



## **A PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL**

**Superintendência de Infraestrutura e Movimentação - SIM**

Setembro de 2018

## **Diretoria Técnica**

José Cesário Cecchi

## **Superintendente de Infraestrutura e Movimentação**

Helio da Cunha Bisaggio

## **Superintendente Adjunta**

Luciana Rocha de Moura Estevão

## **Assessor**

Marco Antonio Barbosa Fidelis

## **Equipe Técnica**

Alessandra Silva Moura  
Almir Beserra dos Santos  
Amanda Wermelinger Pinto Lima  
Bruno Felipe Silva  
Eduardo de Godoy Assumpção  
Felipe da Silva Alves  
Guilherme de Biasi Cordeiro  
Jader Conde Rocha  
Leandro Mitraud Alves  
Leonardo Jardim da Silva Faria  
Luciano de Gusmão Veloso  
Magno Antonio Calil Resende Silveira  
Marcello Gomes Weydt  
Márcio Bezerra de Assumpção  
Marcus Vinicius Nepomuceno de Carvalho  
Maria Ferreira Morris  
Mário Jorge Figueira Confort  
Mina Saito  
Priscila Raquel Kazmierczak  
Thiago Armani Miranda  
Thiago Bandeira de Melo Ferreira Custódio  
Willian dos Santos Fontes

## **Responsáveis pela Elaboração da Nota Técnica**

Amanda Wermelinger Pinto Lima  
Leandro Mitraud Alves  
Luciano de Gusmão Veloso  
Marco Antonio Barbosa Fidelis

## ÍNDICE

I – INTRODUÇÃO.....	4
<i>PARTE 1 - O PODER DE MERCADO DA PETROBRAS</i>	
II – EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (E&P) .....	5
III – ESCOAMENTO .....	8
IV - PROCESSAMENTO .....	11
V – IMPORTAÇÃO .....	11
V.1 Por terminais de GNL .....	13
V.2 Por gasodutos.....	17
VI – TRANSPORTE .....	17
VII – COMERCIALIZAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO.....	24
VII.1 Monopsônio no Upstream e monopólio com self-dealing no Downstream.....	24
VII.2 A comercialização x o monopólio natural estadual do serviço de distribuição .....	25
<i>PARTE 2 - MEDIDAS PARA PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA</i>	
VIII – ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS ESSENCIAIS .....	28
IX – A DESVERTICALIZAÇÃO DOS MONOPÓLIOS NATURAIS.....	29
IX.1 Transporte .....	29
IX.2 Distribuição .....	33
X – A PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA VIA PREÇO.....	34
X.1 O poder de estabelecer preços sem concorrência da Petrobras.....	34
X.2 A necessidade de um programa de Gas Release.....	36
XI – CONCLUSÃO.....	39
XII – ANEXOS .....	40



Nota Técnica nº 014/2018-SIM

Rio de Janeiro, 21 de setembro de 2018

## **ASSUNTO: A PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA NA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL**

### **I – INTRODUÇÃO**

Com a decisão estratégica da Petrobras de vender parte de seus ativos no setor de gás natural, foi identificada a urgência do aumento da concorrência neste setor, que é controlado pelo agente incumbente desde os gasodutos de escoamento da produção até a venda do gás natural às distribuidoras e, em muitos casos, até os consumidores finais.

Para tanto, o governo criou o Programa Gás para Crescer com o objetivo de “propor medidas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás, tendo em vista a redução da participação da Petrobras”, mas o projeto de lei resultante das discussões no âmbito do programa não obteve o apoio necessário para seu trâmite no Congresso Nacional.

Uma vez que o mercado possui sua própria dinâmica, comandada pelo início da produção de novos campos, notadamente, o desenvolvimento de grandes campos de petróleo com gás associado no pré-sal brasileiro, este processo de abertura do setor de gás natural vem sendo conduzido pelo agente incumbente com o arcabouço legal em vigor, priorizando seus interesses empresariais legítimos, mas em possíveis contradições com o interesse público, comprometendo a formação de um mercado concorrencial, que visa a eficiência econômica em relação ao abastecimento nacional, assim como o bem estar dos consumidores finais.

O controle total do acesso às infraestruturas essenciais para levar o gás até o mercado (dutos de escoamento, unidades de processamento e de regaseificação), e a consequente capacidade de estabelecer preços ao longo da cadeia de valor, permitem ao agente monopolista a possibilidade de discriminação de agentes e a sustentação de preços acima do que poderia ser alcançado em um mercado concorrencial. Desta forma, é requerido que a regulação assegure a entrada de novos ofertantes no mercado em igualdade de condições, e promova a competição de preços entre novas ofertas de gás natural, utilizando mecanismos que acelerem a introdução da concorrência e busquem evitar comportamentos oportunistas no processo de abertura do mercado.

A primeira parte desta nota apresenta brevemente o cenário atual de poder de mercado da Petrobras em cada elo da cadeia de valor do gás natural, e identifica as principais questões referentes a cada elo, tendo em vista o processo de abertura do mercado. Na segunda parte, são analisadas as ações necessárias para a promoção da concorrência: (i) a garantia do acesso às infraestruturas essenciais de forma isonômica; (ii) efetivar a necessária desverticalização das etapas de transporte e distribuição, que são monopólios naturais e (iii), propor medidas que viabilizem novas ofertas de gás natural e a concorrência via preço entre os novos ofertantes.

## **PARTE 1 – O PODER DE MERCADO DA PETROBRAS**

### **II – EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (E&P)**

A Emenda Constitucional nº09/1995 introduziu a concorrência na exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil por meio dos leilões promovidos pela ANP. Desde então várias descobertas foram possíveis e até novas bacias puderam ser exploradas, uma vez que qualquer empresa, inclusive a Petrobras, pode formar consórcios, reduzindo seu risco exploratório e possibilitando a diversificação do seu *portfólio* de projetos. Esperava-se que, gradativamente, o aumento da produção dos novos agentes fosse viabilizar a entrada desses novos produtores à jusante na cadeia de produção do gás natural, trazendo aos consumidores os benefícios da concorrência, como diversidade de oferta e competição de preços.

Como a maior parte do gás natural produzido no Brasil é associada ao petróleo em campos marítimos de águas profundas e situados longe da costa (ver Tabelas 1 e 2), é necessária grande escala de produção para viabilizar economicamente os vultosos investimentos em gasodutos de escoamento e nas unidades de processamento de gás natural (UPGNs), aos quais não é previsto o acesso obrigatório. Além destas significativas barreiras à entrada, a Petrobras controla a totalidade dos gasodutos de transporte da malha integrada, exceção feita à recente venda da malha sudeste<sup>1</sup>, mas que permanece operada pela Transpetro, subsidiária integral da Petrobras, e a maior parte das distribuidoras de gás natural, ou seja, controla também grande parte das decisões de compra de gás natural. Sua significativa presença ao longo de toda a cadeia, inclusive nos elos de transporte e distribuição, que são monopólios naturais, inibe novos produtores a contestarem o mercado por ela controlado. Cumpre destacar o grande interesse das empresas privadas em fazer parte dos consórcios de exploração e produção com a Petrobras, dado seu notório conhecimento acerca das bacias sedimentares brasileiras, portanto, ter um bom relacionamento com a empresa incumbente é percebido como um grande valor para seus potenciais competidores, o que reduz a possibilidade de contestação por parte destas empresas.

A Lei nº 11.909/2009, conhecida como “Lei do Gás”, sancionada poucos anos após as grandes descobertas do pré-sal brasileiro, ratificou a não obrigatoriedade de acesso aos gasodutos de escoamento, às UPGNs e às plantas de regasificação, perpetuando as barreiras à entrada de novos agentes no mercado brasileiro de gás natural. Desta forma, como o petróleo possui valor muito superior ao gás natural, produtores de gás associado ao petróleo priorizam a venda do petróleo e a manutenção de uma boa relação com o agente dominante (e muitas vezes também operador do campo – Tabelas A1 e A2 do Anexo) e preferem vender suas parcelas de gás para a Petrobras na “boca do poço” (ou antes da etapa do processamento) mesmo a um preço baixo.

Portanto, realizar vultosos investimentos em escoamento e processamento para contestar o mercado de gás natural, produto de baixo valor quando comparado ao do petróleo, que possui todas as suas etapas controladas pelo agente dominante, e se expor ao risco de preterimentos ou retaliações simplesmente não compensa com os mecanismos de mercado atualmente em vigor. Experiências internacionais, como a do Reino Unido, demonstram que a restrição à venda de gás natural na “boca do poço”, aliada à obrigatoriedade do acesso de terceiros, pode

---

<sup>1</sup> Em 04 de abril de 2017, a Petrobras vendeu 90% de suas ações na Nova Transportadora do Sudeste (“NTS”) para a Nova Infraestrutura Fundo de Investimentos em Participações (“FIP”), gerido pela Brookfield Brasil Asset Management Investimentos Ltda, entretanto, a Transpetro permaneceu responsável pela operação e manutenção dos ativos, através de um novo contrato de serviços, firmado com a NTS com prazo de 10 anos.

ser uma medida importante para viabilizar a entrada de novos ofertantes de gás natural diretamente ao mercado<sup>2</sup>.

**Tabela 1**

**Produção de gás natural associado e não associado, segundo unidades da Federação – 2008-2017**

Unidades da Federação	Tipo	Produção de gás natural (milhões m <sup>3</sup> )										17/16 %
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
<b>Brasil</b>		<b>21.593</b>	<b>21.142</b>	<b>22.938</b>	<b>24.072</b>	<b>25.832</b>	<b>28.174</b>	<b>31.895</b>	<b>35.126</b>	<b>37.890</b>	<b>40.117</b>	<b>5,88</b>
<b>Subtotal</b>	<b>Associado</b>	<b>14.519</b>	<b>16.976</b>	<b>17.300</b>	<b>17.650</b>	<b>17.939</b>	<b>18.767</b>	<b>21.401</b>	<b>25.618</b>	<b>28.542</b>	<b>30.963</b>	<b>8,48</b>
	<b>Não associado</b>	<b>7.074</b>	<b>4.165</b>	<b>5.638</b>	<b>6.422</b>	<b>7.893</b>	<b>9.407</b>	<b>10.494</b>	<b>9.508</b>	<b>9.349</b>	<b>9.155</b>	<b>-2,07</b>
Rio de Janeiro	Associado	8.450	10.479	10.121	9.180	9.852	9.556	10.503	13.379	15.746	18.190	15,52
	Não associado	313	19	11	207	493	450	594	683	867	426	-50,90
São Paulo	Associado	-	-	37	163	86	473	1292	2.477	3.042	3.908	28,47
	Não associado	242	218	305	1.142	1.906	2.315	2.872	3.062	2.790	2.978	6,74
Amazonas	Associado	3.699	3.723	3.809	4.130	4.107	4.052	4.336	4.446	4.391	3.843	-12,49
	Não associado	34	57	49	31	81	99	368	615	715	914	27,74
Espírito Santo	Associado	437	432	1.024	1.962	1.820	2.612	3.192	3.350	3.407	3.327	-2,34
	Não associado	2.365	644	1.677	2.370	2.088	1.803	1.558	764	488	695	42,31
Bahia	Associado	495	630	594	555	537	541	562	672	615	543	-11,67
	Não associado	2.870	2.423	2.806	2.002	2.680	2.632	2.535	2.369	2.110	2.044	-3,09
Maranhão	Não associado	-	-	-	-	0	1.420	1.968	1.565	1.926	1.617	-16,04
Sergipe	Associado	590	819	952	964	908	946	957	764	861	730	-15,18
	Não associado	268	137	150	137	122	111	101	100	89	82	-7,66
Rio Grande do Norte	Associado	541	518	491	460	433	418	391	357	316	305	-3,71
	Não associado	386	243	198	175	131	128	98	69	73	95	30,81
Alagoas	Associado	218	319	231	204	170	136	136	146	127	88	-30,96
	Não associado	596	423	442	357	392	450	399	281	291	304	4,37
Ceará	Associado	66	56	43	31	28	33	33	27	37	30	-18,56
Paraná	Associado	22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	..

Fonte: ANP/SDP, conforme o Decreto nº2.705/1998.

Nota: O valor total da produção inclui os volumes de reinjeção, queimas, perdas e consumo próprio.

<sup>2</sup> Patrick Heather, *The Evolution and Functioning of the Traded Gas Market in Britain*, The Oxford Institute for Energy Studies, August 2010.;

International Gas Union (IGU), *Wholesale Gas Price Formation – A global review of drivers and regional trends*, June 2011;

Andrei Juris, The World Bank Group, *Natural Gas Markets in the UK*, March 1998.

## Tabela 2

Produção de gás natural, por localização (terra e mar, pré-sal e pós-sal), segundo unidades da Federação – 2008-2017

Unidades da Federação	Localização	Produção de gás natural (milhões m <sup>3</sup> )										17/16 %
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
Brasil		21.592,7	21.141,5	22.938,4	24.073,7	25.832,2	28.174,2	31.894,9	35.126,4	37.890,5	40.117,4	5,88
Subtotal	Terra	6.273,1	6.045,2	6.024,0	6.147,7	6.122,9	7.512,0	8.507,5	8.388,9	8.700,2	7.848,2	-9,79
	Mar	15.319,6	15.096,3	16.914,4	17.926,0	19.709,3	20.662,2	23.387,3	26.737,6	29.190,2	32.269,1	10,55
Subtotal	Pré-sal	117,7	266,7	648,5	1.387,7	2.078,0	3.710,1	6.250,7	10.614,3	14.459,0	18.172,8	25,69
	Pós-sal	21.475,0	20.874,8	22.289,9	22.686,0	23.754,2	24.464,1	25.644,2	24.512,1	23.431,5	21.944,6	-6,35
Rio de Janeiro	Mar	8.763,3	10.497,2	10.322,2	9.386,9	10.344,4	10.005,8	11.097,4	14.062,0	16.613,1	18.615,1	12,05
São Paulo	Mar	242,1	218,4	342,0	1.305,8	1.992,1	2.787,8	4.163,1	5.538,4	5.832,2	6.886,3	18,07
Amazonas	Terra	3.732,6	3.780,2	3.857,9	4.161,2	4.188,3	4.150,3	4.703,8	5.060,2	5.106,2	4.756,4	-6,85
Espírito Santo	Terra	159,7	108,5	98,7	91,8	93,6	81,8	73,9	85,8	80,0	62,9	-21,39
	Mar	2.642,4	967,9	2.602,4	4.240,3	3.814,3	4.333,5	4.675,6	4.028,6	3.814,7	3.958,7	3,77
Bahia	Terra	1.285,4	1.172,3	1.138,3	1.057,5	970,8	989,9	934,1	997,2	931,2	808,7	-13,15
	Mar	2.079,5	1.881,1	2.261,1	1.500,2	2.245,9	2.183,0	2.162,6	2.043,6	1.793,1	1.778,6	-0,81
Maranhão	Terra	-	-	-	-	0,4	1419,7	1.968,4	1.565,3	1.926,3	1.617,2	-16,04
Sergipe	Terra	91,2	92,5	94,7	101,9	102,8	93,0	97,4	83,2	65,3	50,0	-23,45
	Mar	766,5	863,6	1.007,1	999,2	927,0	963,7	960,6	780,6	883,9	761,8	-13,82
Rio Grande do Norte	Terra	317,8	273,0	269,5	272,1	258,1	277,5	269,3	238,4	235,0	218,0	-7,24
	Mar	609,8	488,1	419,4	362,4	305,1	268,4	220,6	188,3	153,8	181,4	17,95
Alagoas	Terra	685,7	618,0	564,5	462,7	508,5	499,5	460,2	358,4	355,8	334,6	-5,96
	Mar	128,2	124,4	108,2	100,4	53,2	86,8	75,1	69,0	62,5	57,1	-8,59
Ceará	Terra	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3	0,4	0,4	0,5	0,4	-20,11
	Mar	65,8	55,5	42,1	30,7	27,2	33,1	32,4	27,1	36,9	30,1	-18,54
Paraná	Mar	219	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fonte: ANP/SDP, conforme o Decreto nº 2.705/1998.

Nota: O valor total da produção inclui os volumes de reinjeção, queimas, perdas e consumo próprio.

Os dados de produção demonstram que já existem produtores de gás com escala suficiente para viabilizar o carregamento de suas parcelas de produção até o mercado consumidor (Tabela A1), mas que acabam vendendo o gás diretamente para a Petrobras. Ademais, os dados de previsão de produção confirmam que as parcelas de gás natural a serem produzidas por outros produtores serão ainda mais significativas nos próximos anos (Tabela 3), tornando urgentes a retirada das barreiras à entrada neste mercado e a garantia que o acesso se dê de forma isonômica, a fim de que produtores e comercializadores tenham a possibilidade de vender gás natural diretamente ao mercado em igualdade de condições.

**Tabela 3**

<b>Previsão de Produção Gás Natural por tipo de concessionário (Mm<sup>3</sup>/d)</b>		
<b>Período</b>	<b>Petrobras</b>	<b>Não-Petrobras</b>
2018	<b>87.373,9569</b>	<b>35.501,0057</b>
2019	<b>105.711,5171</b>	<b>40.557,3208</b>
2020	<b>109.871,5030</b>	<b>41.535,6292</b>
2021	<b>113.619,4326</b>	<b>45.432,9135</b>
2022	<b>117.833,2602</b>	<b>47.515,8374</b>

Fonte: SDP/ANP

### III – ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO

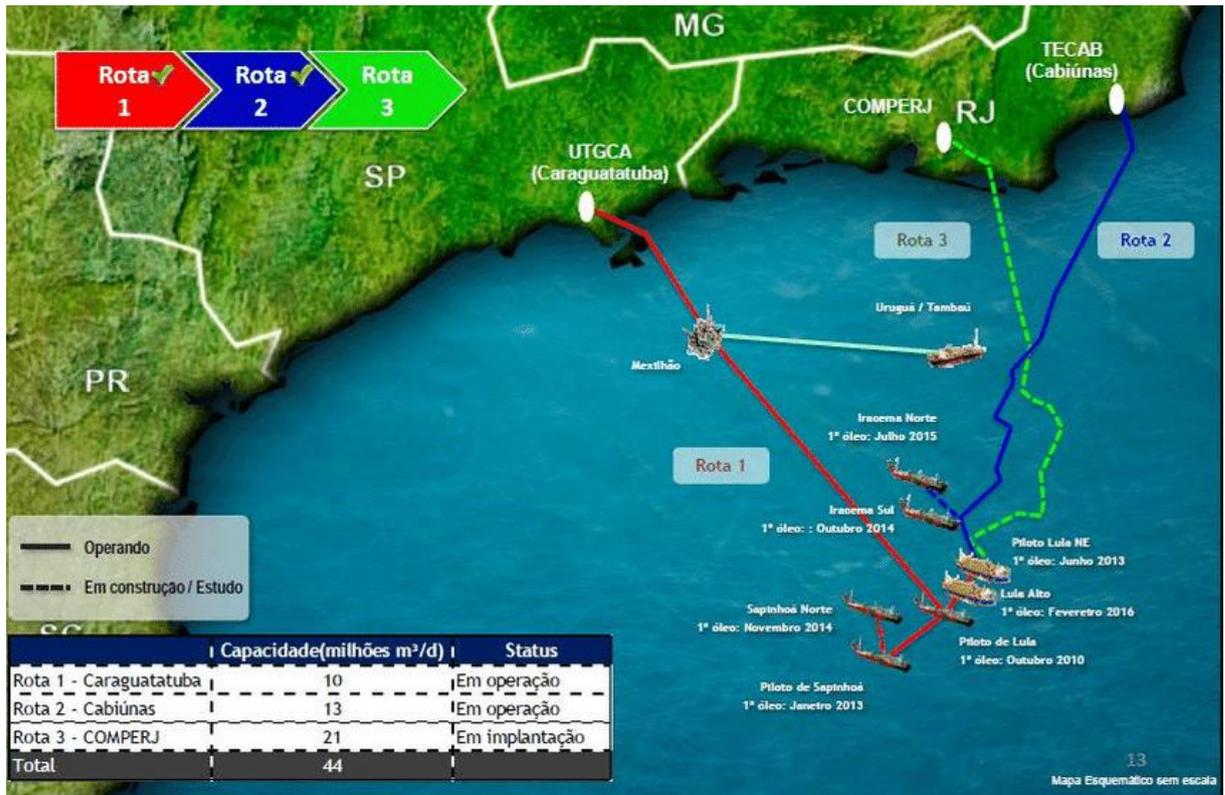
Em regra geral, os gasodutos de escoamento da produção são ativos de propriedade do consórcio detentor da concessão de cada campo produtor, e, na maioria dos casos, estes consórcios são formados pela Petrobras e parceiros. Entretanto, por questões logísticas, tais gasodutos de escoamento se conectam a alguma infraestrutura de propriedade integral da Petrobras, como um gasoduto de escoamento de um outro campo, ou uma plataforma de um outro campo ou ainda uma UPGN, aos quais, segundo a Lei nº 11.909/09 (Lei do Gás), não há obrigatoriedade de acesso a terceiros.

A única exceção ao caso geral citado acima é o gasoduto de escoamento da produção do Campo de Manati (BA), o qual se conecta à Estação de Processamento Vandemir Ferreira de propriedade do consórcio detentor da concessão do campo (Petrobras - 35%, Queiroz Galvão - 45%, Brasoil - 10% e Geopark - 10%). Este é o único caso no qual o gás dos parceiros da Petrobras é vendido após uma unidade de processamento e, ainda assim, os parceiros firmaram contrato único para venda das suas parcelas de gás para a Petrobras até 2030. Vale destacar que um campo de gás não associado como Manati estaria mais sujeito a ter sua produção interrompida que um campo de gás associado ao petróleo, o que pode ser um incentivo para uma venda firme de longo prazo como a realizada. Outro caso a ser mencionado é a venda de gás do campo de Pescada e Arabaiana (RN), no qual a empresa Ouro Preto vende sua parcela de gás para Petrobras após o gasoduto de escoamento, mas antes do processamento, realizado na UPGN (100% Petrobras) localizada dentro do Terminal de Guamaré, em contrato com vigência até o fim do período de concessão. Em ambos os casos, os produtores privados preferiram vender em um contrato de longo prazo praticamente toda a produção dos campos para a Petrobras.

Entretanto, o escoamento do gás produzido nos campos do pré-sal da Bacia de Santos merece análise mais detalhada (ver Figura 1). Há atualmente dois gasodutos sendo utilizados: o gasoduto Lula-Mexilhão (Rota 1) com capacidade de 10 MMm<sup>3</sup>/d (milhões de metros cúbicos por dia), que faz parte da concessão do campo de Lula (Petrobras-65%, Shell-25% e Petrogal-10%) e termina no gasoduto Mexilhão-Caraguatatuba (100% Petrobras); e o gasoduto Cernambi-TECAB (Rota 2) com capacidade de 13 MMm<sup>3</sup>/d, que não é vinculado à uma concessão de E&P, mas de propriedade do Consórcio TECAB (Petrobras - 55%, Shell - 25%, Petrogal - 10% e Repsol - 10%) e interliga o Campo de Cernambi<sup>3</sup> ao Terminal de de Cabiúnas (TECAB, 100% Petrobras) onde se encontra unidade de processamento de gás natural. O consórcio TECAB é formado pela Petrobras e seus principais parceiros nos campos do pré-sal já em produção: Lula (participações citadas acima) e Sapinhoá (Petrobras-55%, Shell-30% e Repsol-15%).

<sup>3</sup> O campo de Cernambi integrava o mesmo bloco exploratório do campo de Lula (BM-S-11), portanto possui os mesmos concessionários e as respectivas participações.

**Figura 1 – Rotas de Escoamento de Gás Natural**



Fonte: Petrobras

Após o investimento conjunto na construção da Rota 2, Shell e Petrogal passaram a vender suas parcelas de gás antes da entrada do TECAB (100% Petrobras), enquanto a Repsol permaneceu vendendo sua parcela de gás literalmente na “boca do poço” já que o escoamento do campo de Sapinhoá depende da passagem do gás pelos campos de Lula e Cernambi nos quais a Repsol não possui participação. Tais fatos evidenciam que o ponto de transferência de propriedade do gás é diretamente relacionado à participação acionária do vendedor na infraestrutura à jusante na cadeia de produção.

Portanto, a falta da obrigatoriedade de acesso aos dutos de escoamento e às UPGNs não confere poder de negociação suficiente aos produtores para que consigam carregar suas parcelas de gás pelas infraestruturas controladas pelo agente incumbente a fim de realizar a venda diretamente ao mercado (que também é em grande parte controlado pela Petrobras por meio da indicação dos diretores comerciais da maioria das distribuidoras estaduais como analisado no item VII). O poder de mercado do agente incumbente ao longo de todas as etapas da cadeia de valor é tão significativo que resta aos outros produtores vender suas parcelas de gás à única compradora, configurando, assim, um monopólio<sup>4</sup> antes das etapas de escoamento e processamento, que adiciona uma transação de compra e venda desnecessária e ineficiente na cadeia de valor do gás natural.

Em 12/03/2018, a Petrobras enviou correspondência à ANP com questionamentos acerca da desvinculação de gasodutos de escoamento das respectivas concessões de E&P, uma vez que está estudando com seus parceiros atuais do pré-sal da Bacia de Santos (Shell, Petrogal e Repsol) a venda desses ativos a fim de ampliar a participação de outros agentes “como proprietários da infraestrutura” de escoamento, e a estruturação de um sistema integrado de escoamento:

<sup>4</sup> Situação de mercado caracterizada por haver somente um comprador, caso inverso ao monopólio.

“(...)

3. Desta forma, para que a Petrobras e seus parceiros atuais possam implementar uma estrutura que permita a entrada de novos agentes **como proprietários da infraestrutura** de escoamento, identificou-se a necessidade de desvinculação dos gasodutos dos respectivos contratos de E&P.

(...)

9. Além disso, a Petrobras e os demais proprietários dos gasodutos de escoamento do PPSBS<sup>5</sup> (Shell, Petrogal e Repsol Sinopec) estão em discussões para estruturação do Sistema Integrado de Escoamento (SIE), um acordo que estabelecerá as condições de utilização da infraestrutura de escoamento de gás do PPSBS de forma integrada e compartilhada, observando aspectos inerentes à operação e manutenção do sistema, bem como a manutenção do gás dentro das especificações que garantam a integridade dos seus gasodutos.

(...)” (grifos nossos)

Tendo em vista as discussões a respeito da obrigatoriedade de acesso aos gasodutos de escoamento que foi ratificada por todos os agentes durante o Programa Gás para Crescer e que consta no projeto da nova lei do gás em trâmite no parlamento, tal movimento do agente incumbente traz graves preocupações concorrenciais e regulatórias.

A obrigatoriedade de acesso de terceiros à gasodutos pressupõe a definição do dispositivo de “preferência do proprietário”, que estabelece, em termos gerais, o volume e o prazo aos quais o proprietário da infraestrutura em questão terá preferência na capacidade da infraestrutura. Contudo, tais condições ainda não foram estabelecidas, e somente seriam durante a regulamentação da nova lei do gás que ainda tramita no Congresso Nacional. Portanto, a venda da propriedade dos gasodutos de escoamento incluirá o acesso à capacidade de escoamento. Desta forma a propriedade e também a capacidade dos gasodutos de escoamento estariam sendo negociados pela Petrobras. Em outras palavras, a Petrobras estaria estudando, de fato, a venda do acesso e as condições de utilização da infraestrutura que, na forma prevista no projeto de lei em trâmite no Congresso Nacional, deveria ocorrer de forma obrigatória e isonômica.

É fundamental que o acordo mencionado na carta para a definição das condições de utilização da infraestrutura do “Sistema Integrado de Escoamento (SEI)”, e a venda da propriedade dos gasodutos de escoamento, e, conseqüentemente, de suas capacidades, garantidas pelo dispositivo da preferência do proprietário ainda a ser estabelecido, sejam públicas, isonômicas e restritas à atividade de escoamento, não podendo incluir benefícios e/ou contrapartidas em outras etapas da cadeia de valor, de forma a assegurar a justa concorrência pelo acesso à todos os interessados e impedir comportamentos oportunistas.

Estritamente em referência à questão do acesso de terceiros, ou seja, aos agentes não proprietários dos gasodutos de escoamento, que somente será possível após o exercício da preferência dos proprietários, a questão da tarifa é central. Os gasodutos de escoamento possuem características de monopólios naturais assim como os gasodutos de transporte e de distribuição e necessitam de regulação para otimizar sua utilização pelos agentes interessados. Os produtores, representados pelo Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP), defenderam no âmbito do Programa Gás para Crescer o acesso negociado entre os agentes do setor, em detrimento do acesso regulado com tarifas estabelecidas pelo regulador, em virtude da necessidade de incentivar a construção de novos gasodutos, permitindo, para tanto, retornos tarifários não regulados; havendo a possibilidade de arbitramento da ANP somente em caso de disputas entre os agentes.

---

<sup>5</sup> PPBS (Polo Pré-Sal da Bacia de Santos).

Apesar da posição divergente da ANP no relatório final do Programa Gás para Crescer, a favor do acesso com tarifas reguladas, a agência estuda sua posição e não descarta a possibilidade de o acesso ser negociado, contanto que as condições gerais de acesso acordadas sejam restritas à atividade de escoamento, não podendo incluir benefícios e/ou contrapartidas em outras etapas da cadeia de valor. Adicionalmente, tais condições devem ser públicas e isonômicas, de forma que, a todos os interessados, sejam garantidas as mesmas condições para a utilização dos gasodutos de escoamento; e que seja garantido o arbitramento de controvérsias entre os agentes pela ANP e pelo CADE, caso necessário.

Desta forma, torna-se urgente (i) a definição de diretrizes para que a venda dos gasodutos de escoamento estudada pela Petrobras, aliada aos seus parceiros atuais, obedeçam a critérios isonômicos sob a ótica do órgão de defesa da concorrência, já que o dispositivo da preferência dos proprietários garantirá o acesso às suas capacidades e; (ii) a aplicação da doutrina das infraestruturas essenciais de forma a garantir o acesso de terceiros, não proprietários aos gasodutos de escoamento, o que demandará a definição das condições para o exercício da preferência do proprietário. Esta preferência legítima dos proprietários do gasoduto, investidores iniciais no escoamento da produção, deve ser estabelecida de maneira a equilibrá-la com a necessidade de acesso por terceiros à capacidade de escoamento, tendo em vista a necessidade da diversificação da oferta e promoção da concorrência para o consumidor final.

#### IV – PROCESSAMENTO

O Brasil possui 14 UPGNs com capacidade total de processar 95,65 MMm<sup>3</sup>/d (Tabela 4 e Figura 2), a Petrobras detém 99% desta capacidade de processamento. Como citado na Seção III, a Estação Vandemir Ferreira é a única UPGN que não é de propriedade integral da Petrobras, pertencendo aos concessionários do Campo de Manati (BA) e possuindo capacidade de processar 6 MMm<sup>3</sup>/d de gás natural.

**Tabela 4**

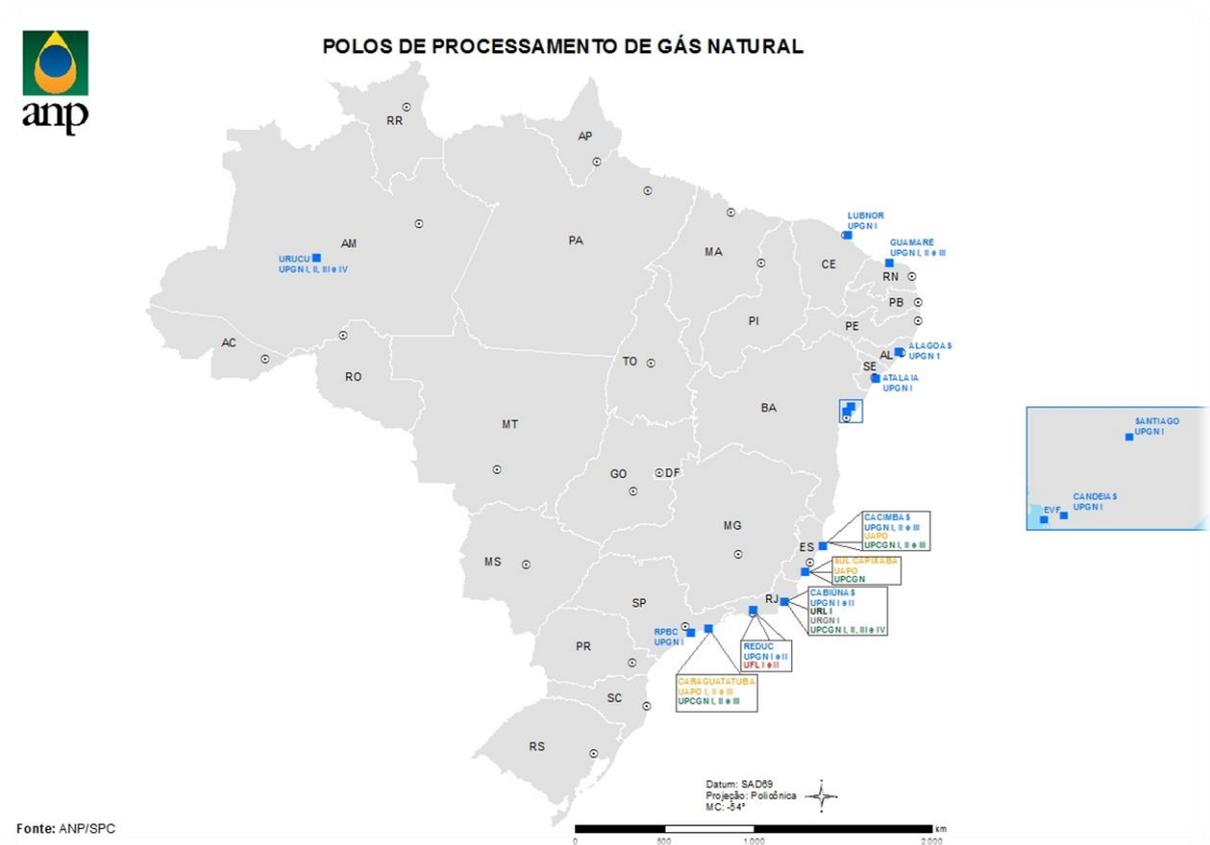
**Evolução da capacidade de processamento de gás natural, segundo polos produtores – 2008-2017**

Polos produtores	Capacidade de processamento (mil m <sup>3</sup> /dia) <sup>1</sup>									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Total</b>	<b>62.036</b>	<b>66.896</b>	<b>76.396</b>	<b>90.396</b>	<b>90.396</b>	<b>90.396</b>	<b>96.390</b>	<b>95.350</b>	<b>95.650</b>	<b>95.650</b>
Caraguatatuba	-	-	-	14.000	14.000	14.000	20.000	20.000	20.000	20.000
Cacimbas	9.000	9.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000
Cabiúnas	12.380	17.240	17.240	17.240	17.240	17.240	17.240	16.200	15.900	15.900
Urucu	9.706	9.706	9.706	9.706	9.706	9.706	12.200	12.200	12.200	12.200
Estação Vandemir Ferreira	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000
Guamaré	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700	5.700
Reduc	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	5.000	5.000
Atalaia	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000
Candeias	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900	2.900
Sul Capixaba	-	-	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
RPBC	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300	2.300
Santiago <sup>2</sup>	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	4.400	1.900	1.900	2.000	2.000
Pilar	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
Lubnor	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350

Fonte: ANP/SPC, conforme a Resolução ANP n° 17/2010.

<sup>1</sup>Volume no estado gasoso. <sup>2</sup>Inclui as UPGNs de Catu e Bahia até 2013. A partir de 2014 inclui somente Catu.

Figura 2



As UPGNs localizadas em Cabiúna (RJ) e Caraguatatuba (SP) possuem capacidade de processar 15,9 MMm<sup>3</sup>/d e 20 MMm<sup>3</sup>/d de gás natural, respectivamente, sendo responsáveis pelo processamento do gás produzido nas Bacias de Santos e Campos, incluindo os campos do pré-sal. Nestas duas unidades foram processados 12,1 MMm<sup>3</sup>/d de gás no ano de 2017, o equivalente a 50% do volume total de gás processado no Brasil (Ver Tabela 5).

**Tabela 5**

**Volumes de gás natural processado e produção de gás natural seco, GLP, C<sub>5</sub><sup>+</sup>, etano e propano, segundo polos produtores – 2017**

Polos produtores (Unidade da Federação)	Volume de gás natural processado e produção de gás natural seco, GLP, C <sub>5</sub> <sup>+</sup> , etano e propano					
	Gás natural processado (mil m <sup>3</sup> ) <sup>1</sup>	Produtos obtidos				
		GLP (m <sup>3</sup> ) <sup>2</sup>	C <sub>5</sub> <sup>+</sup> (m <sup>3</sup> ) <sup>2</sup>	Etano (mil m <sup>3</sup> ) <sup>1</sup>	Propano (m <sup>3</sup> ) <sup>2</sup>	Gás seco (mil m <sup>3</sup> ) <sup>1</sup>
<b>Total</b>	<b>24.392.156</b>	<b>3.284.694</b>	<b>1.574.167</b>	<b>391.810</b>	<b>600.076</b>	<b>22.342.245</b>
Cabiúnas (RJ) <sup>5</sup>	6.814.335	561.426	266.595	-	-	6.092.722
Caraguatatuba (SP) <sup>12</sup>	5.296.191	403.615	417.385	-	-	5.043.214
Urucu (AM) <sup>11</sup>	4.247.362	766.610	143.099	-	210	3.955.358
Cacimbas (ES) <sup>6</sup>	2.991.054	720.582	200.896	-	-	2.526.622
Estação Vandemir Ferreira <sup>13</sup>	1.744.262	-	24.203	-	-	1.740.613
Candeias (BA) <sup>4</sup>	659.493	70.835	31.230	-	-	559.726
Guamaré (RN) <sup>7</sup>	573.749	119.847	33.485	-	46	535.363
Sul Capixaba (ES) <sup>10</sup>	482.048	-	27.483	-	-	481.154
Alagoas (AL)	464.583	60.768	19.067	-	-	445.116
Reduc (RJ) <sup>8</sup>	449.455	506.502	342.316	391.810	599.736	326.540
Atalaia (SE) <sup>3</sup>	382.375	65.971	21.861	-	84	357.905
RPBC (SP) <sup>9</sup>	287.248	8.538	46.548	-	-	277.912

Fonte: Petrobras

<sup>1</sup>Volumes no estado gasoso. <sup>2</sup>Volumes no estado líquido. <sup>3</sup>Inclui os volumes processados nas UPGNs Atalaia e Carmópolis. O LGN produzido na UPGN de Carmópolis é fracionado em GLP e C<sub>5</sub><sup>+</sup> na UPGN Atalaia. <sup>4</sup>Inclui os volumes processados nas UPGNs Catu e Candeias. O LGN produzido nestas UPGNs é fracionado na Rlam e as parcelas de GLP e C<sub>5</sub><sup>+</sup> estão contabilizadas na produção desta refinaria. <sup>5</sup>Inclui os volumes processados nas UPGNs, URLs, URGN e UPGN Cabiúnas. O LGN produzido na URGN é fracionado nas UPGNs. O LGN produzido nas URLs é fracionado nas UFLs Reduc e as parcelas de GLP e C<sub>5</sub><sup>+</sup>, etano e propano estão contabilizadas na produção desta refinaria. <sup>6</sup>Inclui os volumes processados nas UPGNs, UPGNs e UAPO Cacimbas. <sup>7</sup>Inclui os volumes processados nas UPGNs Guamaré I, II e III. <sup>8</sup>Inclui os volumes processados nas UPGNs Reduc I e II e as parcelas de GLP e C<sub>5</sub><sup>+</sup> estão contabilizadas na produção da Reduc. <sup>9</sup>O LGN produzido nesta UGN é misturado ao Condensado indo fazer parte de carga de destilação da RPBC. <sup>10</sup>Inclui os volumes processados na Uapo Sul capixaba. <sup>11</sup>Inclui os volumes produzidos nas UPGNs Urucu I, II, III e IV.

<sup>12</sup>Inclui os volumes processados nas unidades Uapo I - UTGCA, Uapo II - UTGCA, Uapo/DPP - UTGCA e UPGN - UTGCA. <sup>13</sup>O condensado produzido é misturado as correntes de petróleo

Assim como os gasodutos de escoamento da produção, as UPGNs representam uma barreira significativa à entrada no mercado e são consideradas infraestruturas essenciais, ou seja, às quais o acesso é imprescindível para que novos produtores possam vender suas parcelas de gás natural diretamente ao mercado, promovendo a necessária concorrência na oferta de gás natural.

Cumprir destacar que a Resolução ANP n° 17/2010 está em revisão uma vez que, segundo seu Artigo 22, Parágrafo 2º, o serviço de processamento de gás natural somente pode ser contratado por um outro agente já autorizado, reduzindo o escopo de agentes capazes de solicitar o serviço de processamento de gás natural.

## V – IMPORTAÇÃO

### V.1 POR TERMINAIS DE GNL

#### V.1.1 – Quadro Atual

A importação de GNL (Gás Natural Liquefeito) requer a existência de terminais regaseificadores, a fim de introduzir o gás natural, em seu estado gasoso, na malha de transporte. Dessa forma, o gás natural regaseificado é movimentado até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e até aos pontos de entrega às distribuidoras estaduais.

Atualmente existem 3 (três) Terminais de GNL autorizados a operar no Brasil: Baía de Guanabara/RJ (Terminal BGB), Salvador/BA (TRBA) e Pecém/CE (Terminal de Pecém), todos de propriedade e operados pela Petrobras. As Figuras 3 e 4, a seguir, mostram a localização destas instalações em relação à rede de transporte existente.

**Figura 3 – Terminais de Pecém/CE e Salvador/BA**



Fonte: ANP.

**Figura 4 – Terminal da Baía de Guanabara/RJ**



Fonte: ANP.

A Tabela 6, mais adiante, apresenta a capacidade instalada de cada Terminal e os volumes médios diários movimentados entre 2009 e 2018, bem como a taxa de utilização dos mesmos:

**Tabela 6 – Volume Médio Diário Regaseificado – 2009-2018**

Ano	Terminal de Pecém (7,00 MM m³/dia)		Terminal BGB (20,0 MM m³/dia)		TRBA (14,00 MM m³/dia) <sup>1</sup>	
	Volumes Regaseificados (m³/dia)	Tx. Não Utilização (%)	Volumes Regaseificados (m³/dia)	Tx. Não Utilização (%)	Volumes Regaseificados (m³/dia)	Tx. Não Utilização (%)
2009	868.018	87,60%	203.817	98,98%	-	-
2010	2.489.395	64,44%	5.150.105	74,25%	-	-
2011	1.128.283	83,88%	507.484	97,46%	-	-
2012	1.925.204	72,50%	6.565.771	67,17%	-	-
2013	3.599.266	48,58%	10.997.890	45,01%	-	-
2014	3.662.835	47,67%	10.621.951	46,89%	5.675.828	57,95%
2015	2.967.021	57,61%	5.181.716	74,09%	9.835.461	29,75%
2016	1.755.221	74,93%	636.868	96,82%	1.433.938	89,76%
2017	2.138.710	69,45%	-	100,00%	2.900.290	79,28%
2018	1.267.550	81,89%	1.055.706	94,72%	4.571.306	69,01% <sup>2</sup>

**Fonte:** Elaboração própria.

**Notas:** 1) e 2) O TRBA teve sua capacidade de regaseificação ampliada para 20,00 MMm³/dia por meio da Autorização ANP nº 607, de 20 de julho de 2018.

Como pode ser observado na tabela, a taxa de utilização média dos Terminais de GNL apenas superou 50% nos anos de 2013 e 2014, dois anos de intenso despacho térmico, sendo a média de utilização do período 2014-2018 igual a 36,4% para o conjunto destas instalações.

Chama a atenção o baixo volume movimentado por meio do Terminal da Baía de Guanabara a partir da entrada em operação do TRBA em 2014, sendo que entre maio de 2016 e junho de 2018, um período de 26 (vinte e seis) meses, não houve qualquer regaseificação nesta instalação. Além disso, pela Figura 4 acima, o Terminal da Baía de Guanabara está localizado praticamente no centro de carga da rede de transporte interconectada, próximo dos maiores centros de consumo de gás natural do Brasil, Rio de Janeiro e São Paulo.

Em que pese a Lei nº 11.909/2009, em seu art. 45, não obrigar que os operadores dos Terminais de GNL permitam o acesso de terceiros às suas instalações, as mesmas representam uma importante via de entrada de novos fornecedores no mercado de gás natural no Brasil. Esta questão é ainda mais grave tendo em vista que a taxa de utilização média dos Terminais de GNL da Petrobras foi da ordem de 36,4% entre 2009 e 2018, sendo que o pico de utilização se deu no ano de 2014 (54,1%), enquanto que nos últimos 3 (três) anos o fator de utilização foi de 15,7%.

Com relação à solicitação de execução das atividades de importação, descarga e regaseificação de GNL por terceiro interessado, esta deve ser formalizada ao agente operador do Terminal de GNL por meio de instrumentos contratuais de uso do terminal, em atendimento ao disposto no Art. 7º da Resolução ANP nº 50, de 22 de setembro de 2011. Além da exigência de cláusulas mínimas nos instrumentos contratuais padronizados de uso do terminal de GNL (§ 2º, Art. 7º), a resolução citada ainda estabelece os critérios que devem ser seguidos para o estabelecimento das remunerações dos serviços a serem prestados (§§ 5º e 6º, Art. 7º), devendo a memória de cálculo da remuneração ser enviada à ANP pelo autorizatário (§ 4º, Art. 7º).

Mesmo diante de tamanha ociosidade nestas instalações a Petrobras encontra poucos incentivos a oferecer voluntariamente acesso às mesmas, sendo poucos os casos de conhecimento da ANP de agentes da indústria que realizaram tratativas comerciais para tentar obter acesso a estas instalações de regaseificação. No entanto, nenhuma das tratativas resultou na celebração de um acordo de uso do Terminal de GNL.

Diversos foram os motivos para que as tratativas citadas não resultassem em um acordo definitivo entre as partes, sendo que na mais recente tratativa analisada pela ANP, envolvendo Petrobras e a Total S.A. (TOTAL), o instrumento contratual apresentado foi considerado não aderente à regulação específica, especialmente no que tange aos princípios da transparência e do acesso não discriminatório, como será descrito a seguir.

No caso, em março de 2017 foi remetido à ANP uma proposta de modelo de acesso ao terminal TRBA no âmbito da aliança estratégica firmada entre as partes em 21 de dezembro de 2016, a qual previa: a participação da TOTAL de 50% (cinquenta por cento) na empresa Termobahia (companhia que deverá deter participação integral nas usinas termelétricas (UTES) de Rômulo Almeida e Celso Furtado; e o acesso ao Terminal de Regaseificação da Bahia (TRBA) e à malha de transporte de gás natural, de forma a permitir que a TOTAL fosse a supridora de metade do consumo de gás natural das UTES de propriedade da Termobahia, em um volume de 1,1 milhão de metros cúbicos por dia, a partir de sua carteira de gás natural liquefeito (GNL).

O modelo de acesso proposto pela Petrobras possuía as seguintes operações conexas e interdependentes:

- a) Comercialização de GNL: compra pela Petrobras de GNL entregue pela TOTAL no Brasil; e
- b) Comercialização de gás natural: venda de gás natural pela Petrobras para TOTAL na saída do TRBA.

Para materializar estas operações conexas e interdependentes, a Petrobras encaminhou uma minuta do instrumento contratual denominado “Operador Comercial de GNL”.

Em suas comunicações com a Agência a Petrobras alegou que “*em função da complexidade de se estruturar o compartilhamento entre diferentes agentes da capacidade de regaseificação em um FSRU, em especial com um ambiente regulatório em evolução, as partes acordaram que a PETROBRAS não poderá celebrar outros contratos de capacidade de uso do Terminal com terceiros até 31 de dezembro de 2021*”, podendo tal prazo ser estendido.

Adicionalmente, a Petrobras apresentou as suas justificativas para eleição do modelo acima descrito, com destaque para os aspectos fiscais da compra e venda de gás natural e das restrições alfandegárias no Brasil, argumentando acerca da existência de obstáculos que tornariam a adoção de outro modelo inviável até a sua resolução pelos órgãos competentes.

Dentre as considerações da área técnica da Agência após a análise da documentação destacam-se as seguintes:

- a) As atividades de importação, recebimento, descarga e regaseificação de GNL, e comercialização de gás natural, encontram-se disciplinados pela Portaria MME nº 232/2012, Resolução ANP nº 50/2011 e Resolução ANP nº 52/2011. Entretanto, dado que é a Petrobras quem realizaria a atividade de importação do GNL suprido pela TOTAL na entrada do TRBA para posterior venda condicionada à existência de saldo positivo de gás natural em nome da compradora de gás natural, não há que se falar de acesso de terceiros ao Terminal de Regaseificação da Bahia, uma vez que o uso desta instalação se daria exclusivamente pela Petrobras, a proprietária da mesma; e
- b) A forma de remuneração do uso de um terminal de GNL descrita no documento estava em desacordo com o disposto no § 6º do Art. 7º da Resolução ANP nº 50/2011. A falta de identificação das parcelas referentes aos serviços prestados pelo TRBA na forma prevista na regulamentação constitui, assim, mais um elemento que evidenciava que o modelo de negócio proposto não contemplava explicitamente o acesso de terceiro ao terminal de GNL de propriedade da Petrobras, em desacordo as justificativas apresentadas pela empresa na apresentação de seu modelo.

Portanto, do ponto de vista regulatório, a equipe técnica da ANP entendeu não ser justificável conceder qualquer exclusividade à TOTAL relacionada ao uso do TRBA ou estabelecer qualquer compromisso entre a Petrobras e a TOTAL de não serem celebrados acordos de uso de terminal com terceiros, tendo em vista que a minuta apresentada não se configura

como um acordo de uso de terminal tampouco estabelece um vínculo jurídico de uso de terminal pela TOTAL.

Por fim, a conclusão da ANP foi de que a operação preservava a exclusividade da Petrobras na importação de GNL por meio de terminais de GNL de sua propriedade, bem como visava preservar a participação de mercado da companhia na atividade de comercialização do gás natural, mantendo assim inalterado o nível de concentração de mercado no qual a Petrobras já detém posição dominante.

### **V.1.2 – Problemas Identificados**

Como pode ser observado no caso da proposta da Petrobras de acordo com a TOTAL, a detentora dos Terminais de GNL alega existirem diversos obstáculos de ordem técnica, tributária e alfandegária para não ofertar capacidade nas suas instalações nas condições estabelecidas pela regulamentação específica que trata dos acordos de uso de terminal (Resolução ANP nº 50/2011).

Um dos maiores empecilhos de ordem técnica apontados pela Petrobras reside na ausência de armazenagem nos Terminais de GNL o que, segundo a empresa, impediria o acesso de múltiplos agentes a estas instalações, mesmo naquelas instalações com nível elevados de ociosidade, como o Terminal BGB, que durante um período de mais de dois anos não recebeu qualquer carga de GNL.

Outra alegação frequente é que estas instalações devem estar integralmente disponíveis para um eventual despacho térmico pelo Operador Nacional do Sistema Interligado (ONS). Contudo, uma vez que existe uma certa previsibilidade acerca dos períodos em que ocorrem as maiores probabilidades para a ocorrência destes despachos térmicos, haveria espaço para se negociar contratos interruptíveis que levassem em consideração tal risco.

#### **Proposta da ANP:**

- Adoção da doutrina das instalações essenciais para os Terminais de GNL nas hipóteses em que, havendo capacidade ociosa destas instalações, ocorrerem negativas de acesso imotivadas ou que comprovadamente visem preservar a posição dominante do explorador da facilidade.

- Ou, tal como ocorre na União Europeia (EU), que considera os terminais de regaseificação de gás natural como instalações reguladas, por serem instalações acessórias a malha de transporte de gás natural, estabelecer as condições para concessão de uma exceção ao acesso de terceiros, como alternativa ao acesso não obrigatório hoje vigente.

## **V.2 POR GASODUTO**

### **V.2.1 – Quadro Atual**

O país detém estrutura dutoviária para importar gás de origem Argentina, por meio do Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 1), e Boliviana, através dos gasodutos Lateral-Cuiabá e Bolívia-Brasil (GASBOL<sup>6</sup>). Contudo, o GASBOL é responsável por quase todo o gás natural importado por dutos, sendo que a Petrobras figura como carregadora e comercializadora exclusiva do gás boliviano<sup>7</sup>.

Com relação ao volume importado por meio dutoviário a PETROBRAS é praticamente o monopolista no segmento, como demonstra a Tabela 7, a seguir:

<sup>6</sup> O gasoduto é de propriedade da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), sendo a Petrobras Gás S.A. – Gaspetro, a acionista majoritária.

<sup>7</sup> A Petrobras passou à condição de único carregador do GASBOL em 31 de agosto de 2010, quando foi encerrado o contrato de acesso da BG à 650 Mm<sup>3</sup>/dia de Capacidade de Transporte.

**Tabela 7 – Volume Importado por Meio Dutoviário – 2010-2018**

ANO	PETROBRAS	SULGÁS	ÂMBAR	MTGás	TOTAL	% PETROBRAS
	Mil m <sup>3</sup> /dia					
2010	26.903	0	0	6	<b>26.909</b>	99,98%
2011	26.857	0	0	7	<b>26.864</b>	99,97%
2012	27.551	0	0	11	<b>27.562</b>	99,96%
2013	31.735	167	0	13	<b>31.914</b>	99,44%
2014	32.815	182	0	8	<b>33.005</b>	99,42%
2015	32.014	469	0	4	<b>32.487</b>	98,54%
2016	28.335	0	11	3	<b>28.348</b>	99,95%
2017	23.952	0	346	2	<b>24.300</b>	98,57%
2018	22.718	0	0	35	<b>22.752</b>	99,85%

Por ser a detentora exclusiva do contrato de fornecimento de gás natural, firmado em 16 de agosto de 1996 junto à Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB, a única fornecedora de gás natural boliviano, o predomínio da PETROBRAS observado no segmento de importação de gás natural deverá perdurar até pelo menos o final do ano de 2019, quando se encerra o contrato de fornecimento correspondente ao volume de 30,08 MMm<sup>3</sup>/dia. Existe, contudo, uma previsão de prorrogação por prazo indeterminado do contrato de fornecimento para a recuperação das quantidades de gás natural pagas e não retiradas (cláusula de *Take-or-Pay*).

Soma-se aos fatores acima o panorama da produção de gás natural boliviano e sua capacidade efetiva de poder continuar a exportar para o Brasil os mesmos volumes observados no passado. A este respeito importa observar o trecho da seção “5 - Considerações Finais e Implicações Para o Brasil” do documento intitulado “Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia”<sup>8</sup> elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em conjunto com Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP):

*“Em relação à garantia do abastecimento de gás natural por parte da Bolívia, os aspectos principais a serem considerados na renovação do contrato de fornecimento de gás natural, a partir de 2019, envolvem a avaliação do potencial das reservas bolivianas vis-à-vis a magnitude da demanda brasileira e argentina, bem como ao atendimento do mercado boliviano. O aspecto de cautela se refere, justamente, à situação das reservas bolivianas de gás natural, que apresentam uma relação reserva/produção de cerca de treze anos, podendo vir a ser insuficientes para atendimento simultâneo de sua demanda doméstica e dos compromissos de exportação de gás natural firmados com a Argentina e com o Brasil.*

(...)

*Todavia, para que ocorra a contratação, em base firme, de volumes adicionais a 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia de fornecimento para o Brasil (até o limite de 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia adicionais), será preciso que a Bolívia incorpore novas descobertas às suas reservas provadas de gás natural em tempo hábil (até 2019-2020). Apesar das descobertas recentes em 2016 (blocos operados pela Repsol) e das perspectivas de novas descobertas em campanhas exploratórias (vide, por exemplo, anúncio de uma segunda fase do bloco operado pela Total), ainda há muitas incertezas em relação aos volumes a serem incorporados às reservas provadas de gás natural da Bolívia, conferindo lastro à renovação do contrato de fornecimento para o Brasil.*

<sup>8</sup> Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-307/EPE%202017%20-%20Panorama%20da%20Ind%C3%BAstria%20de%20G%C3%A1s%20Natural%20na%20Bol%C3%ADvia%202jun17.pdf>. (Acessado em 19/09/2018).

*Nesse sentido, será um desafio significativo incorporar reservas provadas na Bolívia em tempo hábil para a renovação dos contratos de fornecimento para o Brasil de 30 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Por isso, espera-se que os volumes adicionais aos 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia sejam inferiores ao limite de 14 milhões de m<sup>3</sup>/dia.”*

### **V.2.2 – Problemas Identificados**

Dentre os problemas identificados, pode-se destacar a incerteza acerca da capacidade da YPFB de atender a outros agentes interessados em importar o gás natural de origem boliviana, tendo em vista que além de ter que cumprir com a obrigação contratual de entregar as quantidades pagas e não recuperadas para a Petrobras, a YPFB tem que atender à crescente demanda doméstica, em um momento em que se encontra em curso o processo de elaboração do edital de Chamada Pública de Alocação de Capacidade da TBG para os anos de 2020 a 2024. Tal indefinição acerca do volume a ser recontratado proveniente da Bolívia é um fator que dificulta a contratação privada e, portanto, o surgimento de novos agentes ofertantes no Brasil.

#### **Proposta da ANP:**

Restringir a recontração de todo o volume proveniente da Bolívia pela PETROBRAS (ver Subseção X.2, mais adiante).

## **VI – TRANSPORTE**

### **VI.1 – Quadro Atual**

No segmento de transporte de gás natural no Brasil, a influência da PETROBRAS é exercida por meio de companhias por ela controladas, uma vez que esta, por força da legislação em vigor, não pode atuar diretamente em atividades de transporte. Para satisfazer as exigências legais, em especial o disposto no art. 65 da Lei do Petróleo, a empresa criou diversas subsidiárias, cada qual desempenhando um papel distinto no segmento, destacando-se: a Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia (TBG) e a Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG).

Como resultado, dos cerca de 9.410 km de rede de transporte existentes, aproximadamente 69% da extensão são gasodutos operados pela Transpetro e o restante pelas demais transportadoras atuantes no setor<sup>9</sup>: TBG, Transportadora Sulbrasileira de Gás – TSB e GasOcidente do Mato Grosso Ltda. – Gasocidente. Destas últimas, a única que não possui participação da Petrobras é a Gasocidente, conforme pode ser observado na Tabela 8.

---

<sup>9</sup> Os gasodutos de transporte da NTS são operados pela Transpetro, com a qual possui um Contrato de Operação e Manutenção, tal como ocorre no caso da TAG.

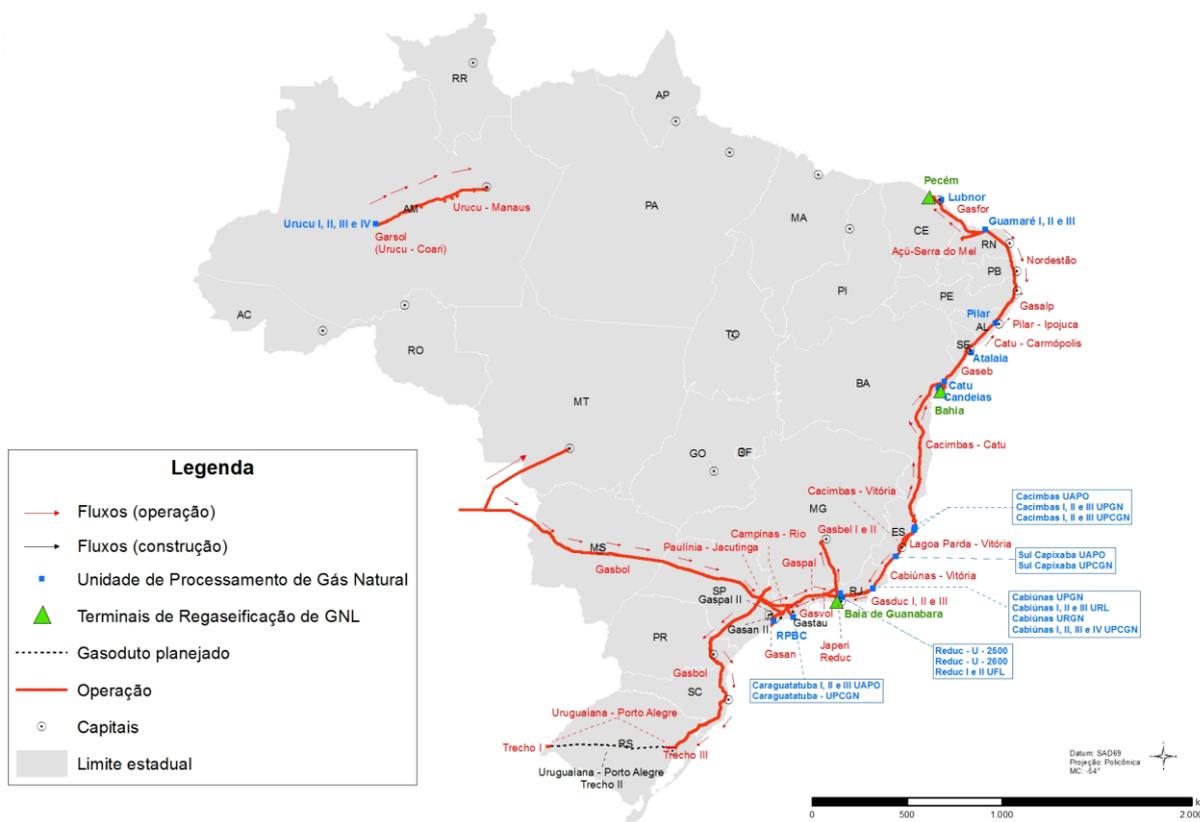
**Tabela 8 – Transportadoras de Gás Natural em Operação no Brasil**

Transportadora	Participação Acionária
TAG	Petrobras (100%)
TBG	Petrobras Logística (51%), BBPP Holding (29%), YPFB Transporte do Brasil Holding (12%) e GTB-TBG Holdings (8%)
Nova Transportadora do Sudeste – NTS	Nova Infraestrutura Fundo de Investimentos em Participações (82,35%), Petrobras (10%) e Itaúsa (7,65%)
TSB	Gaspetro (25%), Ipiranga (25%), Tucunaré Empreendimentos e Participações (25%) e Total Gas and Power Brazil, (25%)
GasOcidente	Zetta Lightning S.A. (99%) <sup>10</sup> e J&S (1%)

Fonte: SiM/ANP.

As Figuras 5 e 6, a seguir, ilustram a infraestrutura de transporte de gás natural no Brasil (incluindo UPGNs e Terminais de GNL) e a localização das redes de transporte operadas pelas transportadoras constantes da Tabela 8, respectivamente:

**Figura 5 – Infraestrutura de Transporte de Gás Natural no Brasil**



Fonte: ANP.

<sup>10</sup> A Zetta Lightning S.A. é uma empresa subsidiária da J&S. As informações prestadas sobre a GasOcidente estão disponíveis em: <http://exame.abril.com.br/negocios/cade-aprova-negocio-entre-j-f-investimentos-e-grupo-aei/>. Acesso em: 12/06/2017.

**Figura 6 – Gasodutos de Transporte de Gás Natural**



Fonte: MME.

Além de possuir o controle acionário das transportadoras TBG e TAG e participação acionária indireta relevante na TSB por meio da Petrobras Gás S.A. – Gaspetro, a Petrobras possui o direito de nomear 2 dos 10 membros do Conselho de Administração da NTS (sendo 7 indicados pela Nova Infraestrutura Fundo de Investimentos em Participações e 1 pela Itaúsa), apesar de apenas possuir 10% de participação acionária. Apesar de possuir menos de 20% de participação acionária, é possível inferir que esta proporção de membros indicados pela Petrobras no Conselho de Administração da NTS é indicativo de uma relação de coligação com esta transportadora, tal como dispõe o § 4º do Art. 243 da Lei nº 6.404/76. Em suma, a Petrobras ainda detém relação de controle e coligação com a maioria das transportadoras de gás natural no Brasil, à exceção da GasOcidente.

No entanto, o exercício de poder de mercado no segmento de transporte não se resume ao controle acionário das transportadoras de gás natural. De acordo com as transportadoras TBG, TAG e NTS, as operadoras da rede de transporte interconectada, a totalidade da capacidade de transporte encontra-se integralmente contratada pela Petrobras.

Na prática, ao deter toda a capacidade contratada e o controle das instalações de processamento e dos Terminais de Regaseificação de GNL, além de ser um dos maiores consumidores próprios de gás natural em refinarias e unidades de fertilizante, a empresa atua como um “operador do sistema” do transporte de gás natural, o que configura uma barreira adicional para o surgimento de novos entrantes no mercado de comercialização de gás natural. Tal fato é agravado pelo fato da empresa possuir, como dito acima, relação de controle e coligação com as mencionadas transportadoras de gás natural.

Acerca da influência do carregador Petrobras na conduta de transportadoras de gás natural sob o seu controle, segue a transcrição do trecho do Parecer Técnico SCG-PROGE<sup>11</sup>, de 13 de março de 2001, transcrito a seguir:

*“Analisando o comportamento da TBG ao longo do tempo, no que se refere à aplicação do princípio de livre acesso, pode-se verificar que a empresa sempre se posicionou de forma a dificultar o acesso de terceiros às suas instalações de transporte, seja criando barreiras à entrada de novos agentes no suprimento de gás natural ao mercado brasileiro ou protelando negociações e decisões. Este comportamento tem como fim viabilizar a assinatura de novos contratos de venda de seu carregador principal com as distribuidoras estaduais que resultam na consolidação de uma posição preferencial por parte do carregador/controlador principal, uma vez que tais contratos têm uma duração média de 20 anos, conforme veremos a seguir.*

*Primeiro, quando se tratava da prestação de serviço de transporte não firme, negou a solicitação da ENERSIL com base no fato de que teria capacidade disponível, decorrente da renegociação de seus contratos, a ser ofertada até o ano de 2003, o que descaracterizaria um serviço interruptível. A resolução da ANP obrigou a TBG a oferecer o serviço não firme, independentemente da existência de capacidade disponível a uma tarifa que refletisse a qualidade do serviço a ser prestado.*

*Em seguida, a TBG viu-se frente ao pedido de serviço firme de curto prazo pela BG. Neste segundo momento, a TBG negou o pedido da BG passando a alegar que a renegociação dos contratos TCO e TCX não estariam concluídas e que, portanto, não havia capacidade disponível em seu sistema no momento.*

*As informações fornecidas pela TBG mostram-se, no mínimo, contraditórias e levam a crer que sua atitude não condiz com a de uma empresa transportadora de gás natural interessada em oferecer seus serviços a novos clientes e expandir seus negócios através da utilização eficiente de suas instalações.*

*Neste sentido, a SCG ressalta que o livre acesso ao Gasbol deve ser irrestrito e não discriminatório. A TBG deve agir como uma empresa transportadora sem deixar que os interesses cruzados advindos de seu acionista majoritário impeça a entrada de outros agentes no mercado através do acesso à infra-estrutura de transporte.*

*Esta constatação evidencia que, para implementar de fato o princípio do livre acesso a gasodutos, de forma a viabilizar a introdução da competição na oferta do gás natural, é imprescindível que haja o estabelecimento de algum tipo de limitação da participação acionária de carregadores no capital votante de transportadores.” (grifos nossos)*

Transcorridos mais de 17 anos desde os fatos que deram origem aos processos de resolução de conflito entre a TBG e a BG e entre a TBG e a Enersil, a ausência de uma vedação à participação acionária de carregadores no capital votante dos transportadores autorizados continua sendo um obstáculo para o desenvolvimento de um mercado de gás natural concorrencial, haja visto a falta de incentivos que os transportadores sob o controle da PETROBRAS possuem de ofertar capacidade de transporte para os demais agentes da indústria do gás natural interessados.

O exemplo mais recente da postura subserviente das transportadoras sob controle acionário da PETROBRAS pode ser visto na correspondência TAG/DCO 0042/2018, de 17 de maio de 2018, por meio da qual a Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) encaminhou resposta

---

<sup>11</sup> Disponível em <http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=2710>.

à solicitação da ANP de revisão das informações acerca da disponibilidade de capacidade no sítio eletrônico da transportadora:

*“Em atendimento ao Ofício ANP nº 0193/2018/SIM, de 12/04/2018, por meio do qual é solicitado à TAG o atendimento dos seus itens 6, 7 e 8, informamos primeiramente que o ‘Relatório de Previsão de Disponibilidade e Ociosidade’ publicado no site da TAG foi fundamentado nas informações prestadas pelo Carregador Petrobras, que detém contratos que abrangem todos os pontos de recebimento e pontos de entrega, nas capacidades máximas instaladas, dos respectivos sistemas de transporte, caracterizando a inexistência de capacidade disponível nesses pontos de recebimento e de entrega.*

*Dessa forma, não há alteração a ser promovida nas informações publicadas no sítio eletrônico desta Transportadora.*

*No que tange à carta TAG/DCO 0047/2017, informamos que, por ter sido verificado constante movimentação de volumes de gás natural, acima da QDC do CST Malha NE, a TAG, em cumprimento ao disposto no § 1º do Art. 3º da RANP nº 11/2016, informou a essa Agência a possibilidade de movimentar em seus sistemas de transporte um volume superior à capacidade atualmente disponível de movimentação nos dutos e não nos pontos de recebimento e pontos de entrega, que conforme parágrafo anterior, têm suas capacidades 100% contratadas pela PETROBRAS.*

*(...)*

*Sem a definição de pelo menos um perfil de referência para a utilização da capacidade atualmente contratada para os pontos de recebimento e de entrega, não é possível disponibilizar volume para contratação de serviço de transporte na modalidade firme.” (grifos nossos)*

Como pode ser visto, a TAG assume que detém capacidade de movimentação nos gasodutos de transporte operados por ela, contudo que tal capacidade não se encontra disponível em função dos contratos de transporte existentes, que possuem a integridade da capacidade dos pontos de recebimento e de entrega contratada por seu carregador controlador. A TAG informa, ainda, que depende de uma definição por parte da Petrobras para realizar uma reavaliação da capacidade de transporte da sua rede de transporte, sem a qual não será capaz de ofertar serviços de transporte na modalidade firme. Ou seja, a TAG só se dispõe a oferecer serviços de transporte na modalidade firme mediante posicionamento favorável do seu carregador controlador, o que demonstra sua inteira dependência aos interesses da Petrobras. Tal fato é agravado pelo fato da TAG não possuir um quadro de funcionários próprios sendo, na prática, uma mera gestora de contratos sem qualquer autonomia decisória. Tal postura não condiz com a de uma transportadora de gás natural interessada em oferecer seus serviços a novos clientes e expandir seus negócios através da utilização eficiente de suas instalações, tal como concluiu o Parecer Técnico SCG-PROGE anteriormente citado.

## **VI.2 – Problemas Identificados**

A partir do exposto, observa-se que o maior obstáculo existente no segmento de transporte de gás natural permanece sendo a ausência de independência das transportadoras em relação aos demais elos concorrenciais da cadeia de valor do gás natural.

A este respeito, a SIM/ANP emitiu a Nota Técnica nº 04/2018-SIM, cujo objeto é a desverticalização nos segmentos monopolísticos da cadeia de valor do gás natural (transporte e distribuição).

### **Proposta da ANP:**

- Aplicação da separação completa de propriedade (*full ownership unbundling*) entre os transportadores e agentes que atuam em atividades potencialmente concorrenciais da indústria do gás natural: os transportadores devem ser empresas

completamente separadas e independentes de empresas verticalmente integradas na indústria do gás natural.

- Aplicação dos modelos de independência (*unbundling*) OU, ISO e ITO aos transportadores existentes que sejam vinculados a uma empresa verticalmente integrada, nos moldes da experiência europeia: os transportadores que já são vinculados a empresa verticalmente integrada podem escolher entre os modelos de independência OU, ISO e ITO, a serem regulamentados pela ANP. Um transportador que já esteja completamente separado de uma empresa verticalmente integrada não pode escolher os modelos ISO ou ITO.

## VII – COMERCIALIZAÇÃO/DISTRIBUIÇÃO

### VII.1 – Monopsônio no Upstream e monopólio com self-dealing no Downstream

Como mencionado na Seção III, a Petrobras exerce um monopsônio em relação aos produtores de gás natural, sendo a única compradora do gás natural produzido internamente, dada a falta de obrigatoriedade de acesso às infraestruturas essenciais; e também é monopolista em relação ao mercado atacadista, sendo a única vendedora de gás natural para as distribuidoras e consumidores finais pela mesma razão. Vale destacar que esta venda às distribuidoras se dá na esfera de competência da União.

Além disso, a Petrobras possui participações na grande maioria das companhias distribuidoras estaduais, exercendo controle também nas decisões de aquisição de gás, uma vez que tem poder de nomear, a partir de acordo de acionistas, os diretores comerciais das distribuidoras nas quais possui participação acionária. Assim, é a única vendedora de gás natural ao mercado e também a compradora em muitas distribuidoras estaduais de gás canalizado.

Apenas 5 (cinco) empresas atualmente têm poder de influenciar decisões sobre a aquisição de gás natural no atacado no Brasil: (i) a Petrobras, por meio das participações da Gaspetro e da BR Distribuidora, com direito a indicar os diretores comerciais em 20 (vinte) distribuidoras; (ii) a Cosan, como acionista da Comgás<sup>12</sup>; (iii) a Gas Natural Fenosa, como acionista da CEG, CEG Rio e da São Paulo Sul; (iv) a Cemig, como controladora da Gasmig; e (v) Furnas, como único consumidor livre<sup>13</sup> com um contrato em vigor no sistema integrado brasileiro. Apesar do grande número de distribuidoras estaduais, há um oligopsônio na compra de gás natural no atacado, ou seja, um grande poder de decisão sobre a aquisição do gás está concentrado em poucos agentes.

Desta forma, o acesso isoladamente pode não resolver o problema estrutural do monopólio na comercialização de gás natural, já que grande parte do mercado atacadista continuaria a ter suas decisões de aquisição de gás natural controladas pelo atual incumbente e, possivelmente, por novos ofertantes com participação acionária em distribuidoras, que poderiam priorizar a compra do seu gás em detrimento de outros fornecedores. A possibilidade de transações comerciais não públicas entre partes relacionadas para atendimento a um mercado cativo deve ser impedida a fim de coibir comportamentos oportunistas, proteger o mercado cativo e promover a entrada de novos agentes em igualdade de condições.

---

<sup>12</sup> Foi publicado Fato Relevante pela Comgás em 12/12/2017 confirmando o exercício de opção de venda de ações pela Shell para a Cosan, bem como a rescisão do Acordo de Acionistas.

<sup>13</sup> Consumidor Livre se encontra definido na Lei nº 11.909/2009, Art. 2º, XXXI como: “consumidor de gás natural que, nos termos da legislação estadual aplicável, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador”.

O *self-dealing* já é vedado no setor elétrico desde 1995<sup>14</sup>, assim, as distribuidoras de energia elétrica não podem desenvolver atividades de geração e transmissão, bem como geradoras que atuam no Sistema Integrado Nacional não podem ser coligadas ou controladoras de distribuidoras; do ponto de vista regulatório, tanto o setor elétrico como o de gás natural são indústrias de rede, logo são análogos. Transações entre partes relacionadas para atendimento a um mercado cativo são condenáveis, ainda mais não sendo públicas, e assim a ANP se manifestou tanto nas discussões no âmbito do Programa Gás para Crescer como na Nota Técnica nº 004/2018-SIM; há um claro conflito de interesses nessa dualidade de papéis exercidos pela Petrobras.

Portanto, resolver o problema do *self-dealing* pode ser considerado uma pré-condição, juntamente com o acesso obrigatório, para o efetivo desenvolvimento da comercialização de gás natural no Brasil. Deste modo, para coibir e/ou limitar práticas de *self-dealing* pressupõe-se uma mudança estrutural na indústria, que seria alcançada idealmente por meio da desverticalização completa da distribuição, na qual ao produtor não seria permitida a participação acionária nas distribuidoras estaduais de gás canalizado, viabilizando também maior diversidade de agentes independentes no mercado.

Entretanto, a experiência internacional, sobretudo a europeia, demonstra que a desverticalização funcional pode proporcionar condições suficientemente adequadas à introdução da competição na comercialização, ainda sendo compatível com a atual estrutura acionária do mercado brasileiro de distribuição. Em termos gerais, na desverticalização funcional, um conjunto de medidas deve assegurar a independência das áreas comerciais e de operação das distribuidoras de gás canalizado. De acordo com a Diretiva Européia 2009/73/EC, estas medidas podem ser resumidas em três grupos: separação administrativa, poder de decisão efetivo e um programa de conformidade.

Alternativamente à desverticalização total ou funcional, a publicidade integral dos contratos de venda de gás natural para as distribuidoras foi proposta pela Petrobras e pelo IBP no âmbito do Subcomitê 04 do Programa Gás para Crescer, no qual foram discutidas as questões relativas à comercialização de gás natural. Esta alternativa consta no Relatório Final do referido Subcomitê, mas foi retirada do projeto de lei em trâmite no Congresso Nacional. Seu mérito seria auxiliar na redução da assimetria de informação do mercado, facilitar a formação de preços e dar transparência às transações comerciais na esfera de competência da União para atendimento ao mercado cativo, uma vez que este não possui alternativas de suprimento.

Do ponto de vista regulatório, a publicidade integral dos contratos não seria o remédio ideal para resolver a questão do *self-dealing*, uma vez que a atuação do regulador se daria *ex-post*, ou seja, após o dano já causado, enquanto na desverticalização total ou funcional, a atuação seria *ex-ante*, atuando de forma preventiva; mas certamente seria melhor que a realidade atual caracterizada por transações comerciais não públicas entre partes relacionadas para atendimento ao mercado cativo. A publicidade integral dos contratos de comercialização de gás natural é importante também para auxiliar na formação de preços para a transição de um mercado monopolizado para um mercado com maior diversidade de agentes vendedores.

## **VII.2 A comercialização x o monopólio natural estadual do serviço de distribuição**

Dentre todos os elos da cadeia da indústria de gás natural, as atividades de transporte e distribuição possuem características que as definem como monopólios naturais, a principal delas sendo a presença de significativas economias de escala. Portanto, a razão do monopólio natural é a necessidade de vultosos investimentos para o estabelecimento da rede de dutos utilizados nos serviços de transporte e distribuição de gás natural, não se relacionando em absoluto, do ponto de vista da teoria econômica, com a atividade de comercialização do gás natural. Ao contrário, a atividade de comercialização de gás é potencialmente competitiva ao longo de toda a cadeia, sendo fundamental que assim seja para o desenvolvimento deste

---

<sup>14</sup> §§ 5º e 6º do Artigo 4º da Lei n 9.074, de 07/07/1995.

mercado de forma economicamente sustentável, propiciando uma correta formação de preços e evitando, desta forma, distorções como as atualmente percebidas no mercado.

Estender o alcance da interpretação do § 2º do Artigo 25 da Constituição Federal de modo a impor um monopólio também na atividade de comercialização que é potencialmente competitiva, ou seja, que não possui a justificativa econômica do monopólio natural como a presença de economias de escala (isto é, um monopólio que teria sido criado pelos legisladores), é tornar o consumidor refém de um único agente econômico, o que não é justificável sob aspecto algum. Pelo contrário, é moralmente e socialmente condenável. É pacífico que a Constituição Federal visa proteger os indivíduos de modo a não impor a restrição de adquirir gás natural de um único vendedor, uma vez que poderiam se beneficiar da concorrência sadia e necessária para o alcance do melhor resultado econômico e social. Não é à toa que § 2º de seu Artigo 25, tão citado, e muitas vezes mal interpretado, utiliza a palavra “*serviço*” e não “*comércio*”, se referindo claramente ao serviço de distribuição, ou seja, a movimentação do gás natural, e não ao comércio da *commodity*.

A análise do ponto de vista do consumidor revela um questionamento básico: por que consumidores, sejam industriais e até mesmo residenciais, seriam obrigados a comprar gás de um único fornecedor monopolista? As próprias distribuidoras advogam pelo fim das barreiras à entrada que sustentam o monopólio de fato da Petrobras na comercialização à montante da distribuição, logo, não há justificativa, além da interpretação equivocada do Artigo 25 da Constituição Federal, para imporem aos consumidores finais o mesmo mal do qual padecem: serem compradores de um monopólio sem justificativa econômica. Tal fato vai de encontro aos direitos básicos do consumidor elencados no Artigo 6º, Lei 8.078/90, em especial o Inciso II que estipula como direito do consumidor a liberdade de escolha e a igualdade das contratações.

Ademais, não será possível o desenvolvimento efetivo do mercado de gás natural no Brasil contando apenas com as distribuidoras como compradoras, ainda mais tendo em vista o oligopsônio atual, já que as decisões de compra estão concentradas em apenas 4 (quatro) grupos econômicos, acionistas das distribuidoras responsáveis pelas suas diretorias comerciais. A integração horizontal estabelecida pela sociedade Petrobras/Mitsui é uma questão que também poderá ser sanada por meio da abertura total, porém gradual, do mercado, hoje cativo das distribuidoras. Portanto, o aumento do número de agentes, compradores e vendedores, no mercado de gás natural brasileiro propiciará maior liquidez, condição fundamental para a formação deste mercado.

Dessa forma, o serviço público de distribuição de gás é regulado pelo artigo 25, §2º CRFB/88, e disciplinado pela Lei de Concessões de Serviço Público – Lei nº 8.987/95. Contudo, no que tange a comercialização do gás natural, o artigo 22, IV, CRFB/88 é bem claro ao estipular a competência privativa da União para legislar sobre energia. Em consonância ao artigo mencionado, o constituinte previu, no artigo 177, § 4º, CRFB/88, a competência privativa da União em legislar sobre a comercialização de gás natural, senão vejamos:

**“Art. 177. Constituem monopólio da União:**

*I - a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;*

*II - a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;*

*III - a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;*

*IV - o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;*

*V - a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados, com exceção dos radioisótopos cuja produção, comercialização e*

*utilização poderão ser autorizadas sob regime de permissão, conforme as alíneas b e c do inciso XXIII do caput do art. 21 desta Constituição Federal.*  
(...)

**§ 4º A lei que instituir contribuição de intervenção no domínio econômico relativa às atividades de importação ou comercialização de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados e álcool combustível deverá atender aos seguintes requisitos:**

*I - a alíquota da contribuição poderá ser:*

- a) diferenciada por produto ou uso;*
- b) reduzida e restabelecida por ato do Poder Executivo, não se lhe aplicando o disposto no art. 150, III, b;”* (Grifos nossos)

O Supremo Tribunal Federal, em Voto do Ministro Celso de Mello no bojo do julgamento da Ação Direta de Inconstitucionalidade nº 3.813/2015, entendeu que:

*“A conclusão a que chega o eminente Relator, com apoio na lição da Professora Fernanda Dias Menezes de Almeida, é a de que, em hipóteses como essa, em que há conflito de competências normativas, devem prevalecer as determinações emanadas do titular da competência legislativa privativa. Logo, a razão pela qual se reconhece, no caso, a inconstitucionalidade formal decorre da usurpação das atribuições legislativas da União por parte do Estado-membro.”*

Por todo o exposto, pode-se concluir que os Estados não são competentes para legislar sobre a atividade de comercialização de gás natural, cuja competência é privativa da União.

A experiência internacional demonstra que muitos países já implementaram a liberalização dos seus mercados cativos. No processo de unificação da Europa, a Comissão Europeia implementou medidas que buscam a redução do preço do gás natural por meio da abertura dos mercados de cada país, antes dominados por monopólios exercidos por empresas incumbentes, a concorrência e a criação de um mercado único europeu. Para tanto, foram expedidas três diretivas em 1998, 2003 e 2009, impondo medidas e prazos para o cumprimento pelos países membros, visando dar ao consumidor final a liberdade de escolher seu fornecedor; viabilizando o acesso de terceiros as infraestruturas de transporte, estocagem e regaseificação; e impondo a desverticalização, em diferentes níveis, dos serviços de transporte e distribuição das outras etapas da cadeia de gás natural.

Para que os benefícios da concorrência objetivada pelo Programa Gás para Crescer, a ser viabilizada pela obrigatoriedade de acesso às infraestruturas essenciais entre outras medidas, efetivamente alcancem todos os consumidores finais é fundamental que a eles seja garantida a liberdade de escolha do seu fornecedor de gás natural. Naturalmente este processo de liberalização dos consumidores cativos deve ser progressivo e planejado, reduzindo paulatinamente a quantidade de gás necessária para se tornar um consumidor livre. Desta forma, poderá ser efetivamente implementada a concorrência na comercialização ao longo de toda a cadeia do gás natural, seguindo experiências internacionais bem-sucedidas como na Espanha, Itália e Reino Unido, onde os consumidores residenciais podem escolher seu fornecedor de gás natural.

Dado o exposto, no que diz respeito à caracterização do serviço de distribuição de gás natural, cabe fazer uma diferenciação entre a liberdade do consumidor de escolher seu fornecedor e comprar diretamente o gás natural (*bypass* comercial), advinda da separação entre as atividades de comercialização e distribuição, e a liberdade de se conectar diretamente ao transporte e não utilizar o serviço de distribuição (*bypass* físico). A princípio, não parece razoável exigir que grandes consumidores, que não estejam diretamente conectados à rede de distribuição existente, logo não utilizam o serviço da distribuidora, devam pagar tarifa de operação e manutenção. Muitas vezes, em situações de pouca supervisão regulatória, a ausência de *bypass* físico pode ocasionar um aumento desproporcional do poder de barganha

da distribuidora local, resultando na cobrança tarifas sem a devida contraprestação de serviços, o que contribui para a diminuição da eficiência dos projetos que utilizam gás natural e dificulta o desenvolvimento da indústria de gás natural.

De modo geral, a Lei do Gás, assim como as respectivas Leis Estaduais que instituíram as distribuidoras locais de gás canalizado, não previram o *bypass* físico. É necessário entender que a legislação brasileira, neste aspecto, vai contra as melhores práticas da indústria, tendo em vista que existe a possibilidade de *bypass* físico nos E.U.A. e países da Europa, como chama atenção Artur Watt Neto:

*“... a Lei do Gás adotou uma interpretação do Art. 25 §2º da Constituição que se distancia do atendimento às melhores práticas da indústria em nível internacional. Nos termos do Art. 46 da Lei do Gás, mesmo que um determinado consumidor consiga se enquadrar como consumidor livre e construa sua própria ligação com a rede de transporte, deverá pagar uma tarifa de operação e manutenção (O&M) à distribuidora estadual, em montante a ser estabelecido pelo órgão regulador estadual. Em outras palavras, a legislação brasileira inovou ao criar a figura do “consumidor livre mas não tão livre assim”.”<sup>15</sup>*

Deste modo, assumindo esta realidade, a regulação desta tarifa de operação e manutenção assume fundamental importância no sentido de coibir abusos possibilitados pela existência do monopólio natural, conforme pretende o estabelecido no Art. 46 §1º da Lei 11.909/2009:

*“As tarifas de operação e manutenção das instalações serão estabelecidas pelo órgão regulador estadual em observância aos princípios da razoabilidade, transparência, publicidade e às especificidades de cada instalação”*

Entretanto, a elaboração de um arcabouço regulatório adequado acerca das tarifas de operação e manutenção aplicáveis à distribuição de gás natural é uma tarefa desafiadora, principalmente considerando que, idealmente, tais regras devem guardar certa consistência com relação à sua aplicação em cada Estado. Neste cenário, a União poderia estabelecer critérios básicos para o correto enquadramento de casos, criando uma estrutura regulatória que poderia ser adotada pelas agências reguladoras dos Estados por meio de um pacto, respeitando o monopólio estadual no serviço de distribuição e visando o desenvolvimento da indústria.

## **PARTE 2 – AÇÕES NECESSÁRIAS PARA A PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA**

### **VIII – ACESSO ÀS INFRAESTRUTURAS ESSENCIAIS**

O acesso às infraestruturas essenciais foi tema amplamente discutido durante o Programa Gás para Crescer, sendo objeto de análise de um subcomitê específico com a participação de todos os agentes da indústria de gás natural. Apesar de discordâncias referentes ao regime de acesso (negociado ou regulado) em cada tipo de infraestrutura, foi pacífico entre todos os agentes que o acesso de terceiros aos dutos de escoamento, UPGNs e Terminais de GNL

---

<sup>15</sup> Watt N.A., 2014. “Petróleo, gás natural e biocombustíveis: doutrina, jurisprudência e legislação”

deve ser **não discriminatório e transparente**<sup>16</sup>. Entretanto, o trâmite do projeto de lei no Congresso Nacional não avançou e as alterações legais não foram possíveis até o momento. Desta forma, questões fundamentais para o funcionamento da indústria e, principalmente, para sua evolução legal e regulatória ficaram suspensas.

Todavia, o mercado tem sua dinâmica própria e os projetos de desenvolvimento dos campos de petróleo com gás associado na Bacia de Santos seguem liderados pela Petrobras. Como explicitado no item II desta nota técnica, a ANP foi consultada a respeito das implicações da desvinculação dos gasodutos de escoamento da produção das suas respectivas concessões, tendo em vista o interesse da Petrobras e de seus parceiros Shell, Petrogal e Repsol na venda da propriedade e, conseqüentemente, da capacidade dos gasodutos de escoamento, uma vez que o acesso obrigatório deve prever as condições da preferência do proprietário à capacidade na infraestrutura.

Desta forma, deve ser assegurado que tais negociações sejam transparentes e isonômicas, de modo que as condições ofertadas pela Petrobras, como agente dominante, e seus parceiros Shell, Petrogal e Repsol, devem ser, guardadas especificidades técnicas, idênticas às ofertadas a todos os agentes interessados. A abertura do mercado ao gás nacional, por meio da oportunidade do acesso aos gasodutos de escoamento e UPGNs, seja pela oportunidade de se tornar proprietário, seja pelo acesso de terceiros negociado, deve considerar os interesses de todos os produtores daquela bacia em igualdade de condições. A PPSA, por exemplo, como agente interessado no escoamento do gás natural da União, deve participar das negociações em andamento e não somente os produtores participantes dos investimentos para a construção do gasoduto de escoamento Cernambi-TECAB (Rota 2).

As UPGNs, assim como os gasodutos de escoamento e os Terminais de GNL, são infraestruturas essenciais para viabilizar o acesso de novos produtores e comercializadores ao mercado. Assim, o estabelecimento do acesso a estas unidades, mediante a venda da propriedade ou não, deve ser assegurado para que novas ofertas de gás natural ao mercado sejam possíveis.

Portanto, se faz necessário que o CADE e a ANP definam diretrizes para a venda dos gasodutos de escoamento e para o estabelecimento das condições gerais de acesso ao Sistema Integrado de Escoamento (SIE), mencionado na Carta AGUP 0013/2018, e às UPGNs; e que possam intervir, caso necessário, a fim de garantir que o acesso negociado aos dutos de escoamento e às UPGNs seja garantido de forma isonômica e transparente, contribuindo para uma correta formação de preços no mercado.

## **IX – A DESVERTICALIZAÇÃO DOS MONOPÓLIOS NATURAIS**

### ***IX.1 – No Transporte***

Para que se possa implantar um mercado concorrencial para a indústria do gás natural é fundamental que a atividade de transporte de gás seja independente das demais atividades da cadeia. Neste sentido, a experiência europeia ensina que a simples separação jurídica das distintas atividades não foi suficiente para que se alcançasse a independência, de fato, do transporte de gás natural.

Na União Europeia, a fim de implementar a separação efetiva da atividade de transporte, a Diretiva 2009/73/EC explicitou as funções do transportador de gás natural, quais sejam:

---

<sup>16</sup> Conforme consta no “Relatório Gás para Crescer Subcomitê SC-1”, de 28/04/2017, transcrito a seguir: “132. Houve consenso no SC1 CT-GN de que é necessário alterar dispositivos legais para assegurar o acesso não discriminatório e transparente às infraestruturas de escoamento, tratamento ou processamento e terminais de GNL.

133. *Todavia, não foi possível, apesar do esforço realizado por seus integrantes, chegar ao consenso acerca do regime de acesso (negociado ou regulado) a essas infraestruturas e de aspectos específicos que deveriam constar ou não nos dispositivos legais e, por conseguinte, da própria redação a ser proposta pelo Subcomitê ao CT-GN.”*

- a) Operar, manter e ampliar as instalações de transporte, de forma eficiente, de modo a permitir o acesso a novos agentes;
- b) Efetuar tratamento não discriminatório entre os usuários da rede, particularmente, não favorecendo empresas a ele coligadas;
- c) Facultar aos outros transportadores, e aos demais agentes do mercado, informações suficientes para garantir que o transporte seja realizado de forma segura e eficiente na rede integrada (rede de transporte, instalações de estocagem e redes de distribuição).

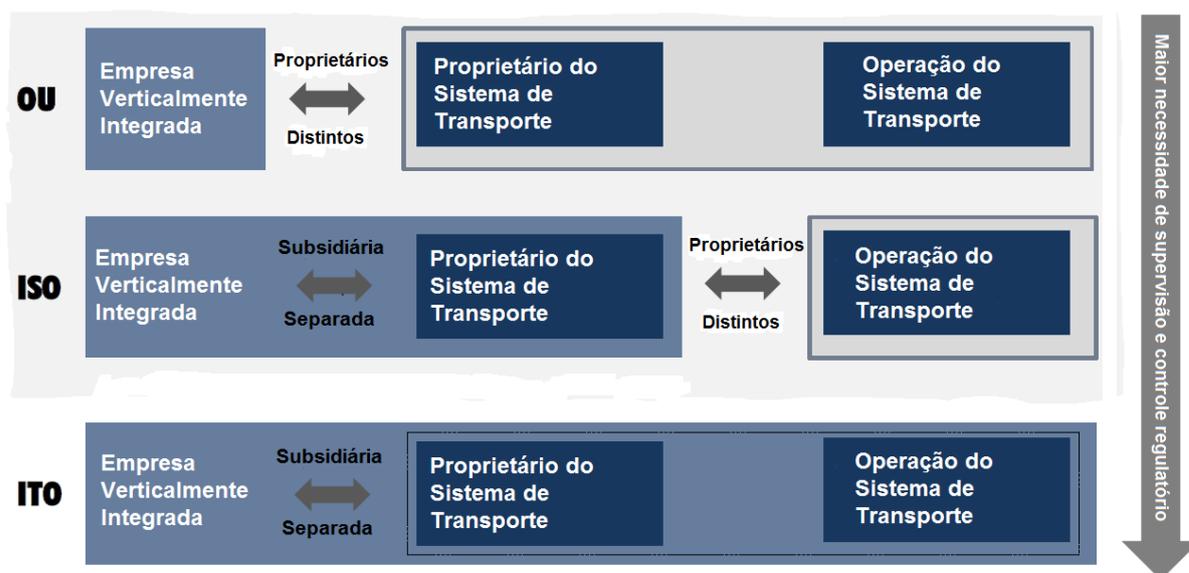
Tais funções devem ser exercidas de forma independente dos demais segmentos da indústria. Neste sentido, a Diretiva europeia deixa claro que o transportador deve estar equipado com todos os recursos técnicos, humanos, físicos e financeiros necessários para o cumprimento de suas funções. Em particular, os transportadores devem atuar de forma independente, de modo que interesses de qualquer produtor ou comercializador de gás natural, mesmo daqueles que possuem qualquer tipo de coligação com o transportador, não interfiram na operação da rede de transporte. Por esta razão, a Diretiva 2009/73/EC apresenta uma lista indicativa e não exaustiva de obrigações impostas ao transportador para que ele seja, de fato, independente.

No que diz respeito ao quadro técnico, a Diretiva determina que os ativos humanos necessários para a executar a atividade de transporte, particularmente a operação da rede, devem ser empregados exclusivos do transportador.

Já no que concerne aos serviços corporativos, que inclui os serviços jurídicos, contábeis e de tecnologia da informação, a Diretiva estabelece que o transportador deve deter em seu quadro de pessoal próprio um número suficiente de funcionários qualificados para exercer as atividades do core business da companhia. Além disso, um transportador não pode transferir parte das suas responsabilidades para outros agentes. Por exemplo, um transportador não pode transferir suas tarefas ou funções a outro transportador nem assumir a responsabilidade de operação do sistema ou manutenção das redes de outro transportador.

Na Europa foram propostos 3 (três) modelos de *Unbundling*, representados na Figura 7 a seguir:

**Figura 7 – Modelos de Independência (*Unbundling*)**



Fonte: Elaboração pela SIM/ANP, com base em World Bank (2016).

Onde cada sigla (OU, ISO e ITO) representa o seguinte<sup>17</sup>:

- OU – separação completa de propriedade (*full ownership unbundling*);
- ISO – operador independente de sistema (*independent system operator*);
- ITO – transportador independente (*independent transmission operator*).

O modelo OU é praticamente autoexplicativo, e representa a constituição de uma empresa completamente separada e independente da empresa verticalmente integrada. O modelo ISO representa a situação em que uma empresa verticalmente integrada, a qual estava relutante em vender os seus ativos de transporte, poderia colocar a sua operação nas mãos de um operador completamente separado, evitando assim conflito de interesses no que diz respeito à operação da rede. Já o modelo ITO mantém a propriedade dos ativos com a empresa verticalmente integrada, mas esta tem que garantir a independência do transportador como uma organização autônoma. Este modelo também é condicionado a uma série de restrições e verificações.

Os quadros a seguir apresentam as características, vantagens e desvantagens teóricas de cada modelo de independência:

**Quadro 1 – Principais Características dos Modelos de Independência**

OU	ISO	ITO
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Empresa transportadora <b>totalmente separada</b> dos elos da produção, importação e comercialização, <b>sendo a detentora dos ativos e operadora do sistema de transporte</b></li> <li>• <b>Sem acionistas em comum</b> entre a empresa transportadora e as demais atividades da IGN</li> <li>• <b>Sem membros em comum no Conselho de Administração ou na diretoria</b> da transportadora e dos demais agentes da IGN</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Os ativos de transporte podem permanecer sendo da empresa verticalmente integrada, <b>mas em uma entidade organizacional e legalmente distinta</b>, ou com um <b>proprietário independente do operador do sistema</b></li> <li>• O sistema de transporte é <b>gerenciado e controlado por uma companhia independente</b>, o ISO</li> <li>• Além dos custos de se certificar a independência deste agente, são exigidos maiores custos de supervisão regulatória (aprovação de contratos entre o proprietário dos ativos e o ISO, monitoramento das comunicações e das relações entre os dois, resoluções de conflitos, etc.)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A empresa verticalmente integrada <b>mantém a propriedade dos ativos de transporte</b> por meio de ente legalmente separada.</li> <li>• Medidas organizacionais e de governança para garantir que a atividade de transporte de gás natural está separada das demais atividades e <b>sua operação é independente</b>.</li> <li>• Alternativa de maior custo regulatório de controle e supervisão (monitoramento da relação comercial e financeira entre a empresa transportadora e os demais negócios, aprovação dos serviços prestados por partes relacionadas, revisão e aprovação de mudanças no Conselho de Administração da empresa transportadora, etc.)</li> </ul>

Fonte: Elaboração pela SIM/ANP, com base em World Bank (2016).

<sup>17</sup> CEER, “Status Review on the Implementation of Transmission System Operators’ Unbundling Provisions of the 3rd Energy Package”, 2016

**Quadro 2 – Vantagens Teóricas dos Modelos de Independência**

OU	ISO	ITO
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Maior independência</b> da gestão da rede e maior foco na atividade de transporte</li> <li>• <b>Menor risco de subinvestimento</b></li> <li>• <b>Menor escopo para a discriminação</b> contra agentes não integrados, facilitando a concorrência</li> <li>• Facilitador do processo de privatização ou de <b>entrada de agentes privados</b> no segmento de transporte de gás natural</li> <li>• <b>Maior transparência</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Menor custo de separação (<i>unbundling</i>)</b></li> <li>• <b>Pode facilitar a participação de agentes privados</b> na IGN nos casos em que a empresa verticalmente integrada é de controle estatal</li> <li>• Aborda a questão do <b>acesso não discriminatório</b> ao transporte (mas não a questão da adequação do investimento para permitir este acesso)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Mantém os incentivos para o investimento</b> contínuo e suficiente da infraestrutura de transporte</li> <li>• Preserva os <b>ganhos de sinergia</b> de manter em uma mesma empresa os ativos e a operação (economias verticais de escala e escopo)</li> <li>• Aborda a questão do <b>acesso não discriminatório</b> ao transporte, porém ao custo de controle regulatório mais elevado (ver Quadro 3)</li> </ul>

Fonte: Elaboração pela SIM/ANP, com base em World Bank (2016).

**Quadro 3 – Desvantagens Teóricas dos Modelos de Independência**

OU	ISO	ITO
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Custo de estruturação de uma nova empresa</b>, uma vez que os funcionários da empresa verticalmente integrada não mais poderão fazer parte da nova empresa transportadora</li> <li>• <b>Potencial de inflação dos custos de investimento e base regulatória de ativos</b> (sobreinvestimento), em que pese o risco de subinvestimento presente nos modelos ISO e ITO ser mais deletério do ponto de vista da prestação do serviço de transporte.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Problema de interface e de incentivos:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- O ISO possui poucos ativos, o que reduz a sua capacidade financeira de arcar com penalidades</li> <li>- Dificuldade de definir as responsabilidades e papéis no caso de emergências</li> <li>- O processo de tomada de decisão acerca da manutenção da rede e da realização de novos investimentos torna-se mais complexa</li> </ul> </li> <li>• <b>Pode haver um foco excessivo no curto prazo</b> em detrimento do desenvolvimento de longo prazo da infraestrutura.</li> <li>• <b>Maior esforço de supervisão regulatória</b> para se garantir a independência do ISO em comparação à alternativa do OU</li> <li>• <b>Pouca experiência relativa</b> em operação de grandes sistemas de transporte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Os problemas decorrentes da integração vertical podem ainda estar presentes</b>, uma vez que é complexo de exercer o monitoramento adequado da atividade na ausência de uma regulação mais forte</li> <li>• <b>Benefícios pouco claros</b> provenientes de manter a propriedade dos ativos na empresa verticalmente integrada</li> <li>• <b>Maior esforço de supervisão regulatória para se garantir a independência do ITO em comparação às alternativas do ISO e do OU</b></li> </ul>

Fonte: Elaboração pela SIM/ANP, com base em World Bank (2016).

O ponto de partida da aplicação dos diferentes modelos é que embora os três modelos propostos possuam diferentes graus de separação no que diz respeito à operação das redes em relação aos segmentos a montante e a jusante, em cada um deles deve se eliminar o conflito de interesses entre estas atividades e a operação da infraestrutura de transporte. Isso significa que o transportador não pode discriminar um agente em detrimento de outro caso ele possua alguma relação vertical com qualquer das empresas que operam a montante ou a jusante do transporte. Esta independência, no entanto, não se limita à operação da rede, mas também se expande ao acesso a informações comercialmente relevantes do transportador que possam influenciar a concorrência a montante ou a jusante do transporte.

Nos três modelos devem ser criadas condições que gerem incentivos para a realização dos investimentos necessários à eficiente expansão das redes, bem como garantam o acesso a novos entrantes de forma transparente e eficiente.

Na Europa, a escolha pelos modelos OU, ISO e ITO pode ser feita mediante as seguintes restrições:

- a) Só poderiam ser adotados os modelos ISO e ITO caso, na data de entrada em vigência da Diretiva, os transportadores já pertencessem à empresa verticalmente integrada, não sendo possível um OU passar a ser ISO ou ITO.
- b) Novos sistemas de transporte devem obrigatoriamente ser OU.
- c) É possível a coexistência de mais de um modelo dentro de um estado membro. A escolha por um determinado modelo por parte do transportador implica o cumprimento das suas regras, não sendo possível a criação de um quarto modelo híbrido não previsto nas Diretivas.

As obrigações acima descritas aplicam-se a qualquer tipo de transportador, independentemente de sua certificação, dado o caráter fundamental da autonomia e da independência do exercício da atividade de transporte para o funcionamento da indústria do gás natural.

## **IX.2 – Na Distribuição**

Uma vez que a Petrobras possui participações na grande maioria das companhias distribuidoras estaduais, além de ser a única vendedora de gás natural ao mercado, é também a compradora em muitas distribuidoras estaduais de gás canalizado. Portanto, o acesso isoladamente pode não resolver o problema estrutural do monopólio na comercialização de gás natural, já que grande parte do mercado atacadista continuaria a ter suas decisões de aquisição de gás natural controladas pelo atual incumbente.

A possibilidade de transações comerciais não públicas entre partes relacionadas para atendimento a um mercado cativo deve ser impedida a fim de coibir comportamentos oportunistas, proteger o mercado cativo e promover a entrada de novos agentes em igualdade de condições. Portanto, resolver o problema do *self-dealing* pode ser considerado uma pré-condição, juntamente com o acesso obrigatório, para o efetivo desenvolvimento da comercialização de gás natural no Brasil. Para coibir e/ou limitar as práticas de *self-dealing* pressupõe-se uma mudança estrutural na indústria, que seria alcançada idealmente por meio da desverticalização completa da distribuição, na qual ao produtor e ao comercializador não seria permitida a participação acionária nas distribuidoras estaduais de gás canalizado, viabilizando também maior diversidade de agentes independentes no mercado. Alternativamente, a desverticalização funcional, caracterizada por um conjunto de medidas a fim de assegurar a independência das áreas comerciais e de operações das distribuidoras de gás canalizado, pode ser uma solução compatível com a estrutura atual do mercado de distribuição brasileiro.

Conforme discutido anteriormente no item VII.1, a publicidade integral dos contratos de venda de gás natural para as distribuidoras que foi proposta pela Petrobras e pelo IBP no âmbito do Subcomitê 04 do Programa Gás para Crescer, como uma terceira alternativa, não seria o remédio ideal para resolver a questão do *self-dealing*, uma vez que a atuação do regulador se daria *ex-post*, ou seja, após o dano já causado, enquanto na desverticalização total ou

funcional, a atuação seria *ex-ante*, atuando de forma preventiva; mas certamente seria melhor que a realidade atual caracterizada por transações comerciais não públicas entre partes relacionadas para atendimento ao mercado cativo.

Além da questão da desverticalização na atividade de distribuição, resta claro que não será possível o desenvolvimento efetivo do mercado de gás natural no Brasil contando apenas com as distribuidoras como compradoras, ainda mais tendo em vista o oligopsônio atual, já que as decisões de compra estão concentradas em apenas 4 (quatro) grupos econômicos, acionistas das distribuidoras responsáveis pelas suas diretorias comerciais.

Para que os benefícios da concorrência objetivada pelo Programa Gás para Crescer, a ser viabilizada pela obrigatoriedade de acesso às infraestruturas essenciais entre outras medidas, efetivamente alcancem todos os consumidores finais é fundamental que a eles seja garantida a liberdade de escolha do seu fornecedor de gás natural. Naturalmente, conforme mencionado, este processo de liberalização dos consumidores cativos deve ser progressivo e planejado, reduzindo paulatinamente a quantidade de gás necessária para se tornar um consumidor livre. Desta forma, poderá ser efetivamente implementada a concorrência na comercialização ao longo de toda a cadeia do gás natural.

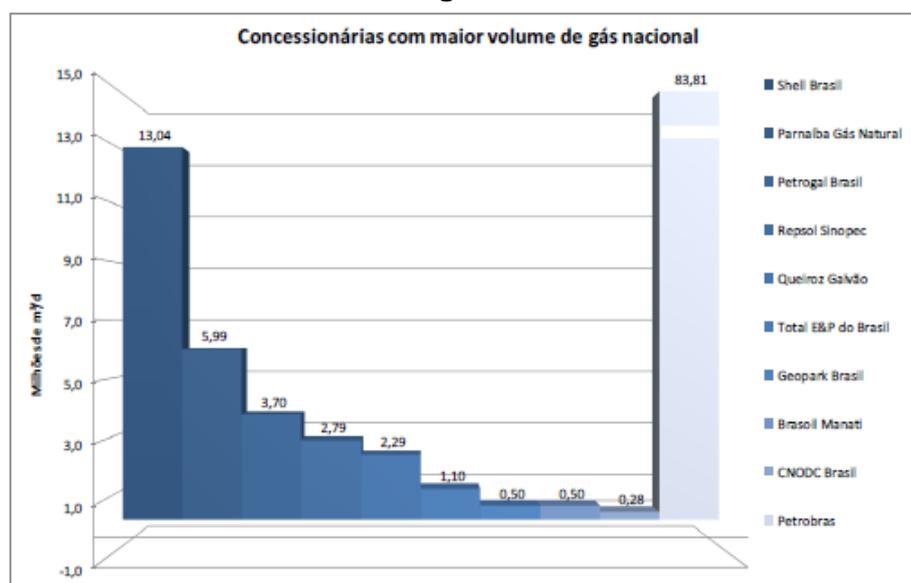
## X – PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA VIA PREÇO

### X.1 – O poder de estabelecer preços sem concorrência da Petrobras

Considerando que a Petrobras exerce um monopólio em relação aos produtores de gás natural, sendo a única compradora do gás natural produzido internamente, dada a falta de obrigatoriedade de acesso às infraestruturas essenciais; e também é monopolista em relação ao mercado atacadista, sendo a única vendedora de gás natural para as distribuidoras e consumidores finais pela mesma razão, resta claro que estabelece o preço do gás livremente e sem nenhuma concorrência.

Como mencionado na Seção II desta nota e demonstrado na Figura 8, já há produtores com escala de produção suficiente para carregar suas parcelas de gás até o mercado como Shell, Petrogal, Repsol e outras com produção crescente como Total, Equinor e também a PPSA (a produção da Parnaíba Gás Natural se dá em um sistema isolado no interior do Maranhão e Queiroz Galvão, Geopark e Brasoil já venderam a produção total do Campo de Manati). Portanto, é fundamental que a regulação da concorrência e setorial atuem em conjunto a fim de criar as condições necessárias para que essas empresas possam vender suas parcelas de gás diretamente o mercado.

Figura 8



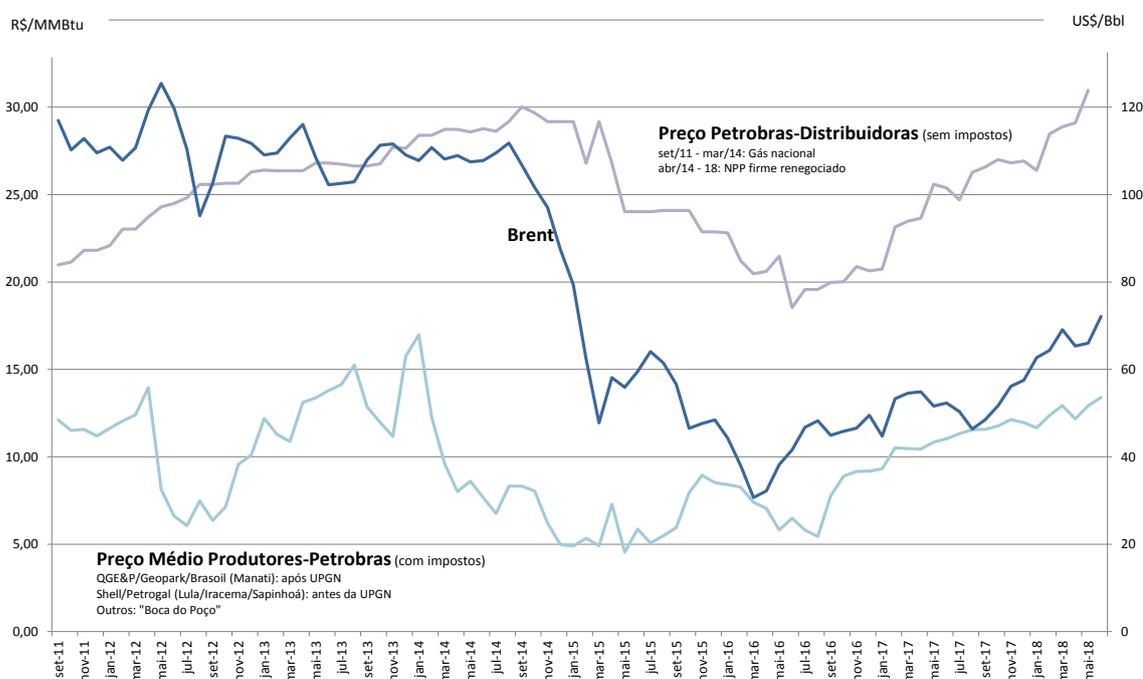
Fonte: Boletim Gás Natural, MME

Com o intuito de acelerar a introdução da concorrência e desconcentrar a oferta de gás natural, um programa de liberação de gás (“Gas Release”) por parte do agente dominante pode ser importante para criar pressões concorrenciais via preço e coibir comportamentos oportunistas no processo de abertura do mercado, como analisado na próxima Seção.

As séries de preços de venda da Petrobras para as distribuidoras (Figura 9) apresentam, a partir de meados de 2014 até o presente momento, comportamento semelhante àquele dos preços internacionais do petróleo Brent para o mesmo período, ou seja, após um período prolongado de queda acentuada, observa-se a sua recuperação, ainda que em ritmo e intensidade próprios, mas não divergentes. Tal comportamento se deve pelo fato de no Brasil o preço do gás natural ainda estar vinculado a uma cesta de óleos negociados internacionalmente.

A diferença entre o “Preço Médio Produtores-Petrobras” e o “Preço Petrobras-Distribuidoras” inclui os custos de escoamento (excetuando as vendas realizadas antes das UPGNs), processamento (excetuando a venda do gás do Campo de Manati) e os custos de transporte; além da margem da Petrobras. Entretanto, há que se destacar que o primeiro é informado já com os impostos e o segundo sem os impostos, o que indica que esta diferença seria ainda maior.

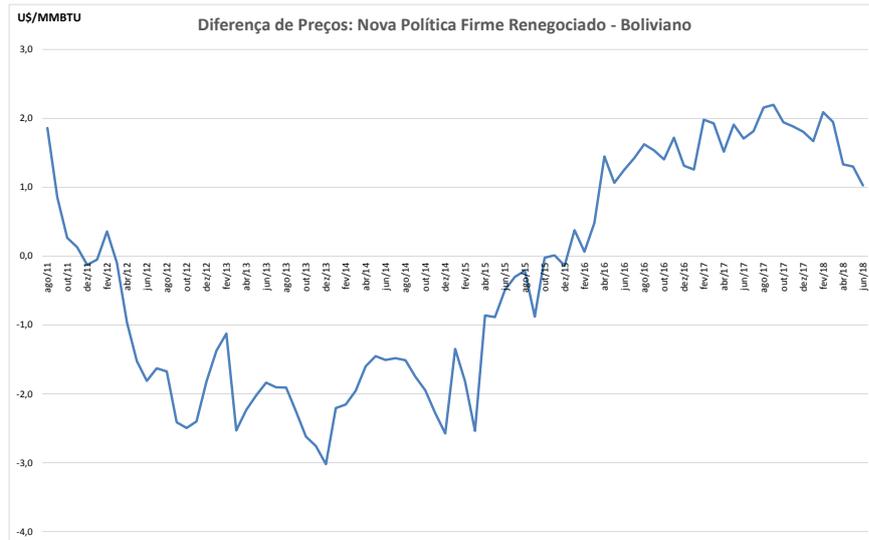
**Figura 9**



Fonte: SIM/ANP

De 2012 a 2015, a Petrobras adotou como política de preço a prática de oferecer descontos sobre o preço contratual. Isto fez com que o preço do gás nacional ficasse inferior ao valor do gás importado boliviano de 2012 até 2015. Tal prática foi progressivamente reduzida a partir de 2015, de forma que, como é possível observar na Figura 10, o preço do gás nacional está acima do gás boliviano desde então.

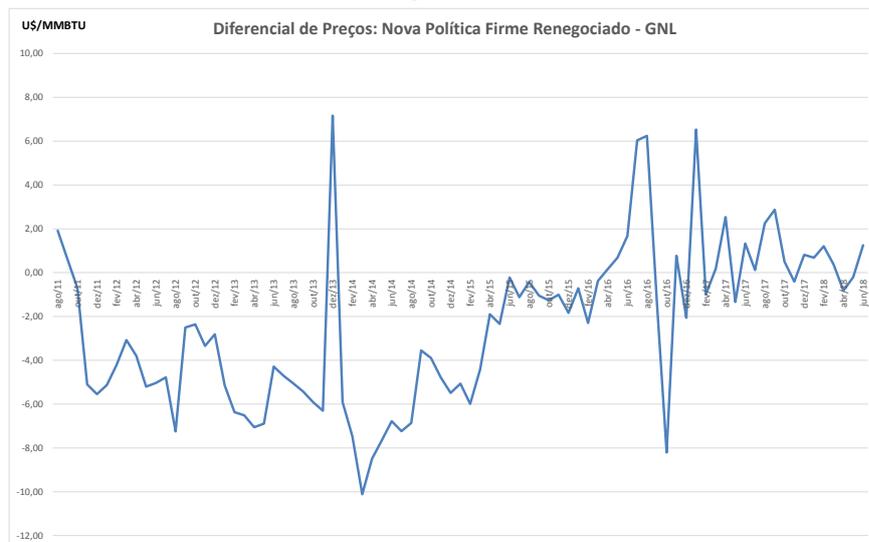
**Figura 10**



Fonte: SIM/ANP

O mesmo movimento de elevação do preço do gás nacional pode ser observado quando comparado ao preço do GNL Spot<sup>18</sup> (Figura 11).

**Figura 11**



Fonte: SIM/ANP

## **X.2 – A necessidade de um programa de “Gas Release”**

Programas de venda obrigatória de gás natural ou “liberação de gás” (“Gas Release”) podem ser desenhados para superarem o problema da ausência de acesso ao suprimento de gás ou capacidade de transporte, especialmente nas etapas iniciais de abertura do mercado e, portanto, podem desempenhar o papel de dinamizador do processo de introdução da concorrência na indústria do gás natural.

Em mercados onde existem diversas fontes de suprimento e produtores, bem como rotas de transporte alternativas, tais programas não necessitariam de serem aplicados. Por outro lado,

<sup>18</sup> Base de dados do Comex Stat, Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços.

onde existem poucas fontes de suprimento ou quando estas fontes se encontram sobre o controle de um agente dominante por meio de contratos de longo prazo (na ausência de um mercado secundário) é improvável o desenvolvimento de mercados concorrenciais, sendo a adoção de tais programas uma das alternativas<sup>19</sup> para que novos entrantes possam obter acesso a fontes de oferta e capacidade de movimentação de seus produtos.

Este tipo de regulação foi implantado pela primeira vez no Reino Unido em 1992, com o objetivo de reduzir a participação de mercado de 60% detido pela British Gas no segmento industrial e comercial entre 1992 e 1995. Desde então, os programas de *Gas Release* têm sido usados para promover a concorrência em países e regiões onde existe um monopólio ou oligopólio bem estabelecido. Na Espanha, desde janeiro de 2003 a legislação exige que o suprimento por parte de um único supridor não pode representar mais de 70% do consumo total no país. Na Itália, o Decreto nº 164/2000 estabeleceu que, durante o período compreendido entre 1º de janeiro de 2003 a 31 de dezembro de 2010, as vendas aos consumidores finais por um único supridor não poderiam representar mais do que 50% do consumo doméstico anual de gás. Além disso, desde 1º de janeiro de 2002 nenhum supridor poderia injetar individualmente na rede de transporte italiana volume que representasse mais de 75% do consumo doméstico anual de gás, percentual este que deveria se reduzir em 2% ao ano, até chegar a 61% em 31 de dezembro de 2010 (CHATON, Corinne et. al., 2010).

Com objetivo semelhante, os programas de venda obrigatória do gás natural foram implementados em inúmeras fusões e aquisições nos mercados de gás analisadas pelas autoridades concorrenciais europeias, com destaque para os casos E.ON/MOL<sup>20</sup> e DONG/Elsam/E2.<sup>21, 22</sup>

No processo de aprovação da fusão E.ON/MOL pela DG-Competition<sup>23</sup>, a companhia alemã comprometeu-se a implementar um programa de *Gas Release* com 8 leilões anuais, por um período de 9 anos (2006-2015), além de oferecer ao mercado a metade do volume contratado pela MOL WMT, incumbente com posição dominante no mercado atacadista, objeto da fusão com a MOL E&P, que se manteve societariamente independente da E.ON. O programa de leilões disponibilizou aproximadamente 1 bcm por ano de gás natural ao mercado, montante similar à redução anual média do contrato de suprimento com a MOL E&P. Desta forma, o programa de *Gas Release* proposto disponibilizou à terceiros algo em torno de 14% do volume consumido no mercado húngaro quando da sua implementação (Bartok et al, 2006).

Dentre as características dos programas de *Gas Release* bem-sucedidos aplicados em outros mercados, merece destaque as seguintes (EFET, 2003):

- Ampla publicidade dos termos e condições do programa, sendo dada aos agentes do mercado a oportunidade de comentar sobre tais termos e condições antes de serem finalizados para assegurar que o programa de liberação atingirá os seus objetivos;

---

<sup>19</sup> A separação (“*Unbundling*”) total entre as atividades de transporte e comercialização pode reduzir a necessidade de adoção de programas de “*gas rRelease*” uma vez que as pressões do mercado sobre os agentes comercializadores os incentivam a não reter capacidade de transporte ou não vender toda a sua mercadoria, o que fomenta o surgimento de mercados secundários de gás natural e/ou capacidade de transporte. Entretanto, mesmo em mercados onde se observa esta separação de atividades é possível haver circunstâncias de efetivo poder de monopólio por um agente (por exemplo, o controle sobre uma fonte de suprimento em combinação com um mercado pouco líquido) que demandaria a adoção de um programa de “*gas release*” para incrementar a oferta de gás natural ao mercado.

<sup>20</sup> [http://ec.europa.eu/competition/mergers/cases/decisions/m3696\\_20051221\\_20600\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/competition/mergers/cases/decisions/m3696_20051221_20600_en.pdf) (Acessado em: 25 de abril de 2017).

<sup>21</sup> [http://ec.europa.eu/competition/mergers/cases/decisions/m3868\\_20060314\\_20600\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/competition/mergers/cases/decisions/m3868_20060314_20600_en.pdf) (Acessado em: 25 de abril de 2017).

<sup>22</sup> Existem situações, no entanto, em que no curso do processo de análise de um ato de concentração os remédios propostos pelas partes envolvidas dispensam a adoção de programa de *Gas Release*, como no caso da GDF/Suez ([http://ec.europa.eu/competition/mergers/cases/decisions/m4180\\_20061114\\_20600\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/competition/mergers/cases/decisions/m4180_20061114_20600_en.pdf), acessado em: 25 de abril de 2017), o que demonstra que a sua adoção depende de uma análise caso a caso.

<sup>23</sup> DG-Competition é a autoridade supranacional europeia responsável pela defesa da concorrência.

- As condições de crédito e exigências financeiras não devem restringir indevidamente a participação de novos entrantes, especialmente os de menor porte;
- As condições de pagamento devem refletir os procedimentos normais de mercado ou serem isonômicas em relação às condições dos contratos vigentes dos agentes já estabelecidos;
- O volume de gás liberado precisa ser significativo em comparação com o tamanho da carteira do agente já estabelecido, assim como devem ser oferecidos volumes em parcelas pequenas o suficiente para atrair empresas de menor porte;
- O gás natural deve ser tornado disponível em mais de um ponto de entrada na rede de transporte ou nos mesmos pontos de entrada onde o agente dominante injeta maior parte do seu gás no sistema. Isto reduz a possibilidade de que o regime de acesso ao transporte limite a concorrência em uma região específica ou segmento de mercado, além de garantir que os novos entrantes enfrentem os mesmos riscos físicos e operacionais do titular, compartilhando os mesmos pontos de entrada;
- Capacidade de transporte referente ao volume de gás liberado deve ser disponibilizada simultaneamente nos pontos relevantes no sistema de transporte;
- O *Gas Release* deve se basear no portfólio de oferta do agente dominante, não apenas a campos ou contratos específicos. O detentor de um portfólio é capaz de gerenciar o risco operacional a partir da sua capacidade de alternar as fontes físicas de suprimento de gás natural. Dessa forma, se o gás liberado for associado a um campo ou contrato específico, o agente dominante possui o incentivo de fazer uso de campos ou contratos com os piores desempenhos operacionais de sua carteira, o que teria um impacto adverso sobre novos entrantes e seus clientes;
- O gás vendido deve ser em base firme, podendo ser disponibilizado volumes adicionais de gás natural em base interruptível caso o mercado assim solicitar;
- Não deve existir restrição para que o gás vendido (e capacidade de transporte) possa ser livremente negociável no mercado secundário;
- Procedimentos de solicitação e programação devem permitir que os compradores do gás liberado possam solicitar a programação do transporte diretamente ao transportador, atuando estes em nome do titular (o vendedor do gás), que deve preservar confidencialidade dos compradores. Embora o titular ainda seja capaz de conhecer os fluxos agregados no âmbito do programa de *Gas Release*, este não poderá identificar o comportamento individual dos compradores bem sucedidos, algo que o vendedor seria capaz de fazer se fosse o responsável pelas solicitações junto ao transportador;
- As autoridades reguladoras devem avaliar o sucesso de cada etapa do programa e tomar medidas para alterar os termos e condições para assegurar que eles contribuam ativamente para o desenvolvimento da concorrência no mercado.

As experiências de aplicação dos programas de *Gas Release* destacam a importância do desenho dos mecanismos de leilão através do qual tais programas são implantados, em particular, o processo pelo qual o preço, a quantidade e a sua duração são determinados. Entretanto, em mercados nos quais o agente dominante atua também na ponta compradora (*self-dealing*), como é o caso brasileiro, o mecanismo de leilão pode ser inviabilizado, restando a opção da determinação de preço ainda a ser mais bem estudado.

A partir da experiência internacional propõe-se que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) fique encarregada de definir o prazo e a forma de aplicação de programas de *Gas Release* a ser conduzido pelo agente incumbente, os quais podem incluir a previsão de liberação de capacidade de transporte por parte do agente dominante. Neste sentido, a ANP atuaria de maneira coordenada com órgãos governamentais que compõem o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC), a saber, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica – Cade (vinculado ao Ministério da Justiça) e a Secretaria de Acompanhamento Econômico – Seae do Ministério da Fazenda.

## **XI – CONCLUSÃO**

O poder de mercado da Petrobras no setor de gás natural, caracterizado por ser uma indústria de rede, requer uma análise de cada elo da cadeia de valor para a identificação das medidas necessárias para a promoção da concorrência nesta indústria.

O elo das atividades de exploração e produção já é plenamente concorrencial por meio dos leilões promovidos pela ANP, trazendo o foco de atuação para os elos seguintes de escoamento e processamento, para os quais é requerido uma análise à luz da doutrina das infraestruturas essenciais (*Essential Facilities Doctrine*). O acesso imprescindível aos dutos de escoamento da produção e às UPGNs, bem como aos Terminais de GNL, a fim de viabilizar novos ofertantes no mercado requer uma atuação dos órgãos de defesa da concorrência em conjunto com a regulação setorial para a introdução da concorrência sadia e justa visando o benefício da sociedade.

Entretanto, são requeridas medidas adicionais para desverticalizar os elos do transporte e da distribuição que são monopólios naturais, de modo que possam ter a necessária independência em relação aos produtores e comercializadores para movimentar e comprar gás natural de forma isonômica e transparente.

Especificamente em relação ao elo da distribuição, há que se distinguir a atividade de movimentação do gás nas redes das distribuidoras estaduais, monopólio natural assegurado na Constituição Federal, da atividade de comercialização de natureza concorrencial, a fim de permitir ao consumidor final a escolha de seu fornecedor de gás natural.

Estas medidas que visam, por fim, possibilitar que o produtor possa vender gás natural diretamente ao consumidor final; para tanto, quanto mais ofertas sejam viabilizadas, maior será a concorrência e o benefício ao consumidor final. Neste cenário, um programa de liberação de gás (*Gas Release*) se faz necessário uma vez que proporcionaria mais ofertas, aumentando a concorrência e desconcentrando o mercado, hoje controlado inteiramente por um único agente.

### ***Nota Técnica elaborada por:***

Amanda Wermelinger Pinto Lima

\_\_\_\_\_

Leandro Mitraud Alves

\_\_\_\_\_

Luciano de Gusmão Veloso

\_\_\_\_\_

Marco Antonio Barbosa Fidelis

\_\_\_\_\_

### ***De acordo:***

---

**Helio da Cunha Bisaggio**  
Superintendente de Infraestrutura  
e Movimentação

## XII - ANEXOS:

### Tabela A1

Produção de petróleo e gás natural, por concessionário – 2017

Concessionário	Petróleo <sup>1</sup> (barris)	Produção de gás natural (mil m <sup>3</sup> )
<b>Total</b>	<b>956.927.672</b>	<b>40.117.382,5</b>
Petrobras	744.538.286,1	30.737.765,0
Shell Brasil	111.388.656,3	4.170.788,6
Parnaíba Gás Natural	13.420,9	1.617.242,1
Petrogal Brasil	27.089.297,4	1.181.497,0
Repsol Sinopec	28.192.021,3	980.009,8
Queiroz Galvão	68.509,4	800.355,1
Geopark Brasil	15.224,3	177.856,7
Brasoil Manati	15.224,3	177.856,7
Chevron Frade	3.641.577,4	44.489,1
ONGC Campos	4.451.692,0	41.860,0
OP Pescada	49.070,2	38.419,5
QPI Brasil	3.792.182,0	35.658,5
Statoil Brasil O&G	14.640.244,1	21.807,0
Frade	1.285.179,8	15.701,0
Sinochem Petróleo	9.760.162,8	14.538,0
Maha Energy	470.599,0	11.642,2
Chevron Brasil	1.319.977,3	8.288,3
PetroRio O&G	2.852.448,4	8.228,2
Dommo Energia	2.442.294,9	6.744,3
Petrosynergy	166.233,5	5.437,6
Total E&P do Brasil	79.463,5	5.046,8
SHB	166.854,9	2.823,6
CNOOC Petroleum	39.731,8	2.523,4
CNODC Brasil	39.731,8	2.523,4
Phoenix	2.453,6	2.068,4
Nova Petróleo Rec	146.826,0	1.776,4
Imetame	29.159,2	1.648,3
Santana	16.606,2	715,3
Recôncavo E&P	38.799,4	515,7
Petro Vista	28.717,7	403,5
UP Petróleo	22.974,1	322,8
IPI	9.096,0	295,6
Alvopetro	10.019,8	124,7
Partex Brasil	69.371,5	99,3
EPG Brasil	4.085,7	98,7
TDC	5.743,5	80,7
Sonangol Guanambi	3.384,7	69,1
Vipetro	10.405,4	24,8
Perícia	7.492,9	23,8
Guto & Cacal	2.184,9	6,9
Aurizônia Petróleo	183,2	2,3
Norteoleum	183,2	2,3
Leros	565,6	0,9
Central Resources	912,7	0,7
Guindastes Brasil	101,3	0,2
Petroil	321,5	-

Fonte: ANP/SDP, conforme o Decreto nº 2.705/1998.

<sup>1</sup>Inclui condensado.

## Tabela A2

### Produção de petróleo e gás natural, por operador – 2017

Operador	Petróleo <sup>1</sup> (barris)	Produção de gás natural (mil m <sup>3</sup> )
<b>Total</b>	<b>956.927.671,5</b>	<b>40.117.382,5</b>
Petrobras	897.158.496,4	38.104.253,2
Parnaíba Gás Natural	13.420,9	1617.242,1
Shell Brasil	21274.239,8	226.301,1
Chevron Frade	7.038.224,5	85.986,0
Statoil Brasil O&G	24.400.406,9	36.345,0
Maha Energy	470.599,0	11642,2
PetroRio O&G	2.852.448,4	8.228,2
Dommo Energia	2.442.294,9	6.744,3
SHB	552.323,9	5.476,8
Petrosynergy	166.233,5	5.437,6
Norteoleum	17.701,3	2.080,6
Nova Petróleo Rec	146.826,0	1776,4
Phoenix	1227,1	1311,0
Petrogal Brasil	65.746,8	1.149,9
UP Petróleo	76.580,5	1076,1
Santana	16.606,2	715,3
Recôncavo E&P	38.799,4	515,7
Imetame	11.567,3	326,0
IPI	9.096,0	295,6
Partex Brasil	138.743,0	198,5
Alvopetro	10.019,8	124,7
EPG Brasil	4.085,7	98,7
Vipetro	10.405,4	24,8
Perícia	7.492,9	23,8
Guto & Cacal	2.184,9	6,9
Leros	565,6	0,9
Central Resources	912,7	0,7
Egesa	101,3	0,2
Severo Villares	186,8	-
Petroil	134,7	-

Fonte: ANP/SDP, conforme o Decreto nº2.705/1998.

<sup>1</sup>Inclui condensado.