo (Instituto Acende, 2016). Na sequência, o estado da arte em termos de eficiência na geração a gás é apresentado.

2.1 O GÁS NATURAL NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A predominância da hidroeletricidade é um feito importante visto que a energia hídrica é renovável, limpa e com baixo custo de geração (CASTRO et al., 2010). Neste contexto, a operação do sistema elétrico brasileiro é feita de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e a questão central a ser enfrentada se refere ao uso da água. O ONS deve atender a carga definindo o montante de geração hidráulica e térmica que irá equilibrar o benefício do uso presente da água com o benefício futuro de seu armazenamento. Assim, segundo Mathias e Szklo (2007) as usinas térmicas brasileiras só são despachadas durante o período seco do ano (maio-novembro) quando o valor da água armazenada nos reservatórios é superior ao custo variável unitário (CVU) das termelétricas ou quando o despacho hidrelétrico ótimo não consegue atender a ponta da demanda.

Em relação ao parque termelétrico brasileiro, as termelétricas movidas a gás natural representam a maior parte da capacidade térmica instalada. A utilização de centrais termelétricas a gás natural em sistemas elétricos é interessante devido às características dessas centrais, entre as quais se destacam os seguintes aspectos: i) possibilidade de atuar na ponta do sistema, atendendo prontamente a carga; ii) localização perto do centro de carga e de linhas de transmissão existentes; iii) menor tempo de construção e menos custo de investimento e; iv) quando comparadas a usinas movidas a outros combustíveis fósseis, menor emissão de gases do efeito estufa e poluentes locais (CASTRO et. al., 2010; ROSA et. al., 2004).

Um fato relevante, neste contexto, diz respeito a participação da Petrobras que possuía elevada participação sendo proprietária de 12 das 22 usinas materializadas. A significativa participação da Petrobras não está relacionada à estratégia comercial da empresa, mas sim ao estímulo do Governo Federal para que a empresa entrasse no negócio de energia elétrica. Dessa forma a Petrobras começou a atuar de três maneiras: i) como produtor independente de energia através de participações minoritárias e comercializando o excedente de eletricidade; ii) com acordos de encomenda (Energy Conversion Contract – ECC) e usinas próprias; iii) em consórcio com as usinas *merchant*. O baixo despacho das usinas no início dos anos 2000 levou algumas usinas a recorrerem às garantias contratuais, o que gerou prejuízos na área de gás e energia da Petrobras. No intuito de diminuir suas perdas a Petrobras buscou a renegociação de contratos ou a aquisição das usinas (REGO, 2009)

Adicionalmente, no intuito de reduzir a ociosidade da infraestrutura de transporte de gás natural, a Petrobras lançou (em 2003) o Plano de Massificação do Uso do Gás Natural para incentivar o emprego de gás natural no setor industrial e de transportes. O plano previa o congelamento do

preço do gás natural entre janeiro de 2003 e agosto de 2005 e se mostrou exitoso, dado os elevados índices de crescimento do uso do gás natural nos setores supramencionados (FARIA, 2010).

2.1.2 – A CONTRATAÇÃO TERMELÉTRICA NO NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

O novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro, instaurado em 2004 pela Lei nº 10.848/2004 e pelo Decreto nº 5.163/2004, estabeleceu a obrigatoriedade de que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição contratem, por meio de licitação na modalidade de leilões, energia suficiente para o atendimento de seus respectivos mercados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Os vencedores nos leilões devem formalizar o contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrado de forma bilateral entre cada agente vendedor e o pool das distribuidoras.

Os CCEAR para as usinas termelétricas são celebrados na modalidade disponibilidade com duração igual ou superior a 15 anos. Os contratos por disponibilidade são semelhantes a um “aluguel”, onde os geradores são pagos pela sua garantia física (GF) e não pela sua geração efetiva. Nesses contratos a alocação dos riscos é bem definida. O risco hidrológico e o risco de combustível são assumidos pelas distribuidoras, com a garantia de repasse aos seus consumidores cativos na data do reajuste tarifário anual, enquanto que o gerador assume o risco de atraso na entrada em operação do projeto e da disponibilidade dos equipamentos. Em relação ao primeiro risco, este se manifesta quando o atraso na entrada em operação comercial não está relacionado a fatores caracterizados pela ANEEL como de força maior ou alheios ao controle do empreendedor. Já o segundo é caracterizado pelo fato do gerador não conseguir honrar, na prática, o índice de disponibilidade (já inclui manutenções preventivas e saídas forçadas dos equipamentos) declarado pelo mesmo. Como consequência desses riscos, o empreendimento pode perder garantia física e o empreendedor deverá ressarcir às distribuidoras (CASTRO et. al., 2014).

No que se refere à habilitação técnica das usinas termelétricas movidas a gás natural, a Portaria MME Nº 21 de janeiro de 2008 indica que é necessário a comprovação de disponibilidade de combustível para a operação contínua. Nesse contexto, as usinas termelétricas podem ser divididas entre usinas flexíveis ou inflexíveis. As termelétricas flexíveis representam uma espécie de reserva de energia para o sistema, sendo despachadas apenas eventualmente e podendo ficar ociosas por longos períodos. Seu despacho ocorre por razões elétricas ou quando o ONS indica que isto é recomendável (quando as usinas hidrelétricas e termelétricas inflexíveis não são capazes de garantir o suprimento de energia). Já as usinas inflexíveis operam de forma contínua, funcionando como uma fonte regular de energia. A inflexibilidade representa a potência que deve operar de forma contínua, não estando sujeita as regras de despacho do ONS. A inflexibilidade pode ser oriunda de fatores técnicos ou contratuais. Tecnicamente algumas usinas, como por exemplo, as nucleares, possuem reatores com pouca flexibilidade operacional que exigem uma carga mínima de potência para seu funcionamento adequado. Em termos contratuais, algumas termelétricas, como as movidas a gás natural, possuem contratos do tipo *take-or-pay* de forma que, em respeito a seus contratos, não é economicamente viável mantê-las desligadas (MARTINS, 2008). Atualmente o nível máximo de inflexibilidade que o empreendedor pode declarar está em 50%.

A contratação das termelétricas a gás natural foi considerável entre 2005 e 2011. Já entre 2011 e 2014 os projetos termelétricos não se sagraram vencedores. É importante destacar que nos 16º e 17º LEN apenas dois projetos foram cadastrados, enquanto que 18º LEN foram 16 cadastramentos e no 19º LEN foram oito. Todavia, dos 28 projetos cadastrados nesses quatro leilões, apenas um (no 18º LEN A-5) foi qualificado para participar dos leilões. O motivo principal para a ausência de projetos termelétricos no LEN está relacionado à necessidade de comprovação de disponibilidade de combustível para a operação contínua ao longo da vigência do contrato assinado nos leilões (ROMEIRO, 2014).

Nesse sentido, Avila et. al. (2012), afirmam que não faz sentido exigir a comprovação de reservas de gás natural para toda a vigência do contrato. Segundo os autores, essa exigência não se justifica, uma vez que, diante da lógica operativa do SEB, o despacho das usinas termelétricas não é compatível com a hipótese de operação na base durante todo o tempo de contrato, de modo que as unidades podem ficar ociosas por um longo período de tempo. Além disso, a expansão da exploração e produção de gás natural se manifesta de forma gradativa, o que significa que a não comprovação de disponibilidade de combustível, no momento atual, não implica que futuramente esse combustível não estará disponível.

3. PERSPECTIVAS DE SUPRIMENTO DE GÁS NATURAL PARA O SETOR ELÉTRICO E OS DESAFIOS TÉCNICOS, ECONÔMICOS E REGULATÓRIOS

3.1 PERSPECTIVAS DE SUPRIMENTO

As perspectivas de suprimento de gás natural para o setor elétrico devem ser analisadas no contexto da forte expansão da participação do energético na geração brasileira de energia elétrica. Em 2000, dos 326.328 GWh gerados, apenas 29% eram provenientes do gás natural. Já em 2014, a participação do gás natural chegou a 13,0% (EPE, 2015). Esse grande avanço do gás natural na geração de energia elétrica foi fortemente influenciado pela crise hidrológica, iniciada em outubro de 2012, que resultou no acionamento constante do parque termelétrico. Já no período entre 2011-2014 dobrou a parcela da oferta interna de gás nacional consumida pelo setor elétrico, resultando em um consumo de 43,5% da oferta interna em 2014. Importa salientar que mesmo se a condição hidrológica voltar à normalidade, como os novos projetos hidrelétricos não contemplam grandes reservatórios de acumulação, a geração de eletricidade por termelétricas a gás natural deve se tornar mais constante. Dessa forma, o Medium-Term Gas Market 2015 (IEA, 2015) prevê que o consumo de gás natural no Brasil irá crescer a uma taxa anual média de 1,1% ao ano entre 2014 e 2020.

3.2 GERAÇÃO TÉRMICA COMPLEMENTAR: GÁS NATURAL

De fato, uma das mais importantes alternativas viáveis para a complementação do parque hidráulico é constituída pelas usinas termelétricas a gás natural. Como destacam CASTRO et al. (2010) as usinas térmicas a gás natural podem atuar de duas maneiras: i) na base, onde elas atuam de forma contínua ou; ii) na ponta, onde as termelétricas de ciclo aberto, movidas a gás natural, exercem bem esta função. A capacidade e controlar as termelétricas a gás natural torna imperativa a contratação.

No que concerne à oferta de gás natural, segundo ALMEIDA (2014) as perspectivas para os próximos anos não são muito reconfortantes e o cenário de oferta doméstica, pelo menos até 2020, será desfavorável. De acordo com COLOMER (2013), a falta de linearidade nas políticas públicas e de um planejamento de longo prazo são características marcantes do desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil. Os estímulos governamentais, na década de 2000, para a maior inserção do gás natural na matriz energética brasileira não foram acompanhados pelo aumento da oferta nacional de gás. Dessa forma, em 2012, cerca 40% da demanda pelo energético era suprida via importação. Essa elevada dependência externa resultou em um déficit recorde de 6,96 bilhões de dólares na balança comercial de gás natural em 2013 (ALMEIDA 2014). Com os reajustes dos preços do gás importado, além do aprofundamento do déficit comercial, ocorre uma elevação dos custos para a indústria e para o setor elétrico. O preço do gás importado da Bolívia passou de US\$ 4,53/MMbtu (milhões de unidades térmicas britânicas) em 2006 para 10,02 US\$/MMbtu em 2013. Já o preço do GNL importado, nesse mesmo ano, foi negociado a um preço médio de 12,85 US\$/MMbtu. Quanto à oferta nacional, a produção do gás natural associado, oriundo do pré-sal, será a mínima e necessária para otimizar a produção de petróleo nos campos do pré-sal. Essa estratégia é resultado da necessidade de expansão da infraestrutura de escoamento que, dada a distância da costa e a profundidade dos poços, eleva os custos dos projetos de gasodutos (ALMEIDA 2014; COLOMER 2013).

A principal desvantagem da utilização do gás natural no setor elétrico está relacionada ao caráter aleatório do despacho centralizado feito pelo ONS, bem como à regulação do atual modelo de contratação das usinas a gás natural. O despacho efetuado pelo ONS visa atender a demanda de modo a minimizar os custos de operação. Dada a predominância hidrelétrica da matriz elétrica brasileira, na maior parte do tempo é possível economizar combustível e atender a carga através da água contida nos reservatórios das hidrelétricas. Assim, o despacho das termelétricas tem frequência relativamente baixa e errática, alternando entre anos de uso contínuo e anos de muita ociosidade. Contudo, na regulação da contratação do gerador termelétrico, é exigido que este possua contratos de fornecimento de gás natural necessários para operar na base. Isso significa que os produtores de gás natural devam reservar infraestrutura para o despacho de todo o parque termelétrico simultaneamente. Com isso, transfere-se toda a incerteza para o setor de gás natural (VEIGA et al. 2012).

O setor de gás natural é muito capital intensivo, de modo que a constituição de um planejamento de investimentos de melhor qualidade requer contratos com volumes de suprimento previsíveis, visto que a capacidade de estocagem no setor é muito remota. Da mesma forma, seria interessante para o ONS que o setor de gás sinalizasse para o setor elétrico, com um horizonte longo o suficiente, as condições do preço do gás para a geração elétrica. É fundamental que seja desenhado um mecanismo que permita a coordenação entre o setor de gás e o setor elétrico. Em verdade, pelo fato da cadeia de valor do setor de combustíveis ser incompatível com o padrão de consumo das térmicas 100% flexíveis, existe a necessidade de otimização conjunta dos dois setores. Essa integração poderia resultar na obtenção de bons contratos de fornecimentos de combustíveis (quantidade, prazo e preço) para os projetos termelétricos (CASTRO et al, 2010).

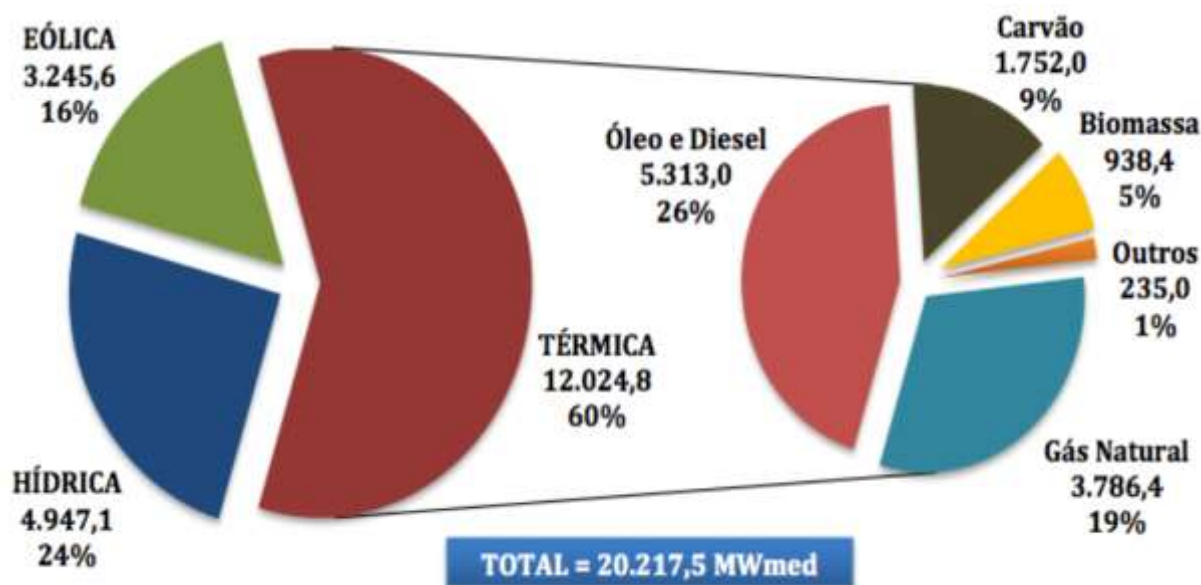
Os autores destacam que, como o grau de regularização do sistema está reduzindo e a necessidade de geração sazonalmente complementar está aumentando, é muito interessante para o Sistema Elétrico Brasileiro a contratação de empreendimentos térmicos flexíveis, em especial aqueles com custos variáveis baixos. Sendo assim, eles propõem *duas alternativas* de cláusulas a serem inseridas nos contratos com o objetivo de novas térmicas. A *primeira*, no intuito de dar maior previsibilidade ao consumo de combustíveis, seria especificar nos leilões de energia nova que, durante o período seco, a contratação de geração térmica tenha requisito de geração inflexível mínima. Essa proposta reduziria a incerteza relativa ao consumo de combustíveis e, ao mesmo tempo, preservaria a flexibilidade do despacho no Sistema Integrado Nacional (SIN) e promoveria a competição entre projetos de fontes distintas.

Já a *segunda*, na intenção de diminuir o impacto da incerteza do despacho sobre a cadeia de valor dos combustíveis, envolveria desenhar um modelo contratual em que os contratos sejam semelhantes àqueles por disponibilidade ou que mantenham o despacho totalmente flexível, mas garantam uma compra mínima de combustível, independentemente do nível de despacho. Os contratos por disponibilidade garantiriam a remuneração dos investimentos e os custos fixos com logística sem depender do despacho. Todavia, o problema é que setores como o de gás e de óleo, por exemplo, tradicionalmente, comercializam por volume e não por disponibilidade. Já a compra mínima de combustíveis transferiria para o setor elétrico parte das incertezas relacionadas ao consumo de combustíveis. O problema desta proposta é que impõe ao setor elétrico assumir uma atividade muito estranha a sua cultura, tornado difícil a sua implementação. Diante das alternativas de emprego do gás natural, ROMEIRO (2014) conclui que “o gás natural se apresenta como o energético mais promissor para fazer frente à expansão do despacho térmico na base da geração, pois além de ser mais eficiente e menos poluente do que os demais combustíveis fósseis, certamente implicará em custo de geração inferior ao custo médio do atual parque térmico.”

3.3 A MATRIZ SELECIONADA PELO ÍNDICE DE CUSTO BENEFÍCIO (ICB)

Outro elemento importante para análise aqui desenvolvida é a matriz selecionada pelos leilões que utilizaram o Índice de Custo Benefício (ICB) como método comparativo para selecionar os vencedores do produto disponibilidade. Dessa forma, foram excluídos os Leilões de Energia de Reserva (LER) e dois Leilões de Energia Nova (LEN), o 10º LEN A-5 e o 11º LEN A-5, ocorridos em 2010 e exclusivos para fonte hídrica (ROMEIRO, 2014). A figura 2 detalha a participação das tecnologias e das fontes térmicas contratadas através do método de menor ICB. Podemos observar que o produto disponibilidade representa 76% de toda energia comercializada. Do total de mais de 20 GW médios contratados, a maior parte se refere a energia térmica, totalizando 60%. Castro et al. (2010) acreditam que o fato das térmicas serem as maiores vencedoras deve-se, em boa medida, à paralisação dos estudos de inventários para aproveitamentos hídricos no período anterior a criação da EPE. Já a menor parte (16%) ficou com a fonte eólica. A fonte hídrica totalizou 24% da energia contratada. Segundo Rego (2012), a pouca competitividade da fonte hídrica é explicada principalmente pelas dificuldades e atrasos na obtenção da licença ambiental das usinas hidrelétricas.

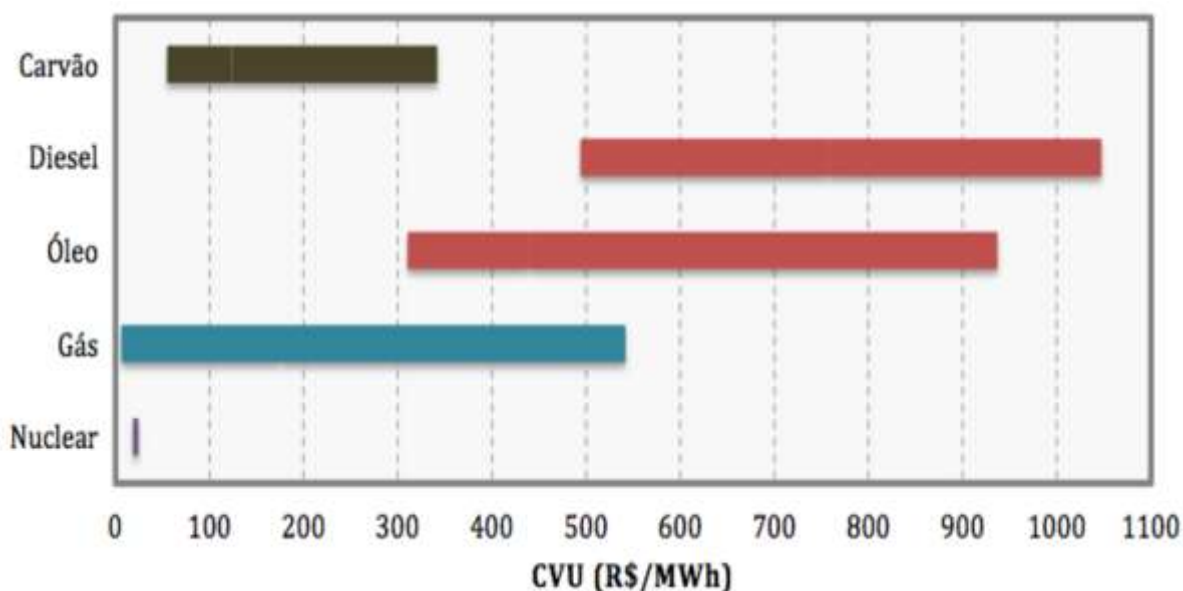
Figura 2: Energia Contratada (MWmed) nos Leilões que Utilizaram o ICB



Fonte: Romeiro 2014

O preço médio de contratação dessas fontes é ponderado pela energia contratada e representa, à exceção da fonte hídrica, o ICB médio dos projetos vencedores. O menor preço médio ficou com a fonte hídrica, R\$ 116/MWh, enquanto que o maior está associado às térmicas movidas a óleo e diesel, R\$ 138MW/h. Entre essas duas fontes ficaram a eólica, gás natural, carvão e a biomassa com, respectivamente, R\$ 118 MW/h, R\$ 125MW/h, R\$ 129MW/h e R\$ 133MW/h. O relatório complementar do plano de operação energética 2012/2016 (ONS, 2012) apresenta os custos variáveis das usinas termelétricas que estarão disponíveis ao SIN nesse horizonte. Como é possível observar na figura 3, existe uma grande dispersão entre o CVU das fontes contratadas. As térmicas nucleares, que possuem vocação para operar na base, têm o menor CVU dentre as fontes térmicas, R\$ 20MW/h. O CVU médio do carvão está em R\$ 123MW/h, seguido do gás natural (R\$ 174MW/h), do óleo (R\$ 439 MW/h) e do diesel (R\$ 757MW/h). Para ilustrar a grande dispersão, apenas no diesel, temos termelétricas com CVU que variam de R\$ 494,14MW/h (Santana W) a R\$ 1.047,38MW/h (UTE Brasília).

Figura 3: Custo Variável do Parque Térmico em Operação



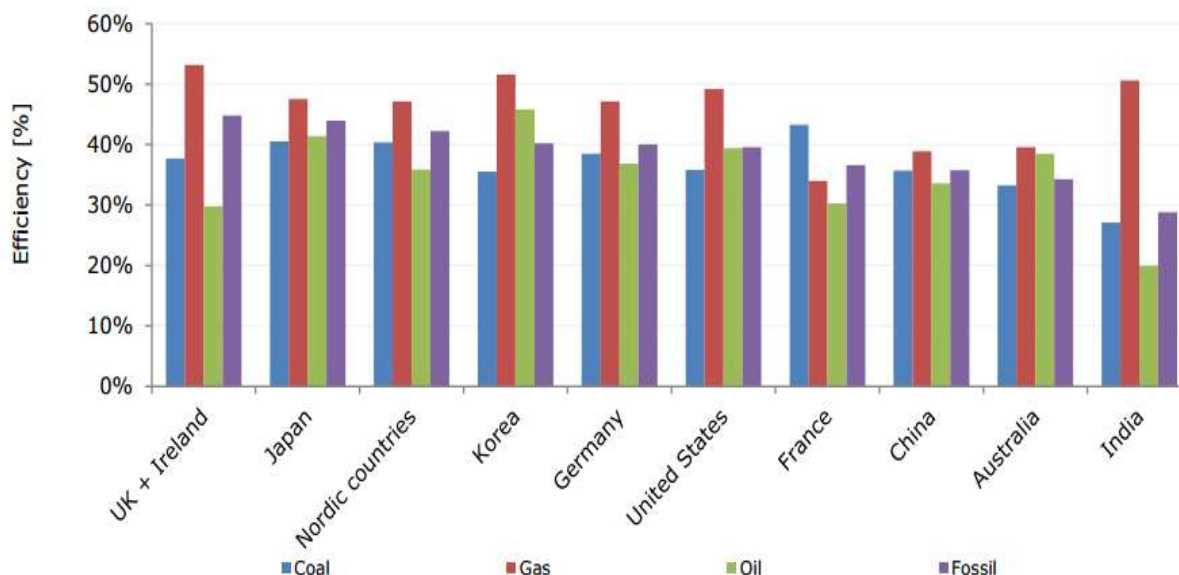
Fonte: Romeiro 2014

Através dos dados supracitados conclui-se que o método do ICB levou a contratação de um parque térmico quase todo flexível, com um alto custo variável e com a predominância de usinas térmicas movidas a óleo e diesel. O alto custo variável desse parque implica em gastos variáveis muito elevados quando despachado. Rego (2012) conclui que o ICB possui uma inflexibilidade frente aos custos variáveis das usinas termelétricas. Enquanto o ICB varia, em média, entre R\$ 125MW/h e R\$ 133MW/h, os CVUs variam entre R\$ 20MW/h e R\$ 1.047MW/h. Dessa forma, a competitividade das usinas termelétricas tem grandes chances de não depender fortemente de seus custos variáveis.

3.4 EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DA GERAÇÃO COM COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS NO MUNDO

Após a análise das características gerais da geração termelétrica, foram verificados dados a respeito da eficiência energética média de alguns países europeus, Japão, EUA, Coreia do Sul e China e Índia apresentados em (Ecofys, 2014). A Figura 4 mostra a eficiência energética média desses países separada por fonte de combustível, sendo a mesma calculada a partir da média nos anos de 2009, 2010 e 2011. A média de todos os países analisados indicou uma eficiência de geração média de 35% para o carvão, 40% para o óleo combustível e 48% para o gás natural.

Figura 4 - Eficiência Energética média por fonte em distintos países



Fonte: Elaboração própria com base em Ecofys (2014)

Os indicadores europeus mostram um aumento significativo na eficiência energética de térmicas a gás a partir da década de 1990, quando os valores saíram da ordem de 35% para 50% em 2011, conforme mostrado na **Error! No se encuentra el origen de la referencia..** A referida eficiência varia de 34% na França até 53% no Reino Unido e Irlanda do Norte. As eficiências indicadas para a Índia apontam valores em torno de 60%, algo próximo à patamares do *benchmark* em eficiência, mas que não é representativo da realidade média do país, quando considerado em sua totalidade. O pico entre 2003 e 2004 na Austrália também é um *outlier* (ponto fora da curva) e, portanto, reflete desafios de ordem estatística, na conformação dos dados. Em geral, os grandes aumentos de eficiência energética são observados nos EUA, Índia (apesar dessas estatísticas indianas não apresentarem elevada confiabilidade), Coreia do Sul e Alemanha. A China, surpreendentemente, manteve um patamar constante de 38,9% ao longo dos anos, indicando que a produção de potência ou o consumo de combustível foram calculados, e não obtidos através da coleta de dados. Em alguns países, como a França e Índia, os valores de eficiência variam muito ao longo do tempo, isso pode ser explicado pela grande variação das horas de operação das usinas a gás natural de ano para ano. (ECOFYS, 2014).

Antes de tratar do estado de desenvolvimento atual desses sistemas e das suas eficiências típicas específicas, vale lembrar que as turbinas a gás de ciclo aberto para geração de energia elétrica foram introduzidas há décadas atrás para o fornecimento de energia durante os horários de pico de carga. Essas configurações consistem basicamente em um compressor de ar conectado a uma turbina por um eixo simples, ligado a um gerador elétrico. Estima-se que aproximadamente dois terços da potência gerada pela turbina são fornecidos ao compressor, sendo o terço remanescente responsável por acionar o gerador. A eficiência típica das turbinas a gás de ciclo aberto se encontra na faixa de 35% a 42%. As turbinas aeroderivativas fornecem eficiência na faixa de 41% a 42%, entretanto estão limitadas a potências de até 40 – 50 MW (IEA, 2010).

Na década de 1990, as turbinas a gás operando em ciclo combinado se tornaram a tecnologia de escolha para novas plantas que operavam com gás natural. Essa configuração consiste do módulo compressor/turbina acoplado a uma caldeira de recuperação de calor, responsável por gerar vapor a partir dos gases quentes de escape da turbina a gás. Esse vapor é direcionado a uma turbina a vapor, produzindo mais potência. Aproximadamente dois terços da potência dessa configuração são fornecidos pela turbina a gás, enquanto o outro terço é gerado pela turbina a vapor.

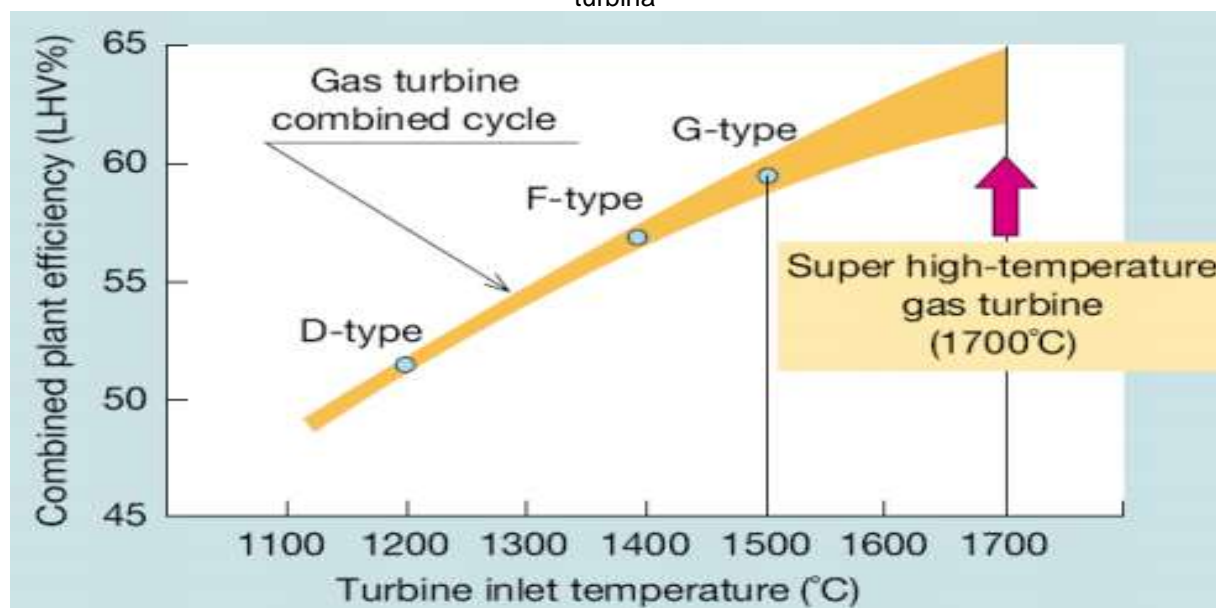
Comparado à eficiência e emissões de dióxido de carbono de todos os tipos de geração a partir de combustíveis fósseis, as usinas de ciclo combinado são a mais sustentável, previsível e confiável tecnologia. O estado da arte de configurações de ciclo combinado possui eficiência elétrica média entre 52% e 60% (IEA, 2010).

Desenvolvimentos tecnológicos estão focados em aumentar a eficiência de ciclos combinados através do aumento da temperatura de entrada da turbina (Turbine Inlet Temperatura) paralelamente à redução dos custos de investimento e de emissões. A figura 5 mostra a variação da eficiência dos sistemas de ciclo combinado em função do aumento da temperatura de entrada da turbina a gás. Segundo Ishikawa (2008), uma usina de ciclo combinado com uma turbina com temperaturas de entrada da ordem de 1700 °C pode atingir eficiências elétricas de 62% a 65%. Logo,

a expectativa é que a eficiência de ciclos combinados aumente dos atuais 52% - 60% para um máximo de 65% em 2020. A eficiência de ciclos simples esperada no ano de 2020 também deve aumentar, de 35 - 42% para 45% em 2020. A fabricante Mitsubishi Hitachi Power Systems desenvolveu uma nova frota de turbinas a gás classe J capazes de operar em ciclos combinados de até 61% de eficiência. Essa turbina possui temperaturas de queima de 1600°C sendo ainda capaz de manter baixos níveis de emissão de NOx. Atualmente, cinco turbinas estão operando no Japão e outras seis na Coreia. Segundo a fabricante, a frota já possui 65000 horas de operação com mais de 1500 partidas (NAKASHIMA, HYAKUTAKE, 2014).

A tecnologia de Ciclo Combinado Avançado é pautada nos últimos desenvolvimentos da tecnologia de turbinas a gás, que permitem máxima vazão mássica, menores perdas no compressor, altas temperaturas de entrada na turbina e razões de pressão otimizadas para atender as condições do vapor à alta temperatura e pressão. Tais avanços são permitidos pelo uso de materiais melhorados e até mesmo novos em toda a máquina rotativa, materiais cerâmicos da câmara de combustão e design, cálculos e modelagens sofisticadas nas demais áreas.

Figura 5 - Variação da Eficiência de Ciclos Combinados em função da temperatura de entrada da turbina



Fonte: Ishikawa (2008)

Geradores resfriados unicamente a água e turbinas a vapor de altas temperaturas também contribuem para a redução nas emissões de CO₂, NO_x e SO_x, assim como para atingir a máxima eficiência termodinâmica de todas as plantas de combustível fóssil. Turbinas avançadas que operam em ciclo combinado são detalhadas na tabela 3.

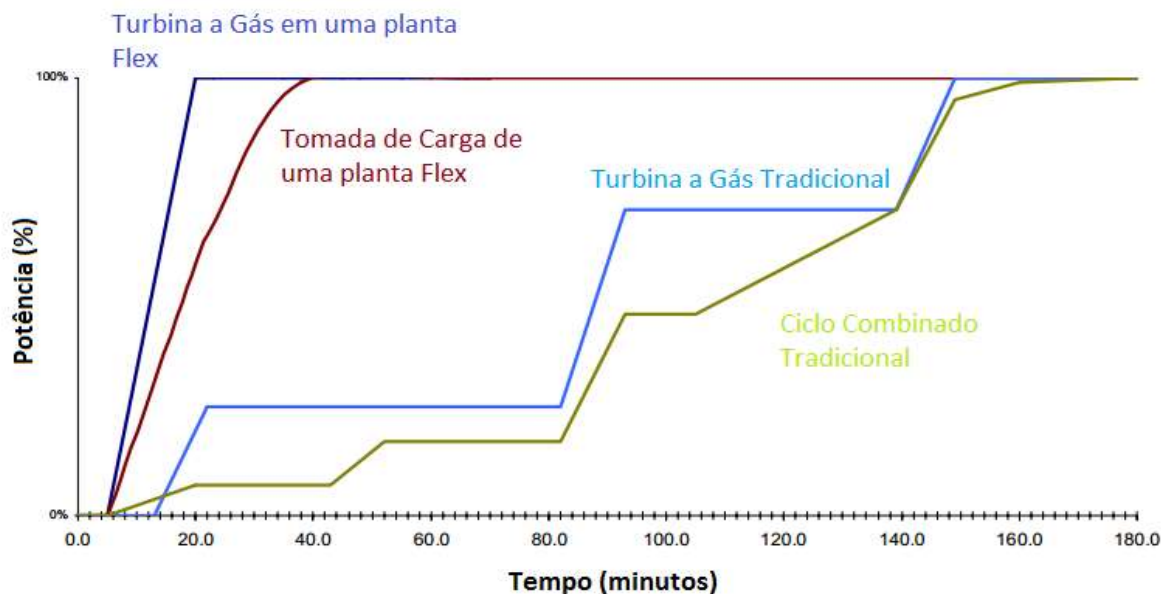
Tabela 3 - Dados de turbinas a gás avançadas em ciclo combinado.

NGGT Avançados	Alstom Power	GE Flex	Mitsubishi	Siemens
Unidade	KA26-1	FE50	MPCP1	SCC6-8000H 1 S
Turbina a Gás	1xGT26	1xFE50	1xM501J	1xSGT6-8000H
Geração Total	467	512	470	410
Geração da CT	302	330	322	275
Geração do Vapor	165	182	148	135
Heat Rate BTU/kWh (PCI)	5739	5594	5549	5687
Custo	249	267	254	232
Preço Relativo (Máquinas)	534	522	540	565
Preço Relativo Total	897	876	906	950

Fonte: Grac (2013)

As usinas de ciclo combinado de Andong e Daegu, na Coreia do Sul, são ótimos exemplos do sucesso do avanço da tecnologia no mercado asiático (que possui os maiores preços de gás natural, transportado como GNL). Espera-se que essas plantas entrem em operação com a eficiência na faixa de 61%. Os ciclos combinados tradicionais são otimizados para operar na carga base, tomando grandes intervalos de tempo para atingir a carga nominal. Buscando aumentar a capacidade de operação dos ciclos combinados, alguns fabricantes, como a Siemens, criaram maneiras de partir as plantas de forma mais rápida e eficiente para atender as variações de demanda. Além disso, usinas Flex são importantes para matrizes energéticas que possuem muitas fontes renováveis, aumentando a intermitência da operação. As turbinas a gás, por si só, já são máquinas de operação flexível, a grande dificuldade é manter essa flexibilidade em unidades integradas com ciclo combinado (MARINI, 2014). A Figura 6 compara o tempo de partida em usinas com tecnologia Flex e usinas tradicionais.

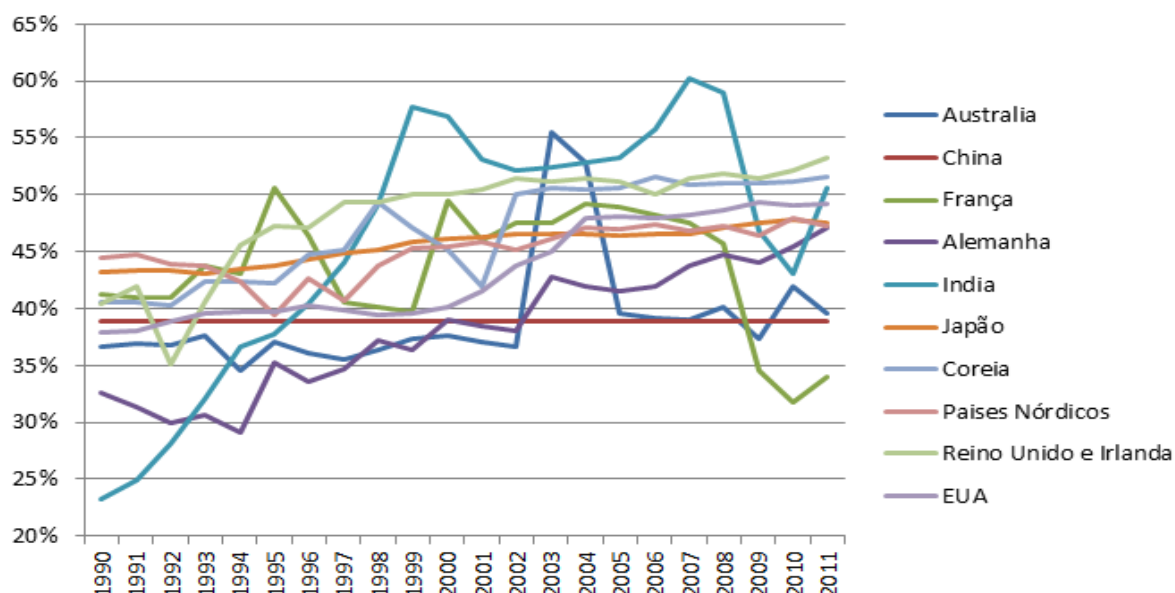
Figura 6 - Comparação do tempo de partida em usinas com tecnologia Flex e usinas tradicionais



Fonte: Adaptado de Marini (2014)

Em uma unidade tradicional a velocidade de incremento de potência é restringida pelo ciclo de vapor, e para proteger o equipamento a turbina a gás incrementa sua carga lentamente até um *hold point*, permitindo que o resto do ciclo aqueça, quando novamente a carga da turbina a gás é incrementada até outro *hold point* (MARINI, 2014). A figura 7 apresenta o nível de eficiência energética na geração a gás natural em diferentes países selecionados.

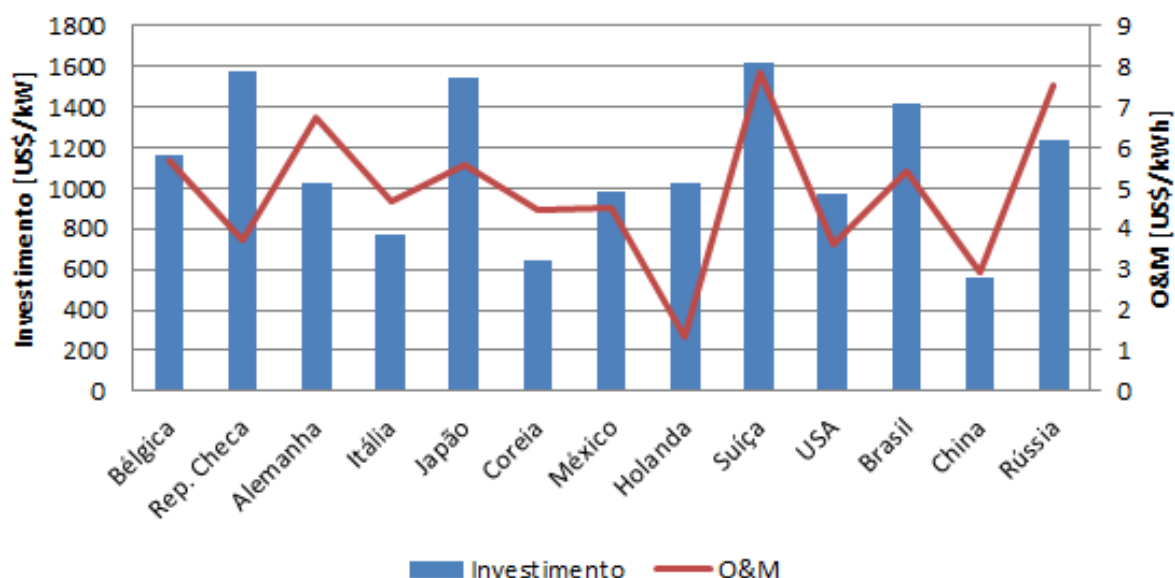
Figura 7 – Eficiência energética na geração a gás natural



Fonte: Elaboração própria com base em Ecofys (2014)

Além da contínua evolução do desempenho das unidades de geração térmica, é fundamental compreender os custos associados à geração de eletricidade. Os custos calculados em para usinas a gás natural operando com configurações de ciclo combinado são mostrados na Figura . Observa-se uma variação entre 560 e 1573 USD/kW (China e República Checa respectivamente), enquanto os custos de operação e manutenção variam entre 2,93 a 7,83 (China e Suíça respectivamente), ressaltando os efeitos dos aspectos locais no custo final da energia. Segundo o estudo, o Brasil apresenta um custo de instalação de 1419 USD/kW e operação e manutenção de 5,4 USD/kWh gerado, estando mais próximo dos limites superiores. Cabe ressaltar que o custo de combustível considerado na análise foi de 8.13 US\$/MMBTU e a taxa de câmbio de 1,83 BRL/USD (IEA, 2010).

Figura 8 – Custos de Investimento, operação e manutenção de UTEs a gás natural operando em ciclo combinado.



Fonte: Elaboração própria com base em IEA (2010)

Entretanto, deve-se destacar que ainda que o custo final da energia gerada nessas usinas seja superior a outras fontes de geração, a penetração do gás na matriz do país tende a aumentar devido à necessidade de independência das condições climáticas, alta capacidade de modulação da carga e menores impactos ambientais.

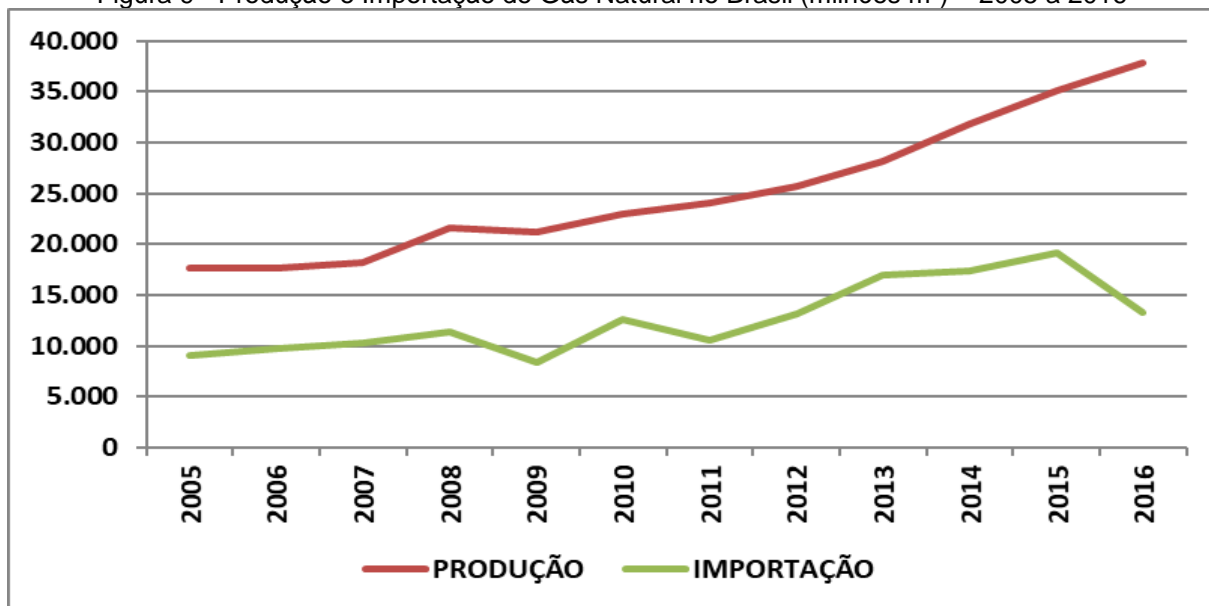
4. O MERCADO DE GÁS NATURAL E POLÍTICAS PÚBLICAS PARA A GERAÇÃO TERMOELÉTRICA

4.1 AS RELAÇÕES ENTRE AS POLÍTICAS PÚBLICAS, A AGÊNCIA REGULADORAS E A PETROBRAS

O avanço do modelo administrativo apoiado em agências reguladoras (dos anos 1990's) mudou a forma com que o Poder Executivo implementa políticas públicas setoriais. As agências a materializam por meio da elaboração de políticas regulatórias, seguindo, na prática, orientações gerais emanadas do Executivo. A implementação se viabiliza via fixação de obrigações ou incentivos para as empresas reguladas. Os custos dessas iniciativas podem ser arcados pelo poder público, por fundos setoriais ou repassados aos consumidores finais (MARTINS, 2010). Nesses moldes verifica-se ganhos em eficiência na geração e no consumo de energia, a partir de incentivos que coordenem as empresas, em observância aos interesses públicos.

Historicamente, o gás foi um subproduto da extração do petróleo, em reservatórios de gás associado, de modo que as empresas privadas e as políticas públicas tentavam aproveitar economicamente aqueles hidrocarbonetos produzidos acidentalmente em certos reservatórios. No Brasil não foi diferente, razão pela qual o mercado de gás começou a se desenvolver bem depois da indústria petrolífera. A oferta do gás natural no país se ampliou a partir das importações originadas da Bolívia – com o advento do GASBOL em 1999 – e por grandes programas de exploração em campos *offshore*, envolvendo, por um lado, grandes reservas e, por outro, custos elevados de transporte e monetização do gás. Tais atividades exploratórias foram realizadas, majoritariamente, pela Petrobras, bem como pela extração nas campanhas exploratórias *onshore*, que obtiveram êxito, obtidos por um conjunto mais amplo de empresas de energia, incluindo as de menor porte. A figura 9 apresenta a evolução da oferta interna de gás, a qual dobrou de magnitude em 10 anos, bem como as importações que cresceram ao longo da última década, mas que apresentaram uma tendência de significativo declínio a partir de 2016.

Figura 9 - Produção e Importação de Gás Natural no Brasil (milhões m³) – 2005 a 2016



Fonte: Elaboração própria com dados de ANP (2017).

O deslocamento do gás natural é feito, majoritariamente, por gasodutos, que é um modal de transporte viável para situações de curta e média distâncias. Nos anos 1990 a expansão da oferta do gás natural e a expansão dos gasodutos é produto do advento do GASBOL, que possibilitou a exportação do gás natural da Bolívia para o Brasil. As importações de gás via GASBOL cumpriram importante papel no suprimento doméstico. O GASBOL começou a operar em 1999 e a importância do gás aumentou, de modo que, o seu consumo na geração elétrica, aumentou muito naquele momento.

Uma alternativa para o suprimento deste insumo em situações de longas distâncias é o Gás Natural Liquefeito (GNL). Embora GNL apresente flexibilidade no transporte deste insumo, o emprego desta tecnologia exige grandes investimentos fixos em: (i) terminais de liquefação; (ii) navios-tanques

especialmente concebidos para esse tipo de carga; e (iii) terminais de regaseificação (Instituto Acende, 2016). No entanto, as importações de GNL para a geração de energia apresentou uma trajetória de crescimento nos últimos anos em decorrência da queda dos preços internacionais do gás, à exceção dos últimos 12 meses. Todavia, tal energético está sujeito a flutuações do preço *spot*, devido à impossibilidade de previsão do consumo para a geração de energia, o que dificulta a negociação de contratos em longo prazo.

A demanda, por sua vez, foi fomentada por políticas públicas voltadas à utilização doméstica do gás, em modais de transporte e na geração elétrica. As significativas descobertas de gás associado a petróleo justificou os incentivos conferidos à sua utilização. Em um primeiro momento, ao final dos anos 1990, tentou-se atrair investimentos privados para a geração de eletricidade (recém liberalizada) através de um programa emergencial que previa a construção de 49 termelétricas (42 a gás natural) com o objetivo de acrescentar 15 GW de capacidade instalada até 2003. Na medida em que não obteve os resultados esperados, o governo ampliou seus esforços para reduzir os efeitos do risco hidrológico e a viabilização a construção das termelétricas a gás natural via Programa Prioritário das Termelétricas (PPT).

Das 53 usinas previstas no PPT, apenas 22 se materializaram, sendo 12 delas de propriedade da Petrobras. O objetivo do PPT era incentivar investimentos privados no setor de energia voltados para a implantação de termelétricas, movidas a gás natural, e foi instituído pelo Decreto n.º 3.371 de 24 de Fevereiro de 2000. Pretendia-se ampliar o papel de termelétricas na matriz energética movidas a gás natural.

Após 2004 a contratação de novas usinas passou a ser feita em leilões competitivos, abertos a projetos de várias fontes, sendo parte das novas usinas termelétricas movidas a gás natural ou a GNL. O resultado da forte expansão do parque gerador a gás pode ser observado durante o período de hidrologia seca entre 2013 e 2015, quando a maior parte da demanda de gás esteve associada à geração de eletricidade das termelétricas. No Brasil, as termelétricas operavam tradicionalmente como *backup* da geração hídrica, sendo acionadas intensamente em períodos de seca severa ou prolongada e ficando praticamente ociosas em anos normais ou úmidos. Por tal razão as usinas térmicas são acionadas de forma errática e a demanda por gás para a geração elétrica é muito volátil de ano para ano.

Em 2000, apenas 9,7% da oferta interna de gás era utilizada na geração elétrica. Já em 2014 esse consumo correspondeu a 43,5% da oferta interna em 2014 (EPE, 2016). Ademais, o Medium-Term Gas Market 2015 (IEA, 2015) prevê que o consumo de gás natural no Brasil crescerá a uma taxa anual média de 1,1% ao ano entre 2014 e 2020. A tabela 4 mostra a evolução do papel do gás na geração elétrica.

Tabela 4 – Evolução na Utilização de Gás Natural para a Geração de Energia Elétrica - 10^6 m³.

Ano	Oferta interna	Geração de EE	%
2000	10.091	976	9,7
2005	20.978	4.405	21,5
2010	28.311	7.730	27,3
2014	43.398	18.857	43,5
2015	42.761	18.400	43,0

Fonte: Elaboração própria com dados do Balanço Energético Nacional (EPE, 2016).

O grau de utilização das usinas térmicas a gás no Brasil foi de cerca de 25% por muitos anos, o que não era o bastante para remunerar os investidores dos ativos de suprimento de gás natural. O fator de capacidade dessas unidades subiu sensivelmente a partir de 2013, diante da crise hidrológica, chegando em aproximadamente 75% em 2014, mas a recessão econômica subsequente operou para reduzi-lo novamente. Neste contexto, o referido indicador não tende a se manter acima dos 50% por muito tempo no futuro.

A Petrobras é a principal supridora de gás natural do país, razão pela qual ela configura como a principal responsável pela produção, processamento, transporte e comercialização. Ademais, a referida empresa de energia é proprietária de grande parte da geração de energia por meio de centrais termelétricas. Todavia, a crise enfrentada a partir de 2015 pela Petrobras implica num grande desafio para o abastecimento de gás natural para a geração de energia elétrica, uma vez que isso redundou em forte retração dos investimentos da firma no setor de gás e energia e, consequentemente, numa redução de sua participação no mercado, o que abre espaço para a reorganização da indústria nacional de gás natural. O Plano de Negócios e Gestão (PNG) da Petrobras de 2015 apontou na direção da expansão da participação privada no setor, proporcionando um aumento da competitividade e consequentemente uma redução da influência da Petrobras sobre os preços do gás natural, que é considerado alto pelos geradores térmicos.

Há grande potencial para produção de gás natural no pré-sal. Entretanto, parte significativa dos campos do pré-sal está a grande distância da costa. A distância torna onerosa a construção de dutos submarinos, inviabilizando a exploração de gás não associado. Quanto ao gás associado a tendência nos campos distantes é adotar um modelo de exploração em que o óleo é acumulado em alto mar para transporte em petroleiros e o gás é reinjetado nos poços. E mesmo nos campos mais próximos da costa, onde o transporte de gás via dutos é viável, os volumes de gás disponíveis no longo prazo podem não ser muito significativos. Na extração do pré-sal apenas 20% dos hidrocarbonetos correspondem à gás natural e a quase totalidade dos poços hoje em operação ainda não atingiram o seu *rump-up* e, portanto, ainda não chegaram a requerer o volume máximo de reinjeção de gás potencial quando estiverem mais maduros, levando a crer em uma sobra de gás decrescente. Por outro lado, também há potencial para exploração de campos de gás não associado em terra, com algum grau de sucesso até o momento (Urucu e Parnaíba são os melhores exemplos).

As termelétricas podem constituir um mercado para o gás, mas isso depende em boa medida de uma estratégia de contratação que eleve seu grau de utilização. As diversas etapas dos ciclos de ampliação do parque térmico no Brasil refletem a imaturidade institucional, em alguns aspectos e corroboram a tese de que a Petrobras desempenhou papel nevrálgico na maior parte do referido processo.

A Petrobras é praticamente uma empresa monopolista na oferta de gás e o preço considerado, pelos geradores, elevado o suficiente para inviabilizar muitos projetos de expansão da capacidade de geração termelétrica. As perspectivas para a oferta de gás no Brasil são em demasia incertas. Por um lado, o Plano Estratégico da Petrobras (2030) indica uma oferta interna crescente de gás nos próximos anos e a meta para 2018 foi atingida já em 2016 (com 75 milhões de m³ por dia). Por outro lado, a crise financeira da petroleira e os diversos cortes nos planos de investimentos dela decorrentes colocam em xeque o ritmo de expansão da oferta de gás. Como a petroleira não dispõe de recursos suficientes para desenvolver todos os campos descobertos, ela deverá focar naqueles de extração mais eficiente e rentável. Nesta mesma lógica a Petrobras irá priorizar o suprimento de gás natural aos seus ativos e ao mercado industrial (mais previsível) e não ao mercado de geração térmica. Soma-se o fato de que o contrato de fornecimento da Bolívia encerra-se em 2019 e aquele país teria de fazer novas investimentos em exploração para elevar suas reservas, mas não apresenta recursos técnicos e financeiros para tal. Para manter o mesmo nível de fornecimento a Petrobras teria de empreender uma campanha exploratória no país.

5. ANÁLISE DAS EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS DOS MECANISMOS REGULATÓRIOS APLICADOS À GERAÇÃO TERMOELÉTRICA

Nessa análise serão abordadas as experiências em quatro países (Índia, Colômbia, Estados Unidos, e Reino Unido), de modo a lançar luzes sobre os mercados de energia e de potência. Na maioria dos países citados o mercado de energia é segmentado entre: curto prazo e longo prazo, por meio dos quais a energia a ser gerada é comercializada em contratos com diferentes períodos de vigência. As ferramentas de contratação de longo prazo, na prática, são os que garantem melhor horizonte de análise aos investidores, entre os quais merecem destaque os *Power Purchase Agreements* (PPA's).

De acordo com AF Mercados (2011), o PPA é um contrato bilateral de aquisição de energia ou de capacidade, que resulta da negociação pelos agentes envolvidos sobre suas condições idiossincráticas, o que eleva os custos de transação e não garante a confiabilidade do sistema. Contudo, incentivou a adição de capacidade em determinados países. Os PPA's são muito difundidos na Índia e são firmados por até 25 anos. O mercado de energia indiano está contratado, na sua maioria, em longo prazo (90%) (PTC INDIA, 2016). Noutros países, todavia, os contratos de PPA's deixaram de ser firmados a exemplo da Colômbia e de Portugal, embora ainda haja contratos em vigor.

No mercado de potência há contratos de capacidade e por confiabilidade. Há países que utilizam contratos de confiabilidade com opções financeiras e o operador do sistema tem de comprar opções de energia firme dos geradores nos leilões, as quais são exercidas se o preço do mercado spot ultrapassar o preço de escassez. Este, por seu turno corresponde ao máximo que a energia pode custar para o consumidor final, o qual fica protegido de altas acentuadas no preço de energia no mercado atacadista. Na Colômbia existe um mecanismo semelhante a esse denominado Obrigações de Energia Firme (OEF). O seu objetivo é atender à demanda do comercializador e cobrir riscos dos geradores e comercializadores em seus contratos e em sua gestão. O preço da OEF é definido em leilão.

Ainda no mercado de potência são realizados contratos de capacidade, que transaciona potência, de modo a assegurar o suprimento de energia no futuro. Esse tipo de contratação ocorre, por exemplo, nos Estados Unidos e no Reino Unido. No país norte-americano a regulação desta

natureza está sob a responsabilidade da esfera estadual da federação. No mercado PJM, no qual se insere o estado da Pensilvânia, a capacidade é comercializada para assegurar que ela seja compatível com a demanda futura de energia e os consumidores que devem contratar potência. A potência contratada nos leilões deve estar pronta para operar num prazo de três anos e a remuneração depende do desempenho do gerador. Vale destacar que em PJM foi exigida a construção de plantas "peaker"⁵ para garantir que não haveria outra situação de escassez. Tal iniciativa aumentou em muito o número de usinas termelétricas com perfil de geração de ponta. Dessa forma, aumentou-se a oferta de energia e buscou-se controlar a volatilidade dos preços (PJM, 2016).

No Reino Unido o crescente papel desempenhado por fontes renováveis no suprimento de energia requer a presença do mercado de capacidade, introduzido no ano de 2013, no qual o preço do leilão é definido no ponto de igualdade entre a oferta e a demanda, de modo que todos os *players* do mercado são remunerados pelo mesmo valor. O problema dessa sistemática é que o preço é o mesmo para contratos de diferentes períodos, seja ele de 3 anos ou de 15 anos, por exemplo.

Já no Brasil, além das políticas supracitadas para impulsionar as inversões em nova capacidade de geração, o país conta desde 1973 com a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), como forma de realizar um rateio dos custos das usinas termelétricas, cujos custos de operação são mais caros do que os de usinas hidrelétricas, por um lado, mas por outro têm natureza mais flexíveis. Em cenários de seca rigorosa o despacho prolongado de térmicas com Custos Variáveis mais altos elevam os custos de operação do sistema tal como ocorreu entre 2013 e 2015.

A contratação de um grande número de térmicas flexíveis não constitui a melhor estratégia em termos de eficiência alocativa de recursos pela grande imobilização de capital, bem como pela sensível incerteza no seu grau de utilização. Todos os ativos de suprimento de combustíveis, portanto, estão sujeitos à mesma incerteza elevada.

Com vistas a incentivar as inversões na expansão da oferta de energia elétrica e garantir o suprimento do sistema elétrico do país, o modelo regulatório vigente exige que todo o consumo esteja lastreado em contratos. Os leilões para contratação são do tipo reverso, ou seja, são contratadas as usinas que apresentam o menor custo para o sistema de acordo com a metodologia de comparação dos projetos adotada.

A crise hídrica iniciada em outubro de 2012 comprovou o quão custoso para o sistema é o despacho prolongado de usinas térmicas com altos custos variáveis. Vale dizer que em cenários adversos o risco de racionamento de energia não deve ser o único risco a ser considerado, pois o impacto financeiro do despacho contínuo de todo o parque térmico sobre o setor pode provocar sérias consequências sobre os agentes. Neste sentido, o exame da configuração atual do parque gerador térmico brasileiro indica que a mesma não parece adequada, dado que a maior parte das usinas com geração flexível tem custo variável unitário de geração (CVU) maior que R\$ 200/MWh. A ociosidade a que essas plantas estão submetidas requer uma remuneração maior quando da geração, mas pode não compensar todos os riscos associados às termelétricas se manterem sem despachar por muito tempo.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

As perspectivas para a oferta de gás natural são as mais incertas possíveis se depender da Petrobras. Ademais, o despacho das termelétricas baseado em unidades contratadas por capacidade e operando com GNL deverá manter elevado os custos de geração e seguir incentivando projetos de prateleira enquanto os preços dessa modalidade de combustíveis estiverem mais baixos no mercado *spot*. É provável que a solução definitiva para o sistema não seja endereçada por essa via, mas no curto prazo o cenário de escassez relativa de gás impõe um número restrito de alternativas para reduzir os riscos do gerador térmico a um custo eficiente.

Os resultados sugerem que a escassez relativa dos combustíveis, os ciclos econômicos e as variações hidrológicas, não raro, conferem considerável grau de variabilidade dos incentivos e do desempenho das unidades termelétricas, o que implica em significativos riscos operacionais e financeiros para os investidores privados. A contratação de longo prazo pode ser um elemento de mitigação de tais riscos, desde que os arranjos regulatórios e contratuais contemplem elevada variabilidade dos cenários econômicos e operacionais.

⁵ *Peaker plants* ou simplesmente *Peaker* são usinas elétrica que na maioria das vezes atuam apenas quando há picos de demanda.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEGÁS – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS CANALIZADO. **Uma Indústria do Gás Natural Competitiva para o Brasil**, Rio de Janeiro, 2018.

AF Mercados. **Overview of Indian Power Sector and Regulations**, 2011.

ALMEIDA, E. **Uma Visão Para o Gás Natural no Brasil**. Visões do Gás, 2014. (Disponível em: <http://visoesdogas.com.br/uma-visao-para-o-gas-natural-no-brasil-poredmar-de-almeida/>. Acesso em: Janeiro, 2015)

ALMEIDA, Edmar; COLOMER, Marcelo. Indústria do gás natural: fundamentos técnicos e econômicos. **Rio de Janeiro: Synergia: FAPERJ IE/UFRJ: UFF**, 2013.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **O gás natural liquefeito no Brasil. Experiência da ANP na implantação dos projetos de importação de GNL**. Rio de Janeiro, séries temáticas ANP – nº 4, 2010.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Anuário Estatístico Brasileiro 2015**. Rio de Janeiro, 2016.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional, 2015**. (Disponível em: www.ben.epe.gov.br)

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional, 2016**. (Disponível em: www.ben.epe.gov.br)

BRITTO, MPT. **Desenvolvimento da Indústria de Gás Natural no Brasil: Estratégia Empresarial e seus Desafios**. 2002. Tese de Doutorado. Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

CASTRO, N. Alternativas de suprimento para o setor termelétrico no Brasil. **Visão**, v. 2030, p. 137-167, 2015.

CASTRO, N. J.; HUBNER, Nelson; BRANDÃO, Roberto. Desequilíbrio econômico e financeiro das usinas termoeletricas frente à persistência da crise hidrológica: 2012-2014. **GESEL-UFRJ. TDSE-Texto de Discussão do Setor Elétrico**, n. 61, 2014.

CASTRO, Nivalde José et al. Considerações sobre as perspectivas da matriz elétrica brasileira. **GESEL (Grupo de Estudos do Setor Elétrico) - Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Textos de Discussão do Setor Elétrico**, n. 19, 2010.

COLOMER, M. **Perspectivas de Suprimento de Gás Natural Para o Setor Elétrico**. Boletim Infopetro, 2013. (Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2013/09/02/perspectivas-de-suprimento-de-gas-naturalpara-o-setor-eletrico/> . Acesso em: Fevereiro, 2017).

COLOMER, M. O Setor Elétrico e as Indefinições da Política de Gás Natural no Brasil. Boletim Infopetro, 2014. (Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2014/06/16/o-setor-eletrico-e-as-indefinicoes-da-politica-de-gas-natural-no-brasil/>. Acesso em: Fevereiro, 2017).

ECOFYS. **International Comparison of Fossil Power Efficiency and CO2 Intensity**. Ecofys Netherlands, 2014.

ECOFYS. **Efficiency and Capture Readiness of New Fossil Power Plants in the EU**. Ecofys Netherlands, 2008.

EIA – ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants**, Washington, 2013.

ERNST & YOUNG. **Desenvolvimento do Gás Natural no Brasil**. Rio de Janeiro, 2014.

FARIA, L.F.R. A integração dos Mercados de Gás Natural e Energia Elétrica no Brasil. Belo Horizonte. **Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica**, Programa de Pós-Graduação em engenharia elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais, 2010. Disponível em: Acesso em 5 de janeiro. 2016.

FIRJAN. **Quanto custa o Gás Natural Canalizado para a Indústria**. Rio de Janeiro: FIRJAN, 2016. Disponível em: <<http://www.quantocustaogas.com.br/comparacoes/>> Acesso em 23/01/2018; 2018.

FUHRMANN, G. L. Análise dos Novos Condicionantes da Oferta Nacional de Gás Natural e a Demanda Termelétrica no Próximo Triênio. **Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE/UFRJ**. 2016 Rio de Janeiro. Disponível em <<http://www.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/gfuhrmann.pdf>>. Acesso em 23/06/2017.

GESEL – GRUPO DE ESTUDOS DO SETOR ELÉTRICO. **Características dos Sistemas Elétricos e do Setor Elétrico de Países e/ou Estados Selecionados**. Projeto de P&D, 2014.

GRAC. **Natural Gas Combined Cycle Combustion Turbines**. Northwest Power and Conservation Council, 2013.

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy Technology Systems Analysis Program**. 2010.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Medium-Term Gas Market Report 2015**. Market Analysis and Forecasts to 2020, 2015.

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Understading Energy Challenges in India**. Policies, Players and Issues, 2012.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **O Mercado de gás natural e a geração termelétrica**, 2016.

ISHIKAWA, M. **Development of High Efficiency Gas Turbine Combined Cycle Power Plant**. Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. 2008.

KRAUSE, Gilson G.; PINTO JR, H. Q. Estrutura e Regulação do Mercado de Gás Natural: especificidades do caso brasileiro. **Nota Técnica**, v. 1, 1998.

MARINI, B. **Advanced Gas Powered Generation as Clean, Efficient, Partner with Renewables**. Siemens, 2014.

MARTINS, G. O cenário de Inserção da geração termoeletrica a partir do gás natural no Brasil. **Revista de ciência & tecnologia**, v. 8, p. 37-41, 2001.

MARTINS, M. S. M. **O Poder Normativo das Agências Reguladoras como Instrumento de Implementação de Políticas Públicas**. Tese de Doutorado. Dissertação (Mestrado em Direito) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2010.

MATHIAS, M. C. P. P. **A formação da indústria global de gás natural: definição, condicionantes e desafios**. Tese de Doutorado em Planejamento Energético/UFRJ, Rio de Janeiro, 2008.

MATHIAS, M. C. P. P.; SZKLO, A. S. Lessons learned from Brazilian natural gas industry reform. **Energy Policy**, v. 35, p. 6478-6490, 2007.

HALLACK, Michelle. **Mecanismo de Governança do Comércio de Gás entre Brasil e Bolívia**. Dissertação de mestrado em Economia da Indústria e da Tecnologia, IE/UFRJ, 2007.

MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Boletim de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural no 122**. Brasília, abril de 2017.

NAKASHIMA, Y., HYAKUTAKE, Y. **MHPS Gas Turbine Development and Operating Experience Wide range GT line-up for different market needs**. Mitsubishi Hitachi Power Systems Americas, Inc. 2014.

NETL. Current and Future Technologies for Natural Gas Combined Cycle (NGCC) Power Plants. ONS (2012). **Plano da Operação Energética 2012/2016 – PEN 2012 – Vol. I – Relatório Executivo**. (Disponível em: www.ons.org.br. Acesso em: Janeiro, 2018).

PETROLEUM, British. BP Statistical Review of World Energy June 2015, 2015. Disponível em: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf>, 2015.

PINTO JUNIOR, Helder Queiroz et al. **Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007, 343 p.

PINTO, Raul Penazzo. **Tarifação na malha de gasodutos de transporte no Brasil: evolução e perspectivas**. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. 2014.

PJM. **Annual Report.**, 2016.

PTC India. **Business Solutions**. 2016.

PWC – PRICEWATERHOUSECOOPER. **Transformación del Setor Eléctrico Mexicano; Implicaciones de la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de la CFE**. México, 2014.

PWC - PRICEWATERHOUSECOOPER. **Changing rules of Indian Power Sector: Empowering the Economy**. 2014, Available in <https://www.pwc.in/assets/pdfs/publications/2015/changing-rules-of-indianpower-sector-empowering-the-economy.pdf>, Acessado em: 09.01.2016.

REGO, E. E. **Proposta de Aperfeiçoamento da Metodologia dos Leilões de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado: Aspectos Conceituais, Metodológicos e suas Aplicações**. Tese de Doutorado apresentada no Programa de Pós-Graduação em Energia da USP, 2012.

REGO, Erik Eduardo. Entendendo a expressiva participação das termelétricas a gás natural no primeiro leilão de energia nova. **Revista Brasileira de Energia**, v. 13, n. 2, p. 89-92. 2007.

ROMEIRO, D. L. **Escolha de Tecnologias de Geração Elétrica: O Índice de Custo e Benefício e a Competitividade de Termelétricas a Gás Natural no Brasil**. Dissertação de Mestrado Apresentada no IE/UFRJ, 2014.

ROSA, Leandro Couto. **Estudo de viabilidade econômica das formas de aproveitamento do gás natural**. Dissertação de Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos, Escola de Química/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2010.

SIOSSHANSI, Fereidoon P. **Evolution of Global Electricity Markets: New paradigms, new challenges, new approaches**, 2013.

TORRES FILHO, Ernani Teixeira. O gasoduto Brasil-Bolívia: impactos econômicos e desafios de mercado. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v. 9, n. 17, p. 99-116, 2002.

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**, 2012.