

PORQUE É DIFÍCIL INTEGRAR OS SETORES DE ENERGIA ELÉTRICA E DE GÁS NATURAL NO BRASIL? UMA ANÁLISE À LUZ DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO

Julio Grudzien Neto⁽¹⁾

Doutorando do Programa de Pós Graduação em Políticas Públicas pela UFPR. Possui mestrado em Políticas Públicas e graduação em Ciências Econômicas pela UFPR. Atua como economista da Companhia Paranaense de Energia – Copel. Também é professor universitário ministrando disciplinas como macroambiente econômico, economia de empresas, introdução à economia, entre outras.

Franklin Kelly Miguel

Doutorando em Engenharia Elétrica pela USP. Possui mestrado em Sistemas de Potência pela UFSC. É engenheiro eletricitista e advogado. Superintendente da Coordenadoria de Assuntos Regulatórios da Companhia de Paranaense de Energia – Copel. Professor da ISAE FGV.

Endereço⁽¹⁾: Rua Coronel Dulcidio 800, 6º andar. Batel – Curitiba – Paraná. CEP: 80.420-170. Tel : +55 (41) 3331-4749. Email: Julio.neto@copel.com

RESUMO

O presente artigo analisou os principais aspectos que dificultam a integração entre o setor elétrico e o setor de gás natural no Brasil, procurando evidenciar como os custos de transação ocupam um papel central neste problema. Para tanto, foi apresentada uma breve revisão da literatura relativa a Teoria dos Custos de Transação, analisando de que maneira fatores como incerteza, especificidade dos ativos e frequência das transações podem interferir nos custos transacionais entre os agentes, determinando, inclusive, a necessidade de estabelecimento hierarquias e de estruturas de governança verticais. Também foram analisados os principais aspectos econômicos e regulatórios presentes no setor elétrico e no setor de gás natural brasileiro, apresentando as complexidades existentes na inserção da geração termelétrica a gás natural no país, a destacar, a difícil conciliação entre a necessidade de flexibilidade na operação das usinas *vis a vis* a viabilidade dos investimentos da indústria de gás natural. Através desta análise, pode-se concluir que uma maior integração entre o setor de energia elétrica e o setor de gás natural no Brasil não deve depender simplesmente da adoção / intensificação de pressões competitivas, mas sim, através de um aparato regulatório mais adequado às características de estrutura e de funcionamento destes dois setores no país.

PALAVRAS-CHAVE: Regulação, Políticas Públicas, Termelétricas, Custos de Transação, Petrobras.

INTRODUÇÃO

O Brasil tem se tornado cada vez mais dependente da geração de energia elétrica por fontes térmicas. A combinação de restrições ambientais para construção de hidrelétricas com grandes reservatórios e a falta de novos potenciais hidráulicos a serem explorados, transformou a base de geração de energia elétrica do país de eminentemente hídrica para hidrotérmica. Atualmente, 65% da capacidade de geração do país advém de fontes hidráulicas e 28% de fontes térmicas (ANEEL, 2015). Em 2001 esta proporção era, respectivamente, de 80% e 8% (ONS, 2015). Das fontes térmicas que compõem a matriz elétrica nacional, em termos de capacidade instalada as principais são: o gás natural (9%), os óleos diesel e combustível (5,5%) e o carvão mineral (2,5%). Até 2023, o Ministério de Minas e Energia planeja uma expansão de 50% da capacidade instalada de geração térmica do país, com uma adição de aproximadamente 8,9 GWatts¹ no parque gerador nacional. Deste acréscimo, o principal combustível utilizado deverá ser o gás natural (BRASIL, 2014).

Seria de se esperar, portanto, que a regulação presente nos setores de energia elétrica e de gás natural fosse capaz de permitir uma estreita integração entre estes setores. Entretanto, na prática isto não tem ocorrido uma vez que a Petrobras, que é o principal agente do setor de gás natural brasileiro, integrou também no escopo de suas atividades a geração de energia elétrica, podendo arbitrar as condições do fornecimento do gás entre suas usinas e as demais concorrentes. Este arranjo subverte uma premissa chave do setor, que prevê competição entre os geradores para venda de energia elétrica às distribuidoras. Analisando o problema sob uma ótica mais voltada à defesa da concorrência, estas dificuldades de integração resultariam da falta de dispositivos que regulassem a atuação verticalizada de geradores nos leilões de energia elétrica. Entretanto, quando se observa o caso com mais atenção, percebe-se a presença de fatores mais complexos e abrangentes.

A despeito disso, como pode ser observado nos trabalhos de MIGUEL& NETO (2011), FARINA *et. al.* (2011) e NETO (2013), a maioria dos estudos que abordam o tema o fazem numa perspectiva mais voltada a analisar somente as distorções presentes nos leilões dos quais a Petrobras participa, pouco se preocupando em investigar as determinantes econômicas, regulatórias e institucionais que agem sobre o fenômeno. Organizados sob a forma de indústrias de rede, ambos os setores guardam características próprias, tais como elevados investimentos, grande especificidade dos ativos e forte tendência à verticalização nas atividades. Tais características já conferem naturalmente grande complexidade para sua articulação e integração. Entretanto, existem outras peculiaridades neste caso que tornam este processo ainda mais problemático.

Diante disso, o objetivo geral deste artigo é analisar os principais aspectos que dificultam a integração entre o setor elétrico e o setor de gás natural no país, evidenciando como os custos de transação podem representar um componente decisivo neste processo. Para tanto, este estudo está dividido em 4 partes. Após esta breve introdução, na seção seguinte serão tratados os principais aspectos relativos à Economia dos Custos de Transação e sua relação com hierarquias e estruturas de governança. Em seguida, na terceira parte, são analisados os principais fatores que dificultam a integração entre os setores de energia elétrica e de gás natural no Brasil, evidenciando as complexidades presentes na inserção da geração termelétrica a gás natural no país e os altos custos de transação envolvidos neste processo. E por fim, na quarta e última parte, serão apresentados os limites do atual modelo para contratação de termelétricas a gás natural no Brasil, que em virtude desta conjunção de fatores tem uma forte tendência à formação de arranjos verticais intrafirma para integração gás natural /energia elétrica.

1. CUSTOS DE TRANSAÇÃO E AS ESTRUTURAS DE GOVERNANÇA

A noção de custos de transação e sua relação com as estruturas de governança se apresentam como conceitos extremamente úteis para compreender os problemas de integração entre o setor elétrico e de gás natural no Brasil. Pondé (1994) define custo de transação como sendo o dispêndio de recursos econômicos para planejar, adaptar e monitorar as interações entre os agentes, garantindo que o cumprimento dos termos contratuais se faça de maneira satisfatória para as partes envolvidas e compatíveis com a sua funcionalidade econômica. Portanto, os custos de transação podem ser entendidos como os custos envolvidos na formulação e na gestão de contratos formais ou informais entre os agentes,

¹Apenas para efeito de comparação, as usinas de Itaipu e Belo Monte tem, respectivamente 14.000 GW e 11.000 GW de capacidade instalada.

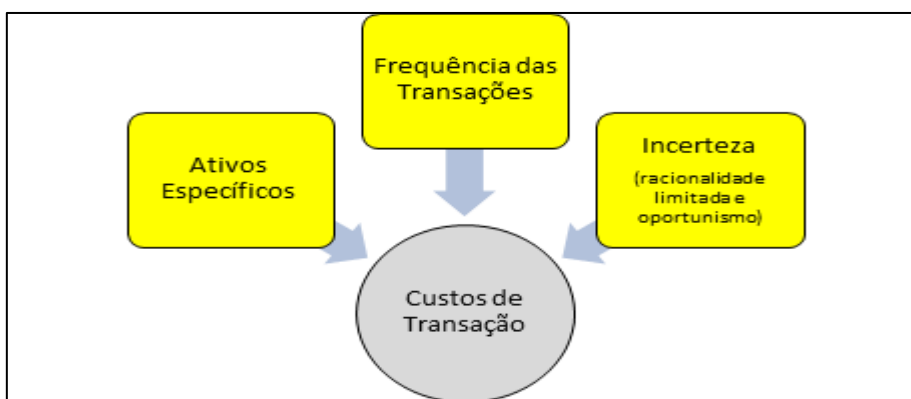
podendo variar significativamente dependendo do ramo ou da atividade produtiva envolvida. De acordo com Williamson (1985), os custos de transação são influenciados por 3 atributos: grau de especificidade dos ativos, frequência nas transações e incerteza.

Para Williamson (1996), a especificidade de um ativo depende de fatores como seu (i) nível de dedicação, decorrente da dificuldade de seu reaproveitamento em outras atividade que não aquelas as quais foram inicialmente concebidos, (ii) da especificidade locacional ou geográfica, devido aos elevados custosde remoção destas estruturas para utilizá-las em outros locais e (iii) da necessidade de coordenação dos investimentos com outros segmentos da cadeia de produção. A especificidade de um ativo também pode ser percebida quando se observa uma perda significativa em seu valor no caso da cessão da transação pela qual ele foi concebido.

Quanto à frequência, Williamson chama a atenção para os custos provocados pela recorrência das transações entre os agentes. Transações eventuais, mesmo na presença ativos específicos, costumam incorrer em custos menores quando comparados aos gastos necessários para o estabelecimento de controles para transações recorrentes. Portanto, a maior frequência nas transações costuma acentuar a complexidade dos contratos, sendo maiores também os custos de transação envolvidos.

O terceiro atributo apontado pelo autor é a incerteza. Sob este aspecto, Williamson (1985) chama a atenção para a presença pressupostos comportamentais que permeiam as relações econômicas e que influenciam grandemente os custos de transação. O primeiro deles é a racionalidade limitada decorrente do fato que a coleta e o processamento das informações por parte dos agentes nunca é suficiente para prever ou antecipar as medidas corretivas necessárias. O segundo pressuposto é o comportamento oportunista, que resulta da presença de assimetrias de informação entre os agentes. Estes pressupostos contribuem para problemas como seleção adversa e risco moral², ampliando as lacunas presentes nos contratos e elevando os custos de transação. A figura I esquematiza a ação destes 3 atributos.

Figura I: Custos de Transação e seus atributos



Elaboração: autores

Para evitar ou minimizar estes efeitos, as empresas buscam estabelecer arranjos produtivos e estruturas de governança, como forma de reduzir os custos de transação aos quais estão sujeitos. Williamson (1985) *apud* Fiani (2002) classifica estas estruturas de governança da seguinte forma:

a) Governança pelo mercado: adotada em situações onde não há grande especificidade nas transações, não demandando grandes esforços em promover as relações hierárquicas entre os agentes. Situação que se aproxima muito das relações de mercado puro;

² Risco moral pode ser entendido como uma forma de oportunismo pós-contratual da parte que possui uma informação privada, podendo dela tirar proveito em detrimento da outra parte envolvida. Nestes casos, a falta de uma constatação prática dos instrumentos contratuais, tais como a especificação clara dos objetos envolvidos no contrato, o entendimento pleno das condições e dos atributos, bem como os termos de transação, podem gerar procedimentos e comportamentos oportunistas. Já o conceito de seleção adversa trata da possibilidade de uma parte contratual conhecer, antes da contratação, detalhes que afetam a avaliação da transação e que são desconhecidos da outra parte. Neste sentido, a parte mais informada em uma relação de transação pode decidir liberar sua informação privada de forma seletiva. Ver mais em Viscusiet *al.* (1995).

b) Governança Trilateral: nela é exigida estabelecimento antecipado de uma terceira parte, tanto na avaliação da execução da transação e em eventuais litígios, sendo mais indicada em transações ocasionais, de nível médio ou mesmo alto de especificidade;

c) Governança Específica de Transação: diante da natureza das transações, há um risco considerável de surgimento de conflitos de solução custosa, tendo como melhor solução o estabelecimento de uma estrutura unificada e hierarquizada, que se intensifica de acordo com a singularidade e especialização dos ativos em questão.

De modo esquemático, o quadro 1 sintetiza a tipificação das estruturas de governança descritas por Williamson levando em conta a especificidade dos ativos e a frequência das transações.

Quadro 1: Características das transações

		Grau de especificidade		
		Não específico	Misto	Específico
Frequência	Ocasional	Governança de mercado	Governança trilateral	Governança trilateral
	Recorrente	Governança de mercado	Governança bilateral (contrato de relação)	Organização interna (Empresa)

Fonte: Williamson (1996)

Deste modo, quanto mais para a direita e para a parte inferior da tabela maior será a tendência da substituição das relações de mercado por transações intra firma, pois a combinação entre a elevada especificidade dos ativos e a maior recorrência torna os custos de transação bastante elevados. Por outro lado, transações ocasionais ou menos frequentes, especialmente em ramos que não empreguem ativos específicos, não necessitariam de hierarquias ou estruturas de governança internas à firma, sendo substituídas por soluções via mercado. Portanto, ativos altamente específicos, frequência nas negociações, racionalidade limitada e comportamentos oportunistas, elevam os níveis de incerteza, dificultando a contratualização, a gestão e o controle das relações entre os agentes, forçando as empresas a estabelecer estruturas de governança para dirimir este problema.

A contribuição de Williamson é especialmente importante para analisar o caso que motiva este estudo. Organizados sob a forma de indústrias de rede, pode-se perceber claramente nos setores de energia elétrica e de gás natural a influência dos atributos descritos, determinando em grande medida seu modo de organização produtiva. A elevada especificidade dos ativos e a necessidade de articulação entre os diversos elos da cadeia de produção imprimem uma forte tendência a formação de estruturas de governança específicas, verticalmente integradas, que buscam não somente menores custos de transação, mas também os ganhos de escala e de escopo delas decorrentes. Este processo também costuma produzir distorções como a ocorrência de ganhos supra normais não repassados aos consumidores, subsídios cruzados e mesmo práticas anti concorrenciais. Para corrigir estas distorções, a regulação costuma restringir a participação de empresas em mais de um segmento da sua cadeia de produção. Neste sentido, grande parte das reformas estruturais implementadas nos setores de infraestrutura a partir do último quartel do século XX buscaram impor diferentes graus de desverticalização às indústrias de rede, emulando a competição nos segmentos em que isso era possível, como nas atividades de produção e comercialização, e incidindo uma forte regulação nas atividades típicas de monopólios naturais, como os segmentos de distribuição e transporte.

Deste modo, a regulação se configuraria num modo de governança intermediária (Governança Trilateral), criando mecanismos de coordenação complementares aos contratos privados e às relações via mercado, nos quais se procura considerar as especificidades destes setores dentro de uma ambiência minimamente competitiva, reduzindo incertezas e minimizando os custos de transação entre os agentes. A este respeito, as reformas nos setores de energia elétrica e gás natural no Brasil caminharam claramente nesta direção. A partir da década de 1990, foram implementadas uma série de medidas com o fito de promover ganhos de eficiência através de pressões competitivas e adaptar a regulação a este novo contexto. Para tanto,

foram segregados os segmentos verticalizados, adotou-se o regime jurídico de concessões para exploração das atividades, foi garantido o livre acesso às redes, implementada uma regulação tarifária mais clara e transparente, além da criação de agências reguladoras³ com o mote de fiscalizar e regular estes setores.

Assim, se por um lado, parte destas reformas desarticularam as estruturas de governança típicas destas indústrias, trazendo maiores incertezas para as empresas que nelas atuam, por outro, o aprimoramento institucional também buscou reduzir os maiores custos de transação emergentes do novo modelo. Entretanto, a despeito destes esforços, as especificidades presentes nos setores de energia elétrica e gás natural no Brasil são de tal ordem, que os modelos de governança impostos pela regulação não tem sido capazes de integrá-los plenamente. Na seção seguinte, serão analisadas quais especificidades contribuem para composição deste quadro.

2. ELEMENTOS INIBIDORES DA INTEGRAÇÃO

De modo geral, além das dificuldades naturais de integração entre estes dois setores, é possível identificar pelo menos 3 fatores que dificultam grandemente este processo no Brasil: (i) os diferentes estágios de maturidade e concentração entre os dois setores, (ii) o modo de operação das usinas termelétricas a gás natural no Brasil e (iii) a ausência de uma regulação inter setorial mais apropriada para esta modalidade de geração.

2.1 MATURIDADE E CONCENTRAÇÃO: REFORMAS E AS PRINCIPAIS DIFERENÇAS

Para melhor compreender os diferentes estágios de maturidade e concentração entre os setores de energia elétrica e de gás natural no Brasil e perceber como estas diferenças afetam sua integração, é necessário fazer uma breve revisão quanto a formação destes setores no país e suas recentes reformas.

A estrutura do setor elétrico brasileiro, até o início da década de 1990, se caracterizava pela presença de monopólios verticalmente integrados, aglutinando as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia. Os agentes eram, na grande maioria, empresas estatais, havendo uma reduzida participação do capital privado no setor. O planejamento e a expansão do sistema eram determinados pelo governo e os investimentos na grande maioria eram suportados por recursos oficiais ou por outros mecanismos de rapasse aos consumidores. Sua estrutura industrial era constituída por diversas concessionárias de serviço público, agrupadas em três categorias (PINTO JR. *et al.*, 2007):

- a) Supridoros regionais: subsidiárias da Eletrobrás como a CHESF, Furnas, Eletrosul e Eletronorte, responsáveis pela operação de usinas geradoras e de grande parte das malhas de transmissão existentes no país;
- b) Concessionárias verticalizadas: empresas estaduais que atuavam nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, fazendo parte deste grupo empresas como CEMIG, COPEL, CESP, CEEE, entre outras;
- c) Empresas distribuidoras: empresas voltadas para o fornecimento de energia aos consumidores finais, algumas delas atuando, excepcionalmente, também como geradoras. Também fazia parte deste grupo, as concessionárias estatais e privadas presentes nos estados.

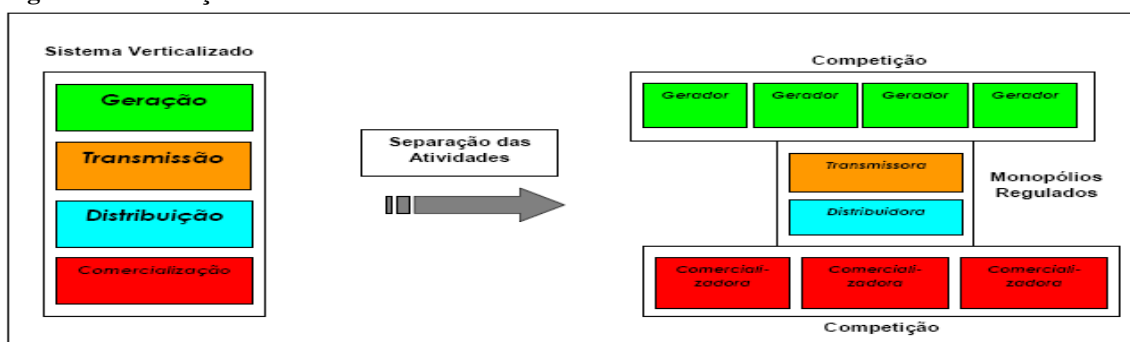
A partir da década de 1990 o setor iniciou um amplo processo de reestruturação. Em 1995 foram aprovadas novas regras quanto ao regime de exploração do serviço. A lei nº 8.987/95 disciplinou o regimento das concessões de serviços públicos e de infraestrutura no país, enquanto que a lei nº 9.074/95 disciplinou as normas para as outorgas e prorrogações das concessões e permissões de serviço público que já estavam em operação. Também foram criadas duas figuras jurídicas de grande importância dentro do novo modelo de organização do setor, o (i) o Produtor Independente de Energia (PIE), que produz energia elétrica para comercializá-la no sistema por sua conta e risco; e (ii) o Consumidor Livre,

³Agência Nacional de Energia Elétrica e Agência Nacional do Petróleo.

com a prerrogativa de adquirir energia fora do mercado cativo das distribuidoras. Deste modo foram lançadas as bases para o um mercado atacadista de energia elétrica no país.

A contratação de energia das distribuidoras e dos consumidores Livres passou a ocorrer diretamente com os geradores, negociando livremente os montantes de energia que necessitassem. Graças a este mecanismo, foi possível o ingresso da competição nos segmentos de geração e comercialização de energia, até então inexistente em função da estrutura verticalizada de várias empresas do setor. Institucionalmente, em 1996 foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em substituição ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE). Em 1998 foram instituídos o Mercado Atacadista de Energia (MAE) e o Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável pela coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica no país. Importante destacar que todas estas medidas buscavam estabelecer uma nova estrutura de organização ao setor, com a preservação dos regimes monopolistas na gestão das redes de transporte (transmissão e distribuição) e a efetivação de um mercado atacadista para que geradores e consumidores pudessem contratar livremente os fluxos energéticos que transitam pelas redes de transporte. A Figura 2 ilustra a transição entre as duas estruturas.

Figura 2: Mudanças estruturais na indústria elétrica brasileira



Elaboração: autores

Assim, a estrutura verticalmente integrada deu lugar à outra mais horizontal, onde as atividades de geração e comercialização passaram a ser competitivas e menos reguladas, enquanto que a transmissão e distribuição, típicos monopólios naturais, foram submetidas à rígidas normas tarifárias, de acesso às redes e de qualidade dos serviços.

Entretanto, a despeito de todas estas mudanças, o setor elétrico ainda não havia assumido seu formato atual. Em 2001 o país foi surpreendido pela necessidade de um racionamento de energia elétrica, evento conhecido como a “Crise do Apagão”. O novo modelo passou a ser fortemente questionado, inclusive quanto aos benefícios econômicos anunciados pela introdução da concorrência no setor (OLIVEIRA, 2011). Tolmasquin (2011) aponta que a estrutura resultante do primeiro ciclo de reformas não foi capaz de equacionar questões como a confiabilidade no suprimento, modicidade tarifária e universalidade dos serviços, necessitando de alterações especialmente em seu arranjo institucional. Diante disto, em 2004 foi iniciado um novo movimento de reformas. Parte do marco regulatório do setor foi alterado com a promulgação da Lei nº 10.848 e do Decreto nº 5.163, que introduziram novas regras para a comercialização da energia elétrica no país, buscando diminuir os riscos de falta de suprimento até então muito presentes. As mudanças mais importantes se fixaram no mercado atacadista de energia, através da adoção de leilões para contratação de energia por parte das distribuidoras para atender o mercado regulado. Para dar suporte a este novo arranjo, foi necessário fortalecer o aparato institucional vigente à época com a criação de novos agentes institucionais, dentre os quais se destacam o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em substituição ao MAE e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Autores como Tolmasquin (2011), Nery (2012), entre outros, destacam que graças a estas reformas foi possível introduzir uma maior competitividade resultando em benefícios para o setor. Neste sentido, os leilões de energia assumiram um papel importante e permitiram a criação das condições necessárias para a expansão da capacidade da geração do país de modo eficiente e seguro. Prova disto que, a partir de 2005 a expansão da geração e da transmissão tem sido contratada através de leilões promovidos pela ANEEL de modo contínuo e sem sobressaltos. Entretanto, questões como tarifas elevadas, o peso excessivo dos

impostos e a incidência de vários encargos setoriais sobre os consumidores e usuários, além da possibilidade o risco de novos racionamentos, indicam que o modelo ainda carece de aprimoramentos (OLIVEIRA, 2011)⁴. De qualquer modo, vale ressaltar que o setor elétrico brasileiro apresenta uma estrutura consolidada, sendo a segunda principal fonte de energia utilizada no país, representando 17% da matriz energética nacional (EPE, 2014). A demanda por energia elétrica é diversificada entre os segmentos residencial, comercial, industrial e consumidores livres. O mercado atacadista de energia elétrica é representativo e responde por quase um quarto de toda energia elétrica comercializada no país (CCEE, 2015). Este grande número de consumidores livres enseja um complexo sistema de comercialização e contabilização de energia, típico de mercados mais maduros. Do ponto de vista operativo, a atuação centralizada e independente das usinas e linhas de transmissão por parte do ONS permite a maximização dos recursos energéticos do sistema, proporcionando ganhos de coordenação importantes⁵.

Quanto ao setor de gás natural, é possível perceber uma série de diferenças, a começar por sua menor representatividade na matriz energética nacional, sendo responsável por 7 % do suprimento de energia do país. A combinação de baixa disponibilidade de reservas e a maior facilidade de acesso a outras fontes, como a energia elétrica, acabaram por conter o desenvolvimento da indústria do gás natural no Brasil até o início da década de 1980, atrasando seu desenvolvimento (ANP, 2009). Somente após a descoberta de reservas de petróleo e gás na Bacia de Campos e, posteriormente, com a delegação do monopólio da distribuição de gás aos Estados conferido pela Constituição Federal de 1988, é que o setor apresentou os primeiros avanços (PINTO JR. *et al.*, 2007).

Sua reestruturação institucional e produtiva também teve início em meados da década de 1995 e, aos moldes do setor elétrico, objetivava promover um ambiente capaz de estimular a concorrência e promover novos investimentos (ALVEAL, 1998). Um marco importante deste processo foi a Lei nº 9.478 de 1997, mais conhecida como Lei do Petróleo, que ratificou a propriedade da União sobre os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos. Também foi criada a Agência Nacional do Petróleo (ANP), com a função de promover a regulação, a contratação e a fiscalização do setor. No tocante ao estímulo à competição, determinou-se a separação das atividades ao longo da cadeia, desagregando as etapas de produção, transporte e distribuição de gás natural, bem como a permissão de acesso a terceiros nas infraestruturas de transporte. No que tange a expansão da oferta, um evento importante para o setor foi a importação de gás da Bolívia que, através da operação do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) a partir de 1999, aumentou significativamente a oferta de gás natural no país. Do lado da demanda, o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) também representou um marco importante para o setor, pois tinha como mote incentivar o investimento necessário à implantação de usinas termelétricas a gás natural devido seu grande consumo do insumo, permitindo ancorar parte da demanda do energético no país.

Entretanto, mesmo com todas estas mudanças, os resultados obtidos ao longo da década de 2000, em termos de aumento da competição e na atração de novos investidores mostraram limitados, denotando que o marco regulatório até então estabelecido foi incapaz de tratar adequadamente das especificidades da indústria do gás natural brasileira. Sob este aspecto, Ferraro (2010) aponta para dois problemas que contribuíram muito para este resultado: (i) a manutenção da estrutura industrial pré-existente, que impunha severas barreiras à novos agentes no setor, especialmente no segmento de transporte e (ii) a grande assimetria de custos de transação entre as empresas, beneficiando a Petrobras em detrimento de potenciais entrantes. Portanto, a liberalização do ingresso de novos agentes na indústria de gás natural nacional foi incapaz de estimular a competição, uma vez que a posição privilegiada da Petrobras, herdada do monopólio estatal, desencorajou o ingresso de novos investimentos.

⁴Uma mudança recente no setor, e que a despeito da importância, não interfere no problema analisado por este estudo, foi a antecipação da prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição, outorgadas anteriormente em 1995 e que teriam seu vencimento em 2015. Pela legislação atual, estas concessões deveriam ser relicitadas ao final do prazo da concessão, contudo, justificando através do risco de “descontinuidade” dos serviços, o governo emitiu a Medida Provisória Nº 579/2012, o Decreto Nº 7.803/2012 e a Lei Nº 12.783/2013 prorrogando antecipadamente as referidas concessões por mais trinta anos, para aqueles concessionários que aceitassem as novas regras propostas. Só no segmento de geração, a capacidade instalada com concessões vincendas até 2017 representava aproximadamente 20% do parque gerador brasileiro. Os concessionários que aderiram ao programa tiveram a energia de suas usinas alocadas para as distribuidoras através de cotas, ficando fora dos ambientes de comercialização. Com relação ao modelo de comercialização existente, a medida não trouxe mudanças, mantendo inalteradas as condições vigentes.

⁵Segundo Pires (2005), a coordenação proporcionada pelo ONS equivale a um acréscimo de 20% na capacidade instalada do sistema.

Para tentar corrigir alguns destes pontos, em 2009 foi promulgada a Lei nº 11.909⁶, desencadeando um novo conjunto de reformas especialmente em seu segmento midstream, disciplinando as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização. Medidas como o estabelecimento de um regime de concessões para a exploração das atividades, a regulação dos contratos de concessão, a adoção de mecanismos de concurso aberto (chamada pública), a regulação do livre acesso, entre outras, foram implementadas com o objetivo de reafirmar a necessidade de aumento da competitividade e proporcionar um incremento dos investimentos no setor. Porém, a despeito das mudanças introduzidas pelo novo marco regulatório, a estrutura do setor apresentou poucas mudanças.

Atualmente, 98% da produção nacional está concentrada em apenas dez produtores, sendo que a Petrobras responde por 82% deste total. Além disso, a empresa possui quase 100% da infraestrutura de transporte nacional e 51% da infraestrutura de importação (GASBOL). No segmento de distribuição de gás natural, detém participação acionária em quase todas as distribuidoras país (ANP, 2011). No tocante ao mercado consumidor nacional, observa-se também uma grande concentração, com o setor industrial respondendo por aproximadamente 43% de todo o consumo nacional insumo e a produção de eletricidade por 47%. Para os demais segmentos como o automotivo, o residencial e o comercial a participação na demanda é bastante modesta, representando, respectivamente, 5%, 0,9% e 0,8% do total consumido no país (EPE, 2014). Importante destacar, que esta estratificação torna o setor muito vulnerável à flutuações na demanda dos dois principais grupos consumidores. Diferentemente do setor elétrico, o mercado atacadista de gás natural ainda é incipiente e o setor sequer conta com a operação centralizada aos moldes do ONS.

Portanto, a despeito das semelhanças institucionais, os estágios de desenvolvimento entre os setores no Brasil são discrepantes. O quadro 2 traça um comparativo buscando evidenciar as diferenças de maturidade através de alguns marcos e características entre os dois setores.

Quadro 2: Comparativo entre os setores de energia elétrica e gás natural no Brasil

	Setor Elétrico	Setor de GN
Tipo de indústria	Indústria de Rede	Indústria de Rede
Participação na Matriz Energética Nacional	17%	7%
Agência Reguladora	ANEEL- instituída em 1996	ANP- instituída em 1997
Produção	Mais pulverizada, maior participação de capital privado	Concentrada grandemente sobre a Petrobras
Consumo	Diversificado entre as diferentes classes de consumo	Concentrado no setor industrial e termelétrico
Consumidor livre	Instituído em 1995	Instituído em 2009
Mercado Atacadista	Robusto, responsável por quase um quarto da eletricidade comercializada no país	Estágio inicial, pouco representativo
Operação centralizada	ONS	Não há
Livre acesso	Regulado desde 1995	Regulado somente a partir de 2009

Elaboração: autores

Comparativamente, as reformas institucionais ocorreram sempre de modo antecipado no setor elétrico, para depois ocorrerem depois no setor de gás natural. Em alguns casos, como na criação da figura do Consumidor Livre e na garantia de livre acesso às redes, a implantação das medidas deu no setor de gás natural quase 14 anos depois. Além disso, a estrutura produtiva mais pulverizada, o consumo diversificado e o mercado atacadista representativo são outros sintomas do maior grau de maturidade em que se encontra o setor elétrico brasileiro. Estes diferentes estágios de desenvolvimento e concentração dificultam a integração entre os setores, pelo menos, por duas razões.

⁶Regulamentada em parte pelo Decreto nº 7.382 de 2 de dezembro de 2010.

Primeiramente, a concentração verificada na produção e no transporte do gás natural no país, gerando uma grande assimetria entre a Petrobras e os demais agentes. Tal fato amplia as incertezas para contratação do gás por parte dos geradores termelétricos, uma vez que há um forte acoplamento do setor às decisões da estatal, ficando restritas as alternativas no fornecimento de gás natural por outros fornecedores. Apesar das reformas implementadas, esta estrutura não foi alterada significativamente e não deve apresentar grandes mudanças no curto e médio prazo. Vale lembrar que esta concentração é uma característica decorrente do modelo de implantação do setor no Brasil, que foi constituído através de um monopólio estatal verticalizado necessário para viabilizar o estabelecimento da indústria através dos seus ganhos de escala, de coordenação e redução de custos de transação.

O segundo ponto é a forte dependência do setor em relação à demanda de gás natural dos segmentos industrial e de geração de eletricidade. Importante destacar, que por serem grandes consumidoras de gás natural, as termelétricas comumente desempenham um papel importante para a viabilização da implantação da infraestrutura de redes, ancorando a demanda do insumo em função da larga escala que exigem. Nestes casos, costumam surgir também novas oportunidades para a ocupação da infraestrutura, aproveitando as economias de escopo decorrentes deste processo. Entretanto, a geração termelétrica no Brasil é preponderantemente complementar à geração hidráulica, fazendo com que estas usinas operem de modo flexível, o que produz grande volatilidade na demanda. Entretanto, apesar de existirem instrumentos contratuais que protejam o supridor e o transportador do gás natural destes efeitos⁷, as incertezas quanto à efetiva ocupação da infraestrutura estão sempre presentes. Além disso, exceto pelo segmento industrial, as demais classes de consumo têm uma participação na demanda bastante reduzida, dificultando a alocação deste excesso de capacidade para outros segmentos.

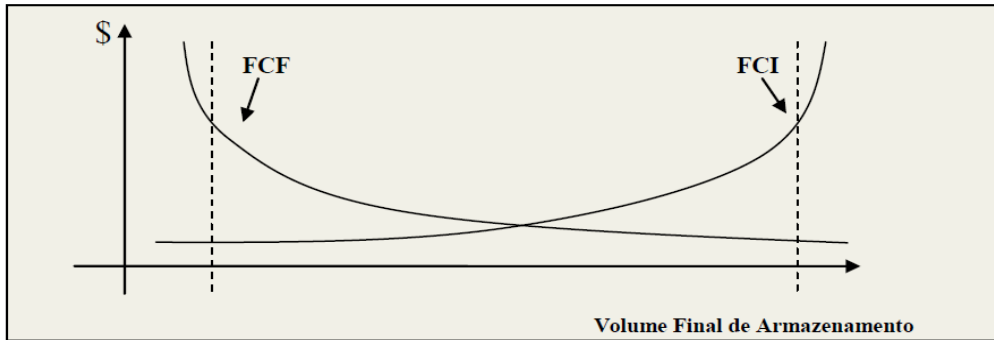
Portanto, seja sob a ótica do gerador termelétrico ou do supridor do gás natural, os diferentes níveis de desenvolvimento e concentração entre os dois setores produzem um conjunto de incertezas que permeiam a atuação destes agentes. Soma-se a isso, a elevada especificidade dos ativos envolvidos e a necessidade de contratos de longo prazo para viabilizar os investimentos, e o resultado são custos de transação bastante elevados, resultando na formação de estruturas de governança mais rígidas e verticalizadas.

2.2 MODO DE OPERAÇÃO DAS USINAS TERMELÉTRICAS NO BRASIL

O órgão responsável pela operação, coordenação e controle das usinas e linhas de transmissão no Brasil é o Operador Nacional do Sistema (ONS). Dentro do modelo institucional do setor, o ONS atua de modo independente buscando otimizar os recursos eletro-energéticos do sistema através de um ponto ótimo entre o custo mínimo de geração e a gestão dos níveis dos reservatórios. Suas decisões estão acopladas no tempo, sendo necessário avaliar as consequências futuras de uma decisão presente, que se traduz em escolher entre o benefício presente do uso da água *versus* o benefício futuro de seu armazenamento (PEREIRA, 2006). A Figura 2 ilustra este problema no horizonte de decisão do operador.

Figura 2: Função de custos imediatos versus função de custos futuros

⁷Dois instrumentos muito usuais nestes casos são as cláusulas “take-or-pay” e “ship-or-pay”. Tais cláusulas representam um instrumento financeiro para reduzir a volatilidade da remuneração do produtor e do transportador do gás. Nos contratos que possuem cláusulas de take-or-pay, o comprador do gás é obrigado a comprar um montante de gás natural pré-determinado, definido como um percentual associado ao total contratado, que representa um volume mínimo determinado de gás mensal e anual, seja o gás consumido ou não. Na cláusula ship-or-pay, o consumidor do gás contrata um percentual fixo da capacidade de transporte do gasoduto ou da infraestrutura do transporte, independente do volume transportado. Importante ressaltar que se por um lado estas cláusulas trazem certeza necessária para viabilizar a produção, por outro elas oneram consideravelmente os custos das Usinas Térmicas.



Fonte: Silva (2001)

A figura 2 mostra que o benefício de um custo imediato baixo, representado pela Função de Custo Imediato (FCI), deve ser avaliado diante da possibilidade de elevação dos custos futuros representados pela Função de Custo Futuro (FCF) em função de um volume final de armazenamento menor. Por outro lado, custos elevados no presente podem ser compensados com a redução dos custos de geração no futuro em função de um maior volume final de armazenamento. Deste modo, quando da escolha sobre quais usinas devem ser acionadas, a decisão do operador consiste em quanto turbinar de água dos reservatórios e/ou quanto gerar através de usinas térmicas, devendo ponderar os custos futuros e imediatos de operação.

Para tomar estas decisões o ONS aciona as usinas seguindo uma ordem crescente de Custos Marginais de Operação (CMO)⁸, até que a demanda do sistema seja plenamente atendida. Na prática, o operador avalia dentre as usinas disponíveis em seu deck de operação, qual apresenta o menor CMO para aquele momento, procedendo então o seu despacho. No caso das termelétricas, o principal componente do CMO são os gastos com combustível (gás natural, carvão ou óleo combustível, entre outros) acrescidos dos custos de depreciação dos equipamentos, operação e manutenção das plantas geradoras. Para as hidrelétricas, porém, o cálculo do CMO é bem mais complexo, pois, para estas usinas, o custo do combustível é no presente praticamente nulo e seus custos associados à manutenção e operação também são bastante reduzidos. Assim, se o ONS tomasse como base para sua operação o custo da água como sendo próximo de zero, os reservatórios das usinas seriam rapidamente esgotados, levando o sistema a um risco crítico de racionamento. Para evitar esta distorção, é atribuído à água um custo de oportunidade, conferindo-lhe assim um valor que representa o “desestoque” incremental dos reservatórios (SILVA, 2001).

A valoração atribuída à água armazenada nos reservatórios resulta de modelos de previsão que consideram uma gama enorme de informações, como as séries históricas relativas às aflúências nas bacias hidrográficas do país dos últimos 80 anos, condições hidrológicas atuais, preços dos combustíveis, disponibilidade de equipamentos no sistema, necessidades energéticas e elétricas futuras, entrada em operação de novos empreendimentos de geração e transmissão, entre outros. Assim, obtém-se o Custo Marginal de Operação que reflete o valor implícito da água armazenada podendo compará-la com custo marginal das usinas termelétricas no momento da operação do sistema (BRANDÃO, 2009).

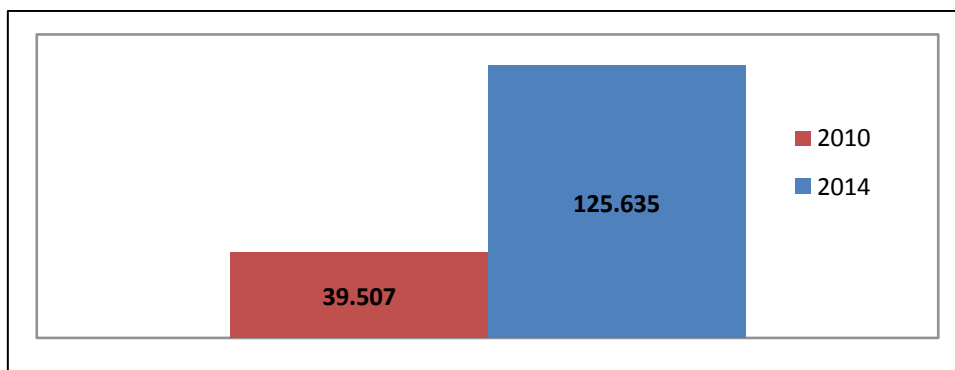
Assim, em períodos de hidrologia favorável o CMO calculado para as usinas hidrelétricas tende a assumir valores reduzidos. Neste cenário, as térmicas por apresentarem CMOs mais elevados são despachadas ao mínimo. Por outro lado, quando o regime hidrológico não é favorável ou diante de alguma restrição do sistema, o CMO das hidrelétricas se eleva, entrando na ordem do mérito econômico as usinas térmicas, que são despachadas pelo ONS para garantir o atendimento às cargas do sistema numa escala crescente de custos de operação. Portanto, com base nos custos de geração apresentados pela usinas termelétricas e na precificação atribuída a um eventual déficit de energia, o operador do sistema determina quanto de energia hidráulica e quanto de energia térmica deve ser gerada em cada momento da operação (SILVA, 2001). Como a base de geração é predominantemente hídrica, esta complementaridade permite que se gere eletricidade a custos mais baixos em boa parte do tempo⁹, conferindo mais segurança no suprimento nos períodos em que é preciso. Entretanto, este caráter intermitente provoca grande volatilidade nos montantes de energia térmica gerada, que pode apresentar grandes variações entre um ano e outro ou

⁸Custo Marginal de Operação representa o custo adicional em Reais (R\$) para a geração de um de 1 megawatt para o sistema.

⁹Importante destacar que o CMO para as usinas hidrelétricas representa apenas um parâmetro virtual para comparação com o custo das térmicas, não sendo repassado este valor através das tarifas.

mesmo durante os meses do ano. Na figura abaixo é possível observar um exemplo desta variação, se valendo da comparação entre dois anos com cenários hidrológicos distintos.

Figura 3: Geração térmica no Brasil – em GWh



Fonte: ONS

Elaboração: autores

Como se pode perceber, o montante de geração térmica em 2014 foi três vezes maior que em 2010. Esta diferença se deve, em grande medida, porque em 2010 o regime de chuvas foi favorável, determinando um despacho termelétrico menor. Em 2014, porém, as chuvas ocorreram bem abaixo da média, o que exigiu uma maior complementação da termelétricidade à base hídrica. Tal variação, que não é incomum dentro da operação do sistema, representa um problema para o dimensionamento da infraestrutura do gás, que deve prever uma capacidade de transporte e processamento elevada para o atendimento destas usinas, mas que muito frequentemente não é ocupada na sua plenitude em razão do despacho hidrotérmico.

Além disso, nos períodos em que há intensificação no uso do insumo, a infraestrutura também pode se revelar insuficiente, expondo os geradores à incertezas quanto ao pleno atendimento no fornecimento do gás. Recentemente, isto ficou evidenciado em 2 momentos. Primeiro, no final de 2006, quando o ONS realizou um teste de disponibilidade das termelétricas que utilizam gás natural como combustível. O resultado foi uma geração em média 43% abaixo da programada para o conjunto das usinas em teste, sendo que 85% deste total foi motivado pela indisponibilidade de gás natural (ANP, 2007). Pouco depois, no final de 2007, foi realizado novo teste, onde estas usinas foram despachadas simultaneamente para verificar novamente a capacidade real de fornecimento do gás e mais uma vez verificou-se a impossibilidade de atendimento simultâneo a todas as classes de consumo. Outro elemento de incerteza neste cenário é a dependência do país do gás importado da Bolívia, que hoje representa cerca de 30% da oferta nacional do insumo (MME, 2014) e está sujeito à frequente instabilidade político-institucional daquele país.

Assim, apesar das vantagens em termos de segurança energética e de custos de geração, a preponderância hídrica da matriz elétrica nacional representa elemento complicador para o processo de integração entre industriais de energia elétrica e de gás natural no Brasil. O fato de não operarem na base do sistema, sendo acionadas somente quando necessário, representa um elemento complicador para o dimensionamento e a ocupação da infraestrutura gasífera no país. Por outro lado, os geradores, mesmo que de posse dos contratos de suprimentos de gás, não estão totalmente livres de uma eventual falta do combustível nos períodos em que a sua demanda se encontrar aquecida.

Portanto, o modo de operação das termelétricas a gás natural no país expõe um ambiente de incertezas que, em grande medida, resulta da oposição de interesses entre o setor elétrico e o de gás natural, onde o primeiro requer flexibilidade para operação das usinas e o segundo necessita de demanda firme para viabilização dos investimentos. Estes interesses difíceis de serem conciliados, elevam os custos de transação entre os agentes ensejando o estabelecimento de estruturas de governança mais rígidas e verticalizadas.

2.3 AUSÊNCIA DE REGULAÇÃO INTER SETORIAL

Araújo Jr. (2005) destaca que a regulação dos setores de infraestrutura apresenta um elevado grau de complexidade para a administração pública na superação de três grandes desafios: gerar grandes volumes agregados de investimentos, assegurar as condições institucionais compatíveis com a formação de configurações eficientes em cada setor e impedir condutas empresariais contrárias ao interesse público. Neste sentido, ao se observar as mudanças no aparato regulatório e institucional do setor elétrico e de gás natural ocorridas nas últimas duas décadas, percebe-se que, em maior ou menor grau, estes objetivos tem sido perseguidos. Entretanto, este processo tem ocorrido em paralelo, onde cada setor tem estabelecido seu regramento de modo independente, com timings diferentes, resultando num vazio regulatório em que se encontra a geração termelétrica a gás natural no Brasil.

A despeito disso, é importante reconhecer que alguns dispositivos, criados no âmbito específico de cada setor, tem contribuído para promover uma maior aproximação destes ramos. Um exemplo disso são os contratos por disponibilidade¹⁰, que permitiram que os riscos de geração deixassem de ser totalmente alocados sobre os geradores. Este mecanismo representou um importante instrumento para a consolidação das usinas térmicas a gás natural dentro da matriz elétrica do país, pois distribuiu parte dos custos de contratação do gás sobre os consumidores de energia elétrica. Contudo, medidas como esta não devem ser suficientes para promover a plena integração entre os dois setores. A este respeito, Colomer&Hallack (pág. 602, 2012) destacam que a regulação deve buscar a criação de mecanismos alternativos de coordenação que sejam complementares aos contratos, reduzindo os riscos e consequentemente os custos de transação entre os agentes. Deste modo, diante da ausência de regulamentos que considerem de maneira apropriada as especificidades desta modalidade de geração no Brasil, dificilmente este processo ocorrerá sem o estabelecimento de estruturas de governança mais rígidas e específicas como as que têm se verificado.

3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente artigo buscou analisar os principais aspectos que dificultam a integração entre o setor elétrico e o setor de gás natural no Brasil, procurando evidenciar como os custos de transação ocupam um papel central neste problema. Diante disso, foram apontados três determinantes que, combinados com as características naturais destes segmentos, contribuem decisivamente para as dificuldades de integração. São eles: os diferentes estágios de maturidade e concentração entre os setores de energia elétrica e gás natural no país, a maneira como as termelétricas a gás natural operam no país, e a ausência de um aparato regulatório apropriado que contemple as especificidades desta modalidade de geração no país.

Com relação ao primeiro determinante, após um breve histórico sobre as mudanças recentes nas estruturas dos dois setores, foi destacado de que maneira a forte assimetria da Petrobras em relação aos demais agentes e a demanda concentrada e pouco diversificada do gás natural no Brasil inibem a integração entre os dois setores. Quanto ao modo de operação das usinas, buscou-se evidenciar as complexidades presentes na operação do sistema elétrico brasileiro, ressaltando o papel complementar da geração termelétrica a gás natural no país e a dificuldade em conciliar a necessidade de flexibilidade na operação das usinas *versus* a viabilidade dos investimentos da indústria de gás natural. Quanto a ausência de uma regulação apropriada ressaltou-se que, a despeito de existir um aparato que regule esta modalidade de geração, ele não tem sido capaz de proporcionar a coordenação necessária para melhor permitir a integração entre os dois setores.

Importante destacar que estes três determinantes resultam, em maior ou menor grau, na ampliação das incertezas sobre os agentes com conseqüente aumento dos custos de transação. Soma-se a isso, a presença de ativos altamente específicos, os elevados investimentos e a necessidade de articulação entre os diversos segmentos da cadeia de produção, e o resultado é o surgimento de arranjos produtivos que

¹⁰Nesta modalidade de contratação o gerador não vende a energia, mas sim a disponibilidade da usina para o sistema. Deste modo, se estabelece uma relação contratual semelhante a um arrendamento em que o investidor recebe um valor fixo para disponibilizar uma determinada capacidade de geração ao sistema, tendo reembolsado seus custos variáveis de operação quando a usina é despachada ou o custo de exposição ao mercado de curto prazo quando usina não entra na ordem de mérito do despacho do ONS.

tendem a formação de estruturas verticalizadas. A este respeito, por mais que os custos de transação não possam ser apontados como as únicas razões para a verticalização verificada na geração termelétrica a gás natural no Brasil, é inegável a sua importância no estabelecimento deste fenômeno. Neste sentido, Joskow (2010, pág. 584) destaca que “... The overwhelmingly conclusion of this large number of empirical studies is that specific investments and other attributes that affect transaction costs are both statistically and economically important causal factors influencing the decision to vertically integrate....”.

Diante disso, a simples intensificação da concorrência, com restrições à atuação da Petrobras nestes leilões, não deve ser capaz de permitir uma maior integração entre os setores de energia elétrica e gás natural no Brasil. Sob este aspecto, importante lembrar que diante das características assumidas por estes setores no Brasil e do modo de operação destas usinas, surgem dúvidas quanto a capacidade do mercado em preencher os espaços que seriam deixados pela estatal. Por outro lado, a manutenção das condições atuais de competitividade nestes leilões pode levar a Petrobras a ter uma concentração ainda maior neste segmento, passando a atuar como um monopolista também na geração termelétrica, e o que é pior, sem uma regulação adequada. De qualquer modo, independente do caminho que se adote, as medidas e serem tomadas no sentido de promover uma maior integração entre os dois setores devem buscar uma redução das incertezas entre os agentes com consequente redução dos custos de transação envolvidos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Banco de Informações de Geração. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>>. Acesso em: 10/03/2015.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Evolução da Indústria Brasileira de Gás Natural: aspectos técnico-econômico e jurídicos. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=41546&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1305811016562>>. Rio de Janeiro : ANP, 2009. Acesso em: 10/12/2014.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2011. Análise da Regulamentação, da Estrutura da Indústria e da Dinâmica de Formação dos Preços do Gás Natural no Brasil. ANP. Disponível em:

<http://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CB4QFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.anp.gov.br%2F%3D58828&ei=ZokVVca1LsnZsATJoYKAAw&usg=AFQjCNF6QnWJ8uiwsz2CewQkdFCU5BMyQ&bvm=bv.89381419,d.cWc>. Acesso em: 10/03/2015.

Alveal, C. ,1998. Organização Regulatória da Indústria Brasileira do Petróleo: Relatório Final para a Pesquisa Reforma do Estado e Regulação dos Setores de Infra-estrutura no Brasil: um Projeto Integrado de Docência e Pesquisa. Rio de Janeiro. Convênio IE/UFRH-MARE/CAPES/FINEP/CNPq

Araújo Jr., J. T. de., 2005. Regulação e concorrência em setores de infraestrutura. Rio de Janeiro: Instituto Nacional de Altos Estudos (INAE).

Brandão, L. G. L., 2009. Análise de risco em novos empreendimentos considerando o índice de custo benefício. 102 f. Dissertação de Mestrado. Universidade de Brasília, Brasília.

Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2023. Brasília: MME/EPE, 2014. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202023.pdf>>. Acesso em: 26/03/2015.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Disponível em: <www.ccee.org.br>. Acesso em: 05/03/2015

Empresa de Pesquisa Energética (Brasil). 2014. Balanço Energético Nacional 2014: Ano base 2013 / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro : EPE.

Farina, E. M. M. Q.; Filho, E. M. G.; Brasil, E. U., 2011. Efeitos Anticompetitivos da Participação da Petrobras nos Leilões de Venda de Energia Gerada por Termelétricas. Tendências. São Paulo.

- Ferraro, M. C. ,2010. Estruturas de incentivo ao investimento em novos gasodutos: uma análise neo-institucional do novo arcabouço regulatório brasileiro. Tese do Doutorado. Rio de Janeiro: UFRJ/IE.
- Ferraro, M. C.; Hallack, M.,2012.The development of the natural gas transportation network in Brasil: Recent changes to the gas law its role in co-ordinating new investments. *Energy Policy* 50, p. 601-612.
- Fiani, R., 2002. Teoria dos custos de transação. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, I. (Org.). *Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil*. Rio de Janeiro: Campus, p. 267-306.
- Joskow, P., 2010.Vertical integration, *Antitrust Bulletin* 55 (3). 2010, p.545–586.
- Miguel, F. K.; Neto, J. G.,2011. Análise da (In) Viabilidade Econômico-Financeira das UTES Existentes nos Leilões de Energia. In: *Seminário de Planejamento Econômico-Financeiro do Setor Elétrico*, 16., 2011, São Paulo. Anais. São Paulo.
- Ministério de Minas e Energia., 2014. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria De Gás Natural*. Edição N°. 89 –Agosto de 2014. Rio de Janeiro.
- NERY, E., 2012. *Mercados e regulação de energia elétrica*. Rio de Janeiro: Interciência.
- Neto, J. G., 2013. *Aspectos Regulatórios e Competitivos da Contratação de Usinas Térmicas d Gás Natural no Brasil*. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal. Curitiba
- Oliveira, A., 2011. *Setor elétrico: desafios e oportunidades*. Brasília: CEPAL/IPEA, 2011. (Textos para Discussão CEPAL-IPEA, 33).
- Operador Nacional do Sistema (ONS). Disponível em: <www.ons.org.br>. Acesso em: 10/03/2015.
- PEREIRA, A. F. S., 2006. *Planejamento da operação energética e da manutenção no sistema hidrotérmico de potência brasileiro*. Dissertação de Mestrado - Universidade de Campinas, Campinas.
- Pinto Jr., H. Q., 2007. (Org.). *Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*. Rio de Janeiro: Campus.
- Pondé, J. L., 1994 . *Coordenação, custos de transação e inovações institucionais*. Texto para discussão. Campinas, Unicamp.
- SILVA, E. L. da., 2001. *Formação de preços em mercados de energia elétrica*. Porto Alegre: Sagra Luzzinato.
- Tolmasquim, M. T., 2011. *Novo modelo do setor elétrico brasileiro*. Rio de Janeiro: Synergia; EPE.
- Viscusi, W. K.; Vernon, J. M.; Harrington Jr., J. E., 1995. *Economics of regulation and antitrust*. 2. ed. Cambridge: The MIT Press.
- Williamson, O. E., 1985. *The economic institutions of capitalism: firms, markets, relational contracting*. New York: Free Press.
- Williamson, O. E.. *The Mechanism of Governance*. Oxford University Press, New York, 1996