GÁS NATURAL

Larissa Resende

A) DADOS GERAIS

Em setembro, a produção nacional bruta de gás natural foi de 114,0 MMm³/dia, tendo apresentado aumento de 2,4% se comparado ao mês de agosto. Esse aumento ocorreu sobretudo devido a normalização da operação de produção nas plataformas FPSO's Cidade de Itaguaí e Cidade de Maricá.

Já a oferta de gás nacional apresentou uma redução no mês de setembro, passando de um volume de 62,4MMm³/dia em agosto para 61,9MMm³/dia. Já o aumento comparado ao volume ofertado no mesmo período do ano anterior foi de 13,5% (ou 7,4 MMm³/dia).

Em relação ao consumo de gás natural, este apresentou uma queda de 2,8%, registrando o volume de 94,9MMm³/dia de gás natural. O volume consumido em setembro é 16,5% superior aquele registrado no mesmo período do ano anterior. A queda na demanda resultou em uma queda na importação na ordem de 2,0%, sendo o total importado de 37,4MMm³/dia. Maiores detalhes podem ser observados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Contas Agregadas do Gás Natural (em MMm³/dia)

	set-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	Tendências*	ago-17	set-16
Produção Nacional	114,0	2,35%	3,23%		111,4	110,4
Oferta de gás nacional	61,9	-0,80%	13,48%		62,4	54,6
Importação	37,4	-2,04%	17,39%		38,2	31,9
Consumo	94,9	-2,57%	16,51%		97,4	81,5

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

B) PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

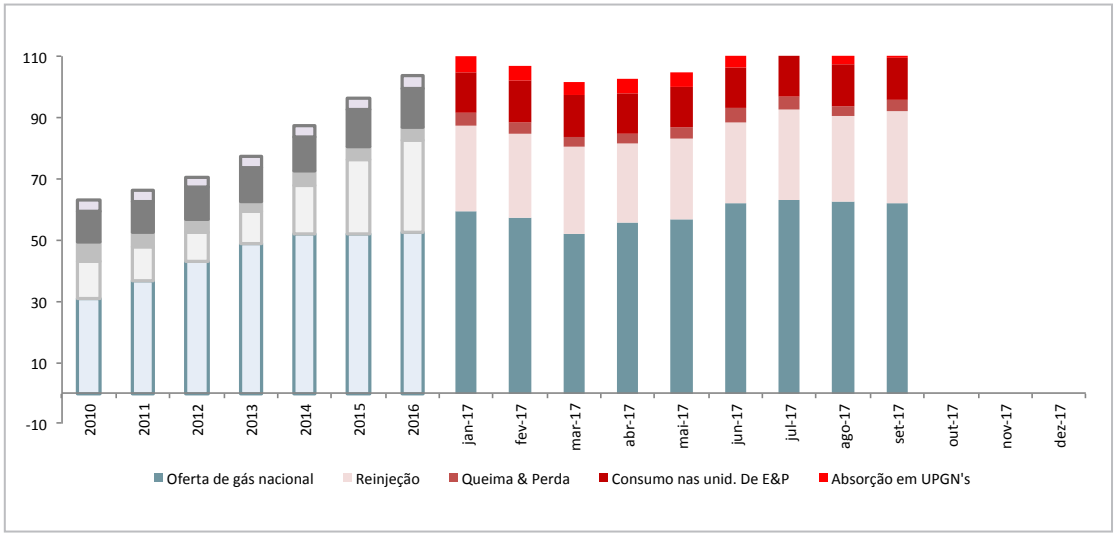
No mês de setembro a parcela de gás natural produzida que ficou indisponível ao mercado apresentou aumento de 6,4% em relação ao mês anterior, sobretudo devido ao aumento na absorção em UPGN's e na parcela de gás reinjetado, totalizando um volume indisponível de 52,1 MMm³/dia. Enquanto a produção nacional bruta apresentou queda de 2,3%, a absorção em UPGN's apresentou aumento de 14,1%, o volume reinjetado de 9,0% e o consumo interno em E&P de 0,4% - atingindo o maior montante dos últimos meses, de 13,6MMm³/dia. Já o volume queimado apresentou queda de 0,4%, registrando a menor queima dos últimos 12 meses, como pode ser observado na Tabela 3.2. O Gráfico 3.1 apresenta a produção nacional bruta desfragmentada em oferta nacional e as parcelas de gás indisponíveis para consumo dos últimos nove meses, além da média histórica dos últimos sete anos.

Tabela 3.2: Produção de Gás Natural (em MMm³/dia)

		set-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	Tendências*	ago-17	set-16
Prod. Nacional Bruta		114,0	2,3%	3,2%		111,4	110,4
Produção Indisponível	Reinjeção	30,4	9,0%	**-10,7%**		27,9	34,0
	Queima	3,4	**-0,4%**	**-5,7%**		3,4	3,6
	Consumo interno em E&P	13,6	0,4%	2,6%		13,6	13,3
	Absorção em UPGN's	4,7	14,1%	**-5,8%**		4,1	5,0
	Subtotal	52,1	6,4%	**-6,8%**		48,9	55,9
Oferta de gás nacional		**61,9**	**-0,8%**	13,5%		**62,4**	**54,6**
Ofert nacional/Prod. Bruta		54,3%	**-3,1%**	9,9%		56,1%	49,4%

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Figura 3.1: Produção Nacional Bruta (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

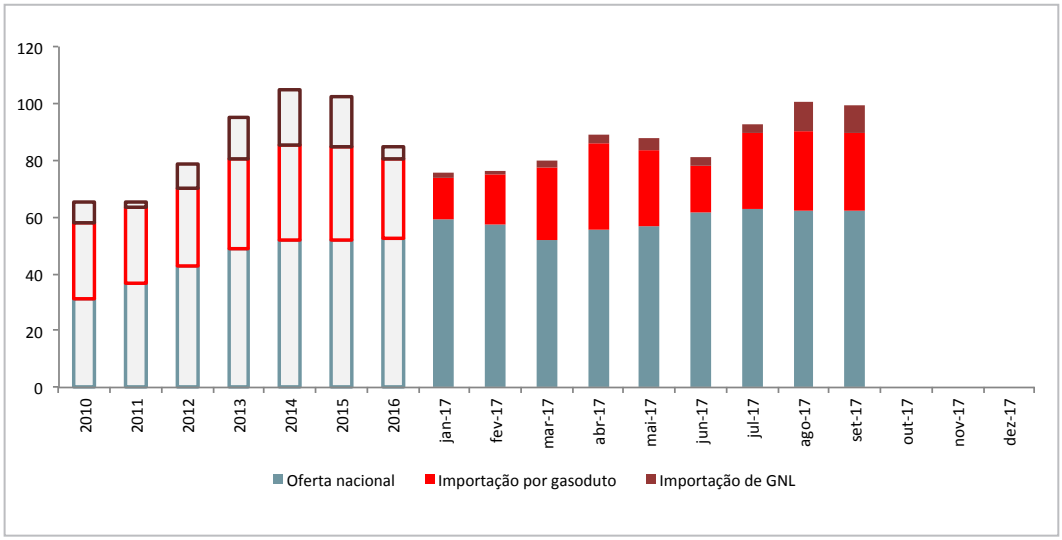
Devido à queda no consumo de gás natural no mês de setembro, foi possível observar uma diminuição de 6,9% na regaseificação de GNL importado se comparado ao mês anterior, estando este montante em 9,9MMm³/dia. Se comparado ao mesmo período do ano anterior, o volume regaseificado no último mês de setembro é 8,59MMm³/dia superior. Já em relação ao gás importado via gasoduto, a variação foi apenas de 0,2% para cima se comparado a agosto. A evolução das importações de gás natural encontra apresentadas na Tabela 3.3 e no Gráfico 3.2.

Tabela 3.3: Importação de Gás Natural (em MMm³/dia)

	set-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	Tendências*	ago-17	set-16
Gasoduto	27,5	-0,2%	-9,7%		27,5	30,4
GNL	9,9	-6,9%	588,2%		10,6	1,4
Total	37,4	-2,0%	17,4%		38,2	31,9

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Figura 3.2: Oferta de Gás Natural no Brasil (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

C) CONSUMO

Em relação ao consumo de gás natural, foi possível observar uma queda de 2,6% no mês de setembro, resultando em um consumo total de 94,9 MMm³/dia, frente ao volume de 97,4 MMm³/dia consumido em agosto. Enquanto o consumo de gás natural para geração elétrica foi de 42,7MMm³/dia, no setor industrial foi de 41,3MMm³/dia, no automotivo de 5,5MMm³/dia, de 2,7MMm³/dia no de cogeração, 1,4MMm³/dia no residencial e de 0,8MMm³/dia no comercial. O consumo do segmento automotivo foi o maior registrado nos últimos 12 meses, sendo 3,6% superior ao consumido no mês de agosto e 8,9% superior se comparado ao mesmo período do ano de 2016, como pode ser observado na Tabela 3.4.

Tabela 3.4: Consumo de Gás Natural (em MMm³/dia)

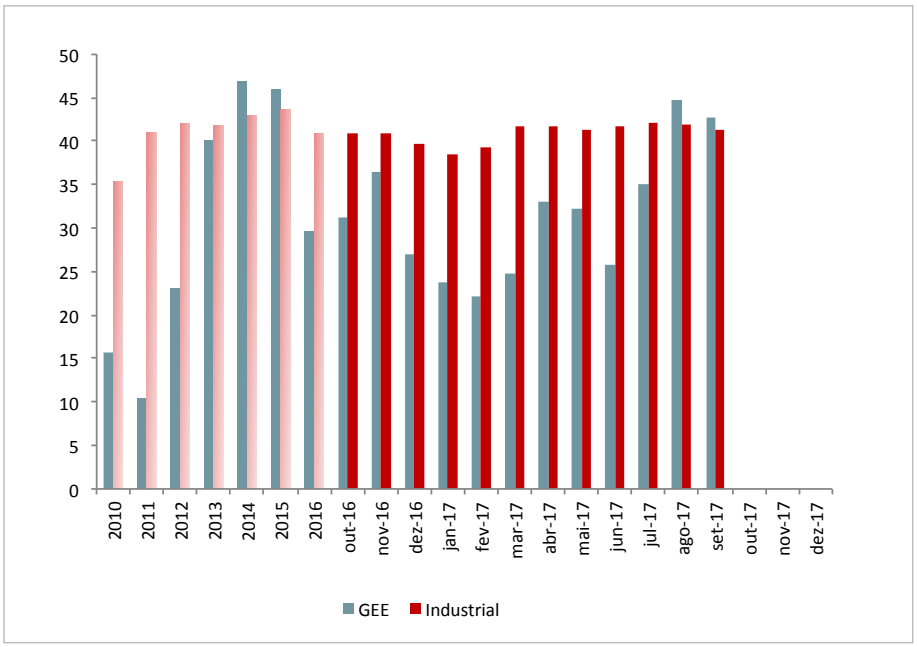
	set-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	Tendências*	ago-17	set-16
Industrial	41,3	-1,6%	3,1%		42,0	40,0
Automotivo	5,5	3,6%	8,9%		5,3	5,1
Residencial	1,4	-2,9%	7,1%		1,4	1,3
Comercial	0,8	-1,2%	-4,7%		0,8	0,9
GEE	42,7	-4,4%	36,1%		44,7	31,4
Cogeração	2,7	1,5%	11,2%		2,6	2,4
Total	94,9	-2,6%	16,5%		97,4	81,5

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Ao contrário do setor termelétrico, onde a demanda é diretamente relacionada às ordens de despacho do ONS, a demanda do setor industrial é mais estável. Como é possível observar no Gráfico 3.5, enquanto o consumo para geração elétrica no mês de setembro apresentou queda de 4,4% se comparado a agosto e aumento de 44,3% se comparado à média de 2016, o consumo do segmento industrial não apresentou variações significativas ao longo dos últimos meses. Embora a economia brasileira esteja em processo de recuperação após três anos de recessão, com o setor industrial apresentando aumento paulatino da atividade produtiva, espera-se que ainda leve anos para que o consumo recupere os níveis de 2014.

Além das questões ligadas a recuperação da produção e da necessidade de uma previsão de disponibilidade de gás ao mercado bem definida, o aumento do consumo passa ainda pela competitividade do preço do gás no futuro, dessa forma, a depender das transformações pela qual o setor de gás natural passe e o preço do gás disponibilizado no mercado, pode haver um desestímulo por parte dos empresários a pensarem em uma substituição do combustível nos processos produtivos. O grande desafio para o futuro do gás será a garantia de disponibilidade e competitividade.

Figura 3.3: Consumo de GN na indústria e em GEE (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

D) PREÇOS

Como se pode observar na Tabela 3.5, ocorreu o terceiro aumento consecutivo nos preços do gás natural no mercado nacional. Enquanto o preço do gás no *city gate* (que é o preço da Petrobras para as Distribuidoras) e para o consumidor final no segmento industrial – em todas as faixas de consumo - apresentou aumento de 0,4% em relação a agosto, atingindo o maior valor dos últimos 12 meses, o preço no preço no programa prioritário termelétrico apresentou aumento de 0,3%. Já o preço do gás importado utilizado no Brasil apresentou queda de 46,3% no preço do GNL e de 0,2% no gás importado via gasodutos.

Enquanto o preço do gás no PPT (Programa Prioritário Termelétrico) foi de 4,2US$/MMBTU, de 7,5US$/MMBTU no city gate e de 13,9US$/MMBTU a 16,2US$/MMBTU no segmento industrial, o preço do gás importado via GASBOL foi de 5,8US$/MMBTU e via regaseificação de GNL foi de 5,0US$/MMBTU. Ao passo que atualmente o preço da molécula de gás boliviano encontra-se atrelado ao preço de referência do WTI, a Bolívia sugere que nos próximos contratos estes sejam indexados ao GNL, que é o principal competidor do hidrocarboneto boliviano.

Em relação aos preços internacionais, enquanto o Henry Hub apresentou aumento de 2,6%, sendo cotado a 3,0US$/MMBTU, o preço spot NBP apresentou aumento de 14,3%, sendo cotado a 6,1 US$/MMBTU e o preço do gás natural no mercado europeu – que apresentou aumento de 4,3% - foi de 5,5US$/MMBTU. Já no Japão, o preço do gás natural fechou em 8,1US$/MMBTU e o GNL utilizado neste país em 6,9US$/MMBTU.

Tabela 3.5: Preços Nacionais e Internacionais (em US$/MMBTU)

		set-17	set-17/ago-17	set-17/set-16	Tendências*	ago-17	set-16
Henry Hub		3,0	2,6%	-2,2%		2,9	3,0
Europa		5,5	4,3%	28,6%		5,3	4,3
Japão		8,1	-2,8%	18,6%		8,3	6,8
NBP**		6,1	14,3%	39,9%		5,3	4,3
GNL no Japão		6,9	18,7%	26,2%		5,81	5,5
GNL no Brasil		5,0	-46,3%	-34,3%		9,4	7,7
Gás Importado no Brasil ***		5,8	-0,2%	18,5%		5,8	4,9
PPT ****		4,2	0,3%	0,9%		4,2	4,2
Preços na distribuidora (Ref: Sudeste)	No City Gate	7,5	0,4%	20,0%		7,5	6,3
	2.000 m³/dia *****	16,2	0,4%	12,4%		16,2	14,4
	20.000 m³/dia *****	14,4	0,4%	13,7%		14,3	12,6
	50.000 m³/dia *****	13,9	0,4%	13,3%		13,8	12,3

* Tendências nos últimos 12 meses

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e Banco Mundial. Deflatores: IPCA; CPI; CPI Japão; CPI Alemanha; CPI Rússia.

** National Balancing Point (UK) *** Preço para as Distribuidoras (inclui transporte)

**** não inclui impostos ***** preços c/ impostos em US$/MMBTU

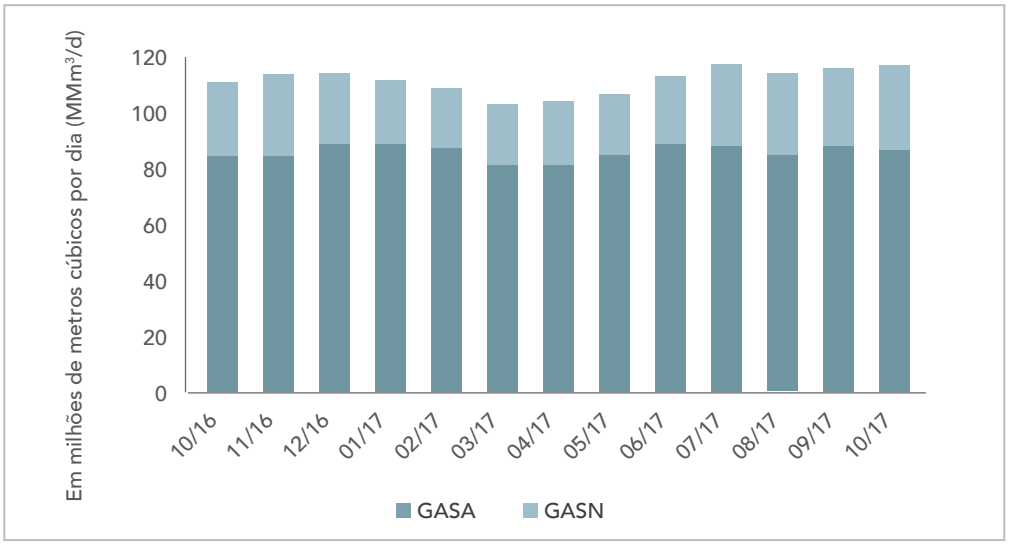
E) PRÉVIA – OUTUBRO 2017

No mês de outubro a produção de gás natural nacional foi de 115,0 MMm³/dia, apresentando um aumento de 0,5% se comparado ao mês de setembro e de 5,6% se comparado ao mesmo período do ano anterior. Cerca de 79,0% de todo gás natural produzido foi oriundo de campos marítimos, os campos de acumulação marginais foram responsáveis por 1,4 Mm³/dia da produção total de gás natural e as bacias maduras terrestres por 4,0 MMm³/dia.

A produção do pré-sal foi de 51,0MMm³/dia, redução de 2,9% se comparado ao mês anterior. Em relação aos campos recordistas, o campo de Lula, na Bacia de Santos, foi quem mais produziu gás natural, uma média de 34,5MMm³/dia, e o Estreito, na Bacia do Potiguar, teve o maior número de poços produtores, 1.096. O histórico de produção de gás natural, desagregado em GASA (gás associado) e GASN (gás não associado) encontram-se apresentados na Figura 3.1, onde é possível observar que a parcela de GASA é de 75,0% no mês de outubro.

Em relação aos operadores, os campos operados pela Petrobras produziram 93,8% de todo o gás natural, sendo a Parnaíba Gás Natural a segunda maior operadora em termos de participação, respondendo por 5,0% da produção total. A Figura 1 apresenta a distribuição da produção no mês de setembro por operador, demonstrando o grande protagonismo da estatal no setor. De acordo com a Petrobras, o aproveitamento do gás produzido em suas plataformas atingiu recorde mensal pelo segundo mês consecutivo, de 97% de aproveitamento.

FIGURA 3.1 – Histórico de Produção de Gás Natural – Outubro/17

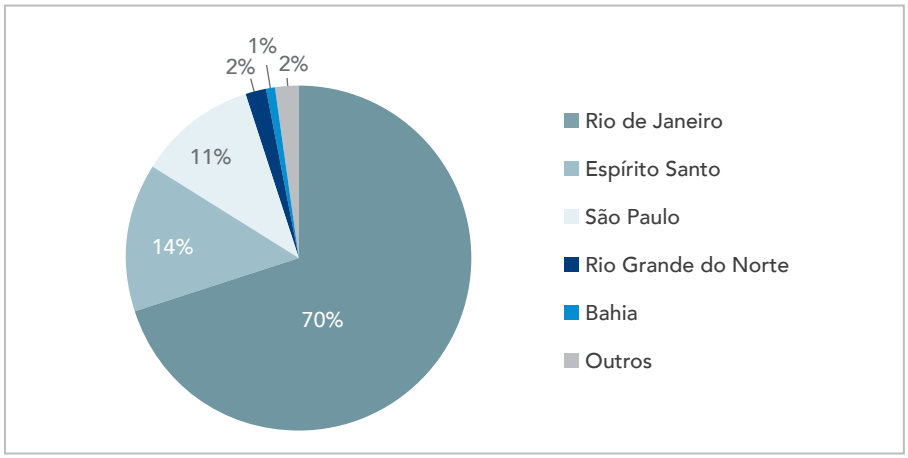


Fonte: ANP (2017)

Em relação a distribuição da produção de gás natural por Estado, que encontra apresentada na Figura 3.2, é possível observar que o Rio de Janeiro foi o maior produtor, responsável pelo montante de 54,3MMm³/dia em 44 campos produtores, enquanto que São Paulo ocupou a segunda posição, com um volume de 18,2MMm³/dia em 5 campos produtores.

Da produção total bruta de gás natural (115,0 MMm³/dia), 24,0% foi injetado, 3,0% queimado, 12,0% consumido internamente em E&P, restando uma produção líquida nacional de 61,0 MMm³/dia.

FIGURA 3.2 – Distribuição da Produção de Gás Natural por Estado – Outubro/17



Fonte: ANP (2017)

F) FUTURO

O substitutivo do Projeto de Lei do Gás foi protocolado no final de novembro na Comissão de Minas e Energia da Câmara (CME), onde parte das sugestões e comentários feitos pelos agentes foram incorporados as diretrizes para o setor de gás. Dentre as incorporações a PL está a previsão de um período de transição para o desenvolvimento do mercado e os contratos de comercialização. Entretanto, embora o governo estivesse preparado para que o substitutivo entrasse em votação plenária ainda em 2017, alguns fatores postergaram tal decisão para o ano de 2018, como a falta de consenso sobre a regulação da ANP do mercado livre, a possibilidade de projetos *gas-to-wire* sem as distribuidoras, dado que estes não seriam considerados "serviço local de gás canalizado" e, dessa forma, não teriam a obrigação de interveniência da distribuidora de gás local, além do alto grau de judicialização que a PL estava sujeita.

O primeiro projeto do Plano de Desinvestimentos e Parcerias da Petrobras após nova metodologia de venda acertada com o TCU sai do papel com o acordo de venda do campo de Azulão, na Bacia do Amazonas, anunciado entre a Petrobras e a Eneva. O campo, que foi declarado comercial em maio de 2004, possui volumes recuperáveis de gás com potencial para implantação de um projeto integrado, com escoamento direto do gás natural produzido para abastecimento de uma usina termelétrica, conforme o modelo *reservoir-to-wire*, implementado na Bacia do Parnaíba.

Com a proximidade do vencimento de um dos contratos de importação de gás natural com a Bolívia, a Petrobras tem até o final do ano de 2017 para declarar seu interesse em renová-lo. Embora o país vizinho tenha visto suas reservas diminuírem em 57% ao longo da última década, o que tem gerado incerteza quanto à manutenção da capacidade de produção de gás pela Bolívia, a estatal boliviana pretende vender gás natural diretamente para o Brasil, onde cogita entrar no mercado varejista de distribuição a partir da abertura do mercado de gás brasileiro, onde acredita ser capaz de vender até 45,0MMm³/dia. O estado do Mato Grosso do Sul, que hoje importa 0,6MMm³/dia, já declarou que passará a importar a partir do ano de 2018 2,0MMm³/dia de gás boliviano, assegurando fornecimento para projeto termelétrico, cujo contrato será oficializado no início do ano.

Em relação a contratação de capacidade do Gasbol, a ANP declarou recentemente que tal processo será conduzido pela TBG, que deve ser publicado no Diário Oficial da União no primeiro semestre do ano de 2018, com realização da chamada pública no segundo semestre. Os agentes interessados em participar necessitam de autorização da ANP como carregado, onde os transportadores não poderão participar do processo.

Embora o Brasil continue sendo um importador de gás natural, é esperado uma diminuição no nível de importações nos próximos anos, com aumento na oferta de gás natural na malha de gasodutos da Petrobras, impulsionada sobretudo pelo pré-sal, onde espera-se que todo o sistema da Rota 3, que contempla conjunto de dutos, gasodutos e a UPGN do projeto Comperj, seja entregue em 2020. Mesmo com as mudanças no mercado de gás previstas no programa Gás para Crescer, onde a Petrobras deixará de ser o garantidor do suprimento nacional, espera-se que a estatal se mantenha como o grande *player* do setor.

Adicionalmente, no mês de novembro a ANP aprovou o início da oferta permanente de 846 blocos de 13 bacias sedimentares brasileiras. Embora tais áreas dependam de avaliação dos órgãos ambientais competentes, a abertura deste processo representa mais um passo importante na retomada da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil, onde são esperados aumento nos investimentos e da produção, impactando na arrecadação e na geração de emprego e renda.