



REALIZAÇÃO



FGV ENERGIA



ELABORAÇÃO

Carlos Eduardo P. dos Santos Gomes

Fernanda de Freitas Moraes

Fernanda Delgado

Glucia Fernandes

Guilherme Armando de Almeida Pereira

Pedro Henrique Gonçalves Neves

Priscila Carneiro

Tamar Roitman

Thiago Gomes Toledo

Vanderlei Affonso Martins

Coordenação

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Superintendente de Pesquisa

Felipe Gonçalves

Coordenadora de Pesquisa

Fernanda Delgado

PRODUÇÃO

Coordenação de Comunicação

Simone Corrêa Lecques de Magalhães

Execução

Raquel Oliveira

Projeto Gráfico e diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

Sumário



Gás Natural **08**

28 Downstream



Setor Elétrico **36**

50 Redes Inteligentes



Modelo de Contratação **56**



APRESENTAÇÃO

As coisas na vida não são perfeitamente sincronizáveis. Diz-se mais até: que dificilmente sincronismos são atingidos. As situações reais do dia a dia mostram com facilidade essa falta de sincronismo, que vão do sinal de trânsito fechado quando se está com pressa, à perda do emprego em uma época de crise. Mais fácil ainda apreender a falta de sincronismo no setor energético de um país do tamanho do Brasil, cujas dimensões continentais tornam tão complexas atividades como geração e distribuição de energia elétrica, abastecimento

de derivados de petróleo, entremeados com nuances de segurança e independência energética; e ainda, crise econômica e política.

Para além dessa falta de sincronicidade, ainda se tem pouca ideia do que será efetivamente feito para o setor energético e para a economia brasileira como um todo no próximo governo eleito, que toma posse dia 01 de janeiro de 2019. A ausência de planos detalhados deixa aflorar a desesperança e a fragilidade da população, e demonstra pouco compromisso com



o interesse público. A perspectiva econômica não é das mais otimistas, o que resvalará no setor petrolífero, de alguma forma.

Visando promover o tão necessário debate, em novembro de 2018 a FGV Energia realizou o VIII Seminário Sobre Matriz e Segurança Energética Brasileira e o 14º *Brazil Energy and Power*, em parceria com a Amcham Rio, trazendo para exposição o debate entre importantes interlocutores do cenário energético nacional atual. Durante o evento, Governo,

academia e agentes da sociedade refletiram sobre o que ainda precisa ser feito nos setores petrolífero e elétrico, à luz, como no evento do ano passado, da atração de investimentos visando a geração de emprego e renda.

É notória a importância da energia em uma sociedade, devido à sua forte conexão econômica, tecnológica e ambiental. Ao tratar dos temas como matriz e segurança energética, o seminário discutiu fatores ímpares dentro da agenda política do país. É de responsa-

bilidade do governo a sincronia de medidas efetivas que visem afastar a população dos riscos e da instabilidade ao acesso a fontes de energia. Para tal, a palavra de ordem do seminário foi: transição. E no Brasil em específico, essa fase de transição compraz: uma transição governamental onde ainda se tem pouca ideia do que será efetivamente feito para o setor energético; uma transição energética à medida que a matriz rotaciona em direção ao uso mais amplo do gás natural em seus diferentes formatos; e ainda uma transição para um ambiente de maior competitividade quando se discutem planos de desinvestimento e privatizações, à guisa de termos mais *players* no setor.

No esteio dessas discutidas políticas energéticas, os países buscam fornecer às sociedades energia a preços estáveis e sem riscos de descontinuidade, buscando uma situação de independência, que gere, em boa medida, redução da vulnerabilidade política. Dada a importância do tema para a sociedade brasileira, a FGV Energia traz nessa publicação as principais considerações que advieram do

evento. O tom de otimismo dos interlocutores foi seguido de questionamentos sobre a continuidade e o importante sincronismo das medidas que já vêm sendo implementadas e da necessidade de, neste momento, se discutir os detalhes necessários, legislativos e operacionais para a alavancagem do setor.

Ainda, a FGV Energia é o Centro de Estudos de Energia da Fundação Getúlio Vargas com o objetivo de gerar, transmitir e aplicar conhecimento para o desenvolvimento do país no setor energético. Produzindo conhecimento de elevada qualidade e rigor acadêmico nas áreas de petróleo, gás natural, energia elétrica, nuclear, biocombustíveis, fontes renováveis e eficiência energética, a FGV Energia desenvolve pesquisas, estudos e análises no setor energético, auxiliando organizações públicas, privadas e do terceiro setor na avaliação de investimentos e aplicações de recursos energéticos de maneira sustentável.

Com uma equipe altamente qualificada, formada por mestres, doutores e especialistas no setor energético, a FGV Energia trabalha

ainda em parceria com outras áreas da FGV e com a cooperação de renomadas instituições acadêmicas e institutos de pesquisas, reconhecidos nacional e internacionalmente, possibilitando uma maior amplitude na sua capacidade de geração de conhecimento.

As áreas de pesquisa da FGV Energia versam sobre:

- Política industrial
- Não-convencionais
- Armazenamento de gás natural
- Veículos Elétricos
- Integração Energética
- Descomissionamento
- *Downstream*
- Modelos Regulatórios, entre outros.

O trabalho apresentado aqui está dividido em cinco sessões, reflexas dos painéis do seminário: a primeira tratou do papel do gás natural na matriz energética nacional e suas possibilidades. A segunda sessão trouxe uma discussão sobre o mercado de derivados de petróleo, em especial o plano de desinvestimentos da Petrobras no setor de refino. A terceira sessão trouxe uma discussão acerca da revisão das regras de integração da geração distribuída. A quarta sessão refletirá as oportunidades e desafios para o desenvolvimento das redes inteligentes no Brasil, e por fim, a quinta e última sessão tratará da revisão do modelo de contratação de energia.

Boa leitura!



GÁS NATURAL

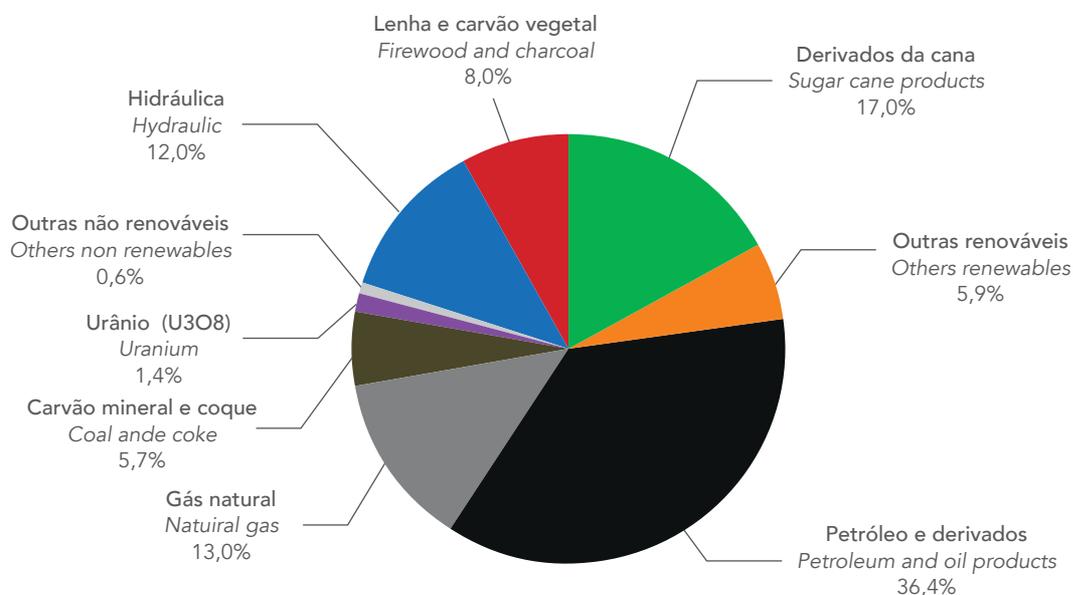
O PAPEL DO GÁS NATURAL NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA: O MELHOR USO DO GÁS NA MATRIZ ELÉTRICA

O PAPEL DO GÁS NATURAL na matriz energética vem aumentando seu destaque no decorrer dos anos. No Brasil, o gás natural também tem ganhado espaço e hoje está presente em residências, indústrias e até nos veículos. Na oferta interna da matriz energética brasileira, há uma grande participação de petróleo e derivados, cana de açúcar e o gás natural, que é responsável por 13% da matriz, como pode ser mostrado na Figura 1.

A oferta de gás natural vai de 54MMm³/d para 73 MMm³/d em 2027, sendo que em 2022, a oferta do GASBOL irá diminuir.

José Mauro, EPE

FIGURA 1 Oferta Interna de Energia em 2017.



Fonte: EPE (2018)

O gás natural também tem um importante papel na geração de energia elétrica por meio de usinas termoelétricas. O papel destas usinas é essencial para lidar com picos de demanda

de energia elétrica, resposta dinâmica para o sistema e suprir as intermitências das fontes eólica e solar, principalmente por conta das hidrelétricas sem capacidade de regularização.

Vale destacar que, em relação a oferta interna de energia elétrica, a fonte hidráulica é a maior fornecedora no país, com 65,2% da matriz. O gás natural tem participação de 10,5%, como mostrado na Figura 2.

As termelétricas são acionadas para evitar deplecionamento excessivo dos reservatórios das hidroelétricas em condições hidrológicas desfavoráveis, para mitigar riscos de racionamento. Em situação hidrológica normal, substituição de térmica por hidrelétricas reduz custo operativo.

Verificando o sistema interligado nacional, em 2017, tinham 47.783 reservatórios hidrelétricos e a fio d'água, o que corresponde a 69,94% da parte hidráulica da matriz de energia elétrica. A segunda maior são as termelétricas com 12.983 unidades, correspon-

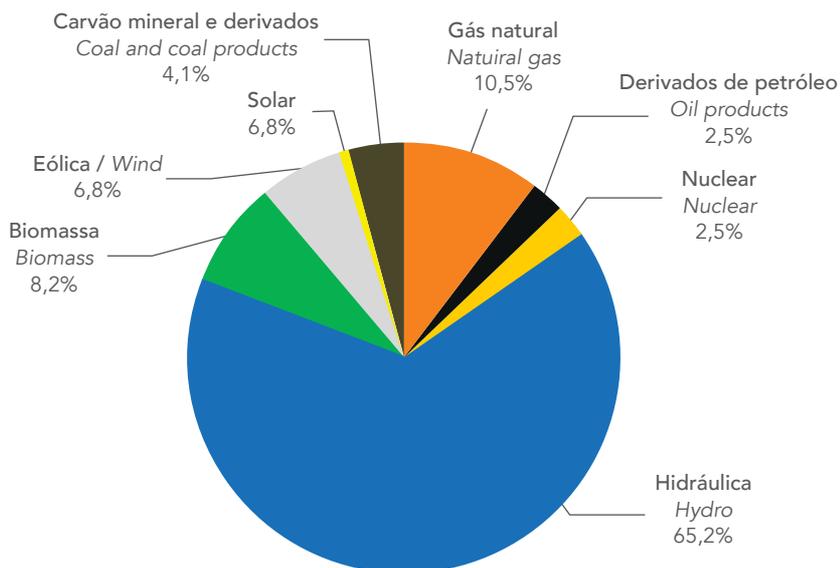
dendo a 19,83% da matriz, os outros 10,23% são correspondentes a energias renováveis. As termelétricas também assumem papel importante na resposta dinâmica do sistema, em caso de grandes perturbações, principalmente em sistemas com baixa inércia.

“Do ponto de vista do operador, existe a energia e a potência, a forma que se tem para controlar o sistema elétrico. Gostaríamos que o sistema tivesse um sistema dinâmico adequado, para isso deve-se ter reserva de potência. Fala-se muito de solar e eólica, são excelentes fontes de energia, mas são não controláveis. Então temos que sair do enfoque meramente de energia, de reais/MWh e partir para funções multiobjectivo, ou seja, funções que também passem a ter um comportamento dinâmico do sistema”, disse o diretor da ONS, Francisco José Arteiro.

A geração térmica tem como função mitigar os riscos energéticos e agora também tem como função aumentar a inércia do sistema, ou seja, fazer com que o sistema tenha um comportamento dinâmico mais adequado.

Francisco José Arteiro, ONS

FIGURA 2 Oferta interna de energia elétrica por fonte.



Fonte: EPE (2018)

Faz-se necessário também, discutir a geração a ciclo combinado com uma geração com custo variável unitário (CVU) extremamente baixa, pois agrega energia e também potência. Para exemplificar a importância da frequência estável pode-se citar a instabilidade ocorrida no Nordeste em 2018, que por oito segundos de falta de reserva de potência, levou o sistema à blackout, porque estava com uma baixa inércia. É necessário inserir nos modelos de utilização os requisitos de estabilidade dinâmica.

Em contrapartida, a demanda de gás natural mais que quadruplicou desde o ano 2000.

Nesse ano o consumo era de 21MMm³/dia e em 2018 o consumo chegou a 89 MMm³/d. O aumento do consumo interno reforça ainda mais a necessidade de importação de gás natural, e no caso brasileiro, o gás importado da Bolívia e o gás natural liquefeito (GNL).

Importante mencionar que o governo boliviano está em fase de renegociação do contrato com o Brasil. O acordo firmado com a *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos* (YPFB) prevê que a estatal brasileira possa importar até 30 milhões de metros cúbicos por dia. Especialistas avaliam que, a médio e longo prazos, o gás da Bolívia terá papel

de complemento da demanda. Isso porque a produção nacional brasileira deve crescer fortemente a partir de 2022, quando começa a ser produzido e entregue ao mercado o gás dos campos do pré-sal. Hoje, a Petrobras gasta US\$ 1,3 bilhão por ano com a compra do montante mínimo de gás da Bolívia. Atualmente o gás boliviano tem o preço mais competitivo da região e ainda mais barato que o gás produzido no pré sal brasileiro.

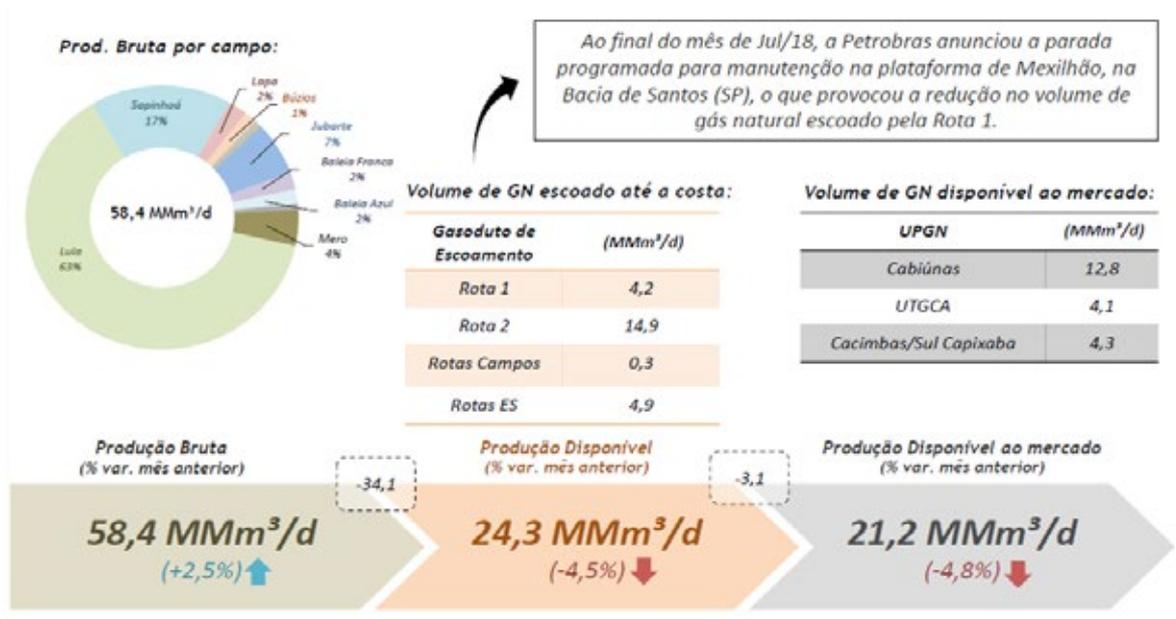
De acordo com EPE (2018), a produção de petróleo no Brasil irá aumentar de 2,7 milhões de barris em 2017 para 5,1 milhões de barris em 2027. Este crescimento é proveniente do pré-sal, que terá um aumento de 12% ao ano. Conseqüentemente, nos próximos anos, há uma tendência de crescimento da produção de gás natural associado.

Para o escoamento desse gás associado do pré-sal serão utilizadas 3 rotas de dutos. A Rota 1 liga os campos de Lula e Sapinhoá ao gasoduto entre o campo de Mexilhão e a UPGN de Caraguatatuba em São Paulo. Esse gasoduto tem capacidade de escoamento 10 MMm³/d. Além disso, o gasoduto Mexilhão UTGCA, com capacidade e 20 MMm³/d de escoamento, se destina a movimentar 10 MMm³/d do pré-sal e 10 MMm³/d do pós-sal.

Atualmente a Petrobras está aumentando a sua capacidade de escoamento de gás da rota 1 no sistema. A rota 2 tem capacidade para escoar, diariamente, 13 MMm³/d da região de Santos até o Terminal de Tratamento de Gás de Cabiúnas, em Macaé (RJ). Com 401 quilômetros de extensão, o Rota 2 é o gasoduto submarino de maior extensão em operação no Brasil. Além dos dois gasodutos já em operação, a Petrobras prevê a construção de um terceiro gasoduto (rota 3) que irá ligar o campo de Búzios e outros campos da cessão onerosa à UPGN do COMPERJ, em Itaboraí (RJ). A Rota 3 tem cronograma de implantação o ano de 2019 podendo ainda ser postergado e terá capacidade de escoar 21 MMm³/d (Almeida et.al, 2017).

A infraestrutura de gasodutos existentes no Brasil ainda é muito pequena. Tem-se 9,4 mil quilômetros de malhas de gasodutos de transporte, 187 pontos de entrega (citygates), 33 estações de compressão, 14 polos de processamento (95,6 milhões de m³/d) e 3 terminais de GNL (EPE, 2018). Quase toda essa infraestrutura se concentra no litoral do país, não dando assistência às demais áreas do interior. Esse mercado ainda tem muito que se desenvolver.

FIGURA 3 Produção de gás natural do pré-sal

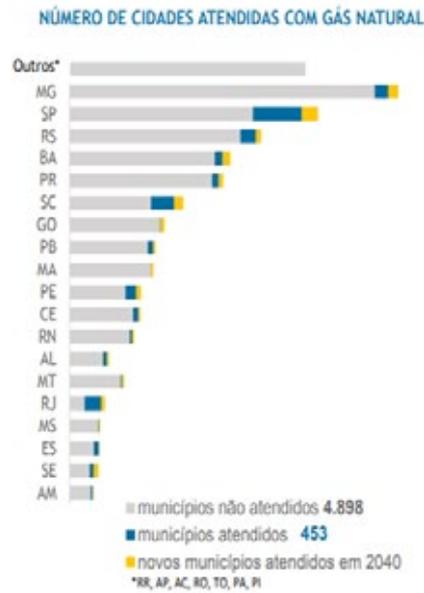


Fonte: Gas Energy 2018

O número de municípios atendidos pelo gás é muito pequeno, somente 453, enquanto tem-se quase 5 mil não atendidos, podendo ter um potencial de crescimento no país bastante expressivo. E nesse crescimento tem um espaço importante para térmicas.

Renata Nascimento, Petrobras

FIGURA 4 Números de cidades atendidas com gás natural.



Fonte: Fonte: Petrobras e Abegás (2018)

De acordo com os dados da Petrobras (2018), apenas 8% dos municípios brasileiros são atendidos com gás natural. Na Figura 4 pode-se analisar melhor esses dados.

Apesar da Lei 11.909/2009, conhecida como Lei do Gás, regulamentada em 2010, o setor ainda enfrenta dificuldades para atrair investimentos, o que diminui a oferta para os consumidores. O principal entrave é a falta de competitividade. Isso porque a Petrobras detém 92% da produção de gás natural no Brasil, além de administrar campos de gás, gasodutos, termelétricas, transportadoras, distribuidoras e revendedoras do combus-

tível. A Parnaíba Gás Natural, empresa que atua no Maranhão e é a segunda maior operadora do país, tem uma fatia de apenas 7% do mercado (ANP, 2016).

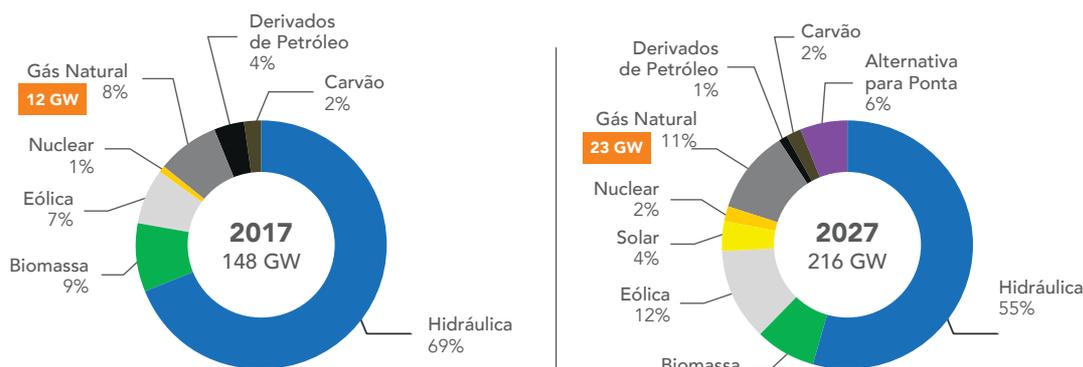
Para quebrar o monopólio da estatal, houve a iniciativa do projeto de lei 6407/2013, também conhecido como Nova Lei do Gás. A proposta tem como base o Gás para Crescer, programa de governo lançado em 2016, que objetiva estudar e elaborar propostas para manter o adequado funcionamento do setor de gás, diante de um cenário de redução da participação da Petrobras. Essa lei ainda não foi aprovada e este mês (novembro de 2018) foi

novamente retirada da pauta da Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados.

Ainda assim, a perspectiva para os próximos anos é a de que a oferta interna predomi-

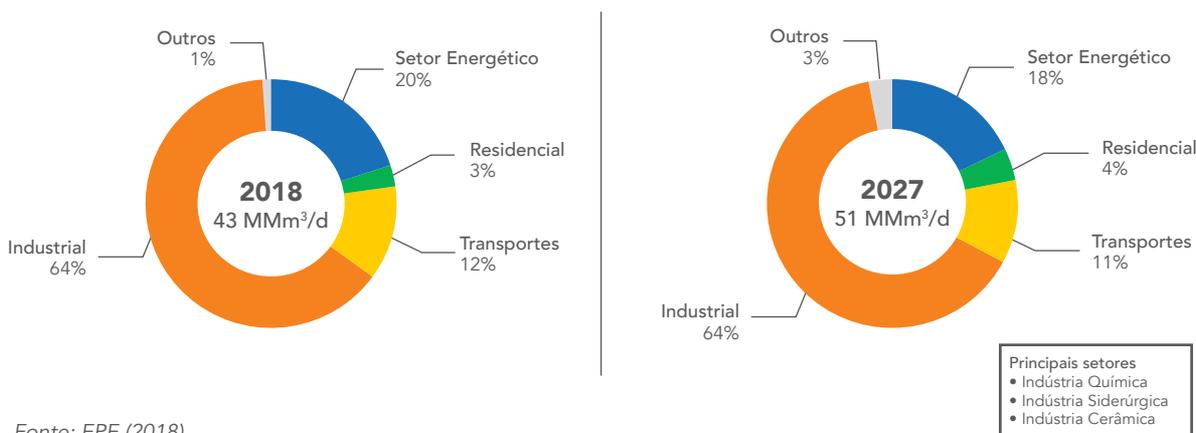
nante de energia elétrica ainda seja por fonte hidráulica. Em 2017, a capacidade instalada de gás natural era de 8% e espera-se que em 2027 esse valor aumente para 11%, gerando 216 GW, como mostrado na Figura 5.

FIGURA 5 Capacidade instalada em 2017 e perspectiva para 2027.



Fonte: EPE, 2018

FIGURA 6 Perspectiva para o consumo energético



Fonte: EPE (2018)

Em relação ao gás natural ainda, o setor industrial é o maior consumidor do energético, 64%, e de acordo com a EPE (2018) este valor se manterá até 2027. O setor energético terá uma regressão de 2% em 2027, sendo responsável por 18% do consumo. O residencial passará de 3% para 4% e o de transporte de 12% para 11%, como mostrado na Figura 6.

Isto posto, vale a menção de que o parque gerador brasileiro está passando por um processo de transformação e transição. A hidre-

létrica continuará como a principal fonte de geração de energia, embora sua participação no total da potência instalada do SIN será reduzida de 67,9% em 2017 para 66,2% em 2022, como mostrado no Quadro 1. As novas hidrelétricas serão majoritariamente do tipo a fio d'água e, conseqüentemente, a capacidade de regularização do SIN diminuirá gradativamente, tornando o sistema cada vez mais dependente de geração complementar à hídrica, sobretudo durante a estação seca. O gás terá um crescimento considerável de 25,8% na matriz elétrica.

QUADRO 1 Expansão da Matriz elétrica (2017 - 2022)

Tipo	2017		2022		Crescimento 2017-2022	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica	105.222	67,9%	114.342	66,2%	9.120	8,7%
Nuclear	1.990	1,3%	1.990	1,2%	0	0,0%
Gás/GNL	12.597	8,1%	15.847	9,2%	3.250	25,8%
Carvão	3.138	2,0%	3.483	2,0%	345	11,0%
Óleo/Diesel	4.732	3,1%	4.732	2,7%	0	0,0%
Biomassa	13.193	8,5%	13.300	7,7%	107	0,8%
Outras ⁽¹⁾	809	0,5%	980	0,6%	171	21,1%
Eólica	12.299	8,0%	15.216	8,8%	2.917	23,7%
Solar	952	0,6%	2.841	1,6%	1.889	198,4%
Total	154.932	100%	172.731	100%	17.799	11,5%

Fonte: ONS (2018)

O tripé gás natural, eólica e solar tem um papel muito importante na perspectiva, porém também há incertezas que devem ser minimizadas, por exemplo, não sabemos o quanto de gás vai crescer com o pré-sal, o potencial da demanda do setor elétrico, questão da importação da Bolívia e do gás para crescer. Minimizando essas incertezas, aumentam muito as oportunidades.

Renata Nascimento, Petrobras



Um setor que não passará despercebido será o crescimento da energia solar, de 0,6% para 1,6%, quase o triplo do valor de 2017 para 2027. O setor eólico terá um crescimento de 8% para 8,8%.

Embora a monetização do gás natural por meio de criação de demanda firme pelo setor elétrico seja um tema constantemente levantado no setor energético, o país carece de um diagnóstico sobre o efetivo potencial de oferta de gás nacional para atendimento ao setor elétrico, assim como de uma análise sobre a real necessidade/ condições de demanda firme que seriam necessárias para viabilizar a monetização do gás do pré-sal. Ainda, constatadas as perspectivas e necessidades do setor de gás natural, é fundamental avaliar, sob o ponto de vista do setor elétrico, qual seria o melhor papel do gás em sua

matriz, de forma a atender as novas necessidades de segurança energética do setor e possibilitar um menor custo energético para o país.

Além disso, é necessário um ajuste da regulamentação do mercado de gás para abrir o mercado para novos investidores e deve-se analisar o papel do gás no setor elétrico. Como mencionado, o gás natural é o combustível da transição para uma economia de baixo carbono. Para sua expansão é necessário investimento em infraestrutura e GNL. A oferta nacional de gás natural apresenta um crescimento significativo nos próximos dez anos. Mudanças no marco regulatório com o Gás para Crescer, principalmente com a entrada de novos agentes e com o aumento de investimentos no setor, são importantes para modificar a dinâmica do mercado de gás natural.

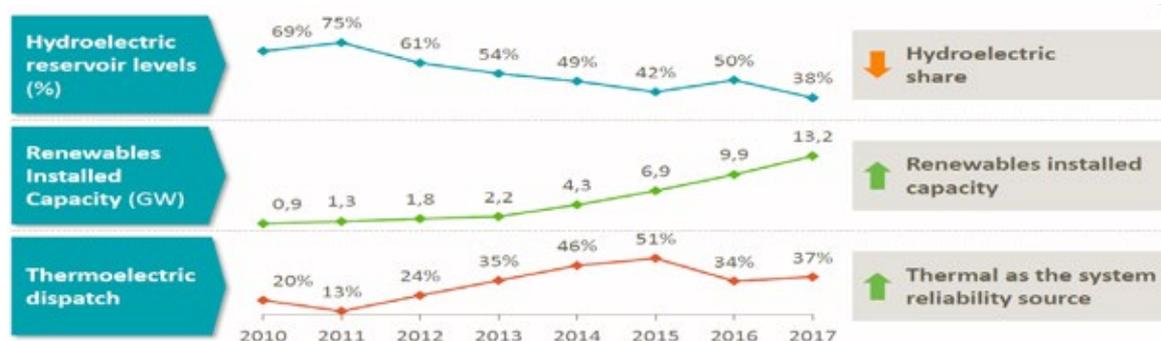
O Brasil era muito bem visto pelos outros países e esperava-se muito, porém com a política do país, o Brasil ficou fora do radar e agora está tendo oportunidade de retomar, refazer ou recriar, principalmente a parte regulatória.

David Zylbersztajn, DZ Consultoria em Energia

OPORTUNIDADES DE NEGÓCIOS NO SETOR DE GÁS NATURAL NO BRASIL: O QUE ESTÁ POSTO E O QUE ESTÁ POR VIR

A diversificação da matriz energética (Figura 7) do país traz consigo um grande espaço para o gás natural: o de combustível de transição para um futuro de baixo carbono. O energético apresenta características que justificam sua titulação como o baixo teor de emissão de particulados e de CO₂, se comparado a outros combustíveis como o diesel.

FIGURA 7 Matriz de geração energética no Brasil



Fonte: ENEVA, 2018

Estimativas do PDE 2027¹ e do BEN 2018² apontam que o gás natural sofrerá mudanças relevantes nos próximos anos. De fato, a oferta no país para o energético é promissora, não somente pelos ativos postos em oferta permanente pela ANP como também pela

enorme produção de gás proveniente do pré-sal (nas bacias de Santos e Campos) e pela produção *onshore* das bacias do Parnaíba e Solimões. Entretanto, tal produção precisa de uma infraestrutura mínima de escoamento para que possa ser justificada e ampliada.

¹ <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>

² <https://ben.epe.gov.br/benrelatoriosintese.aspx>

FIGURA 8 Infraestrutura de pipelines de gás natural



Fonte: ONS, 2018

Atualmente, 64% do gás produzido³ é reinjetado, e há, ainda, pequenas perdas e queimas dessa produção. Dessa forma, a malha de gasodutos (Figura 8), principalmente marítima, precisa de grande evolução. Não somente para evitar potenciais gargalos produtivos como também para funcionar como fornecedora de combustível. Além deles, a malha de gasodutos terrestre também necessita ser otimizada e ampliada para suprir a crescente demanda do energético. A Figura 9 apresenta a importância da produção de gás natural advindo do pré-sal (principalmente representados pela partilha e cessão onerosa) quando comparada a produção total.

Dessa forma, a transição para o uso de combustíveis com menor emissão é justificável e começa a tomar contorno e investimentos em todo o mundo. Assim, o gás natural será uma proporção significativa do *mix* energético global nas próximas décadas. E, naturalmente, o GNL assume uma posição privilegiada nesse mercado devido a sua múltipla aplicabilidade e maleabilidade de transporte. Muito pro-

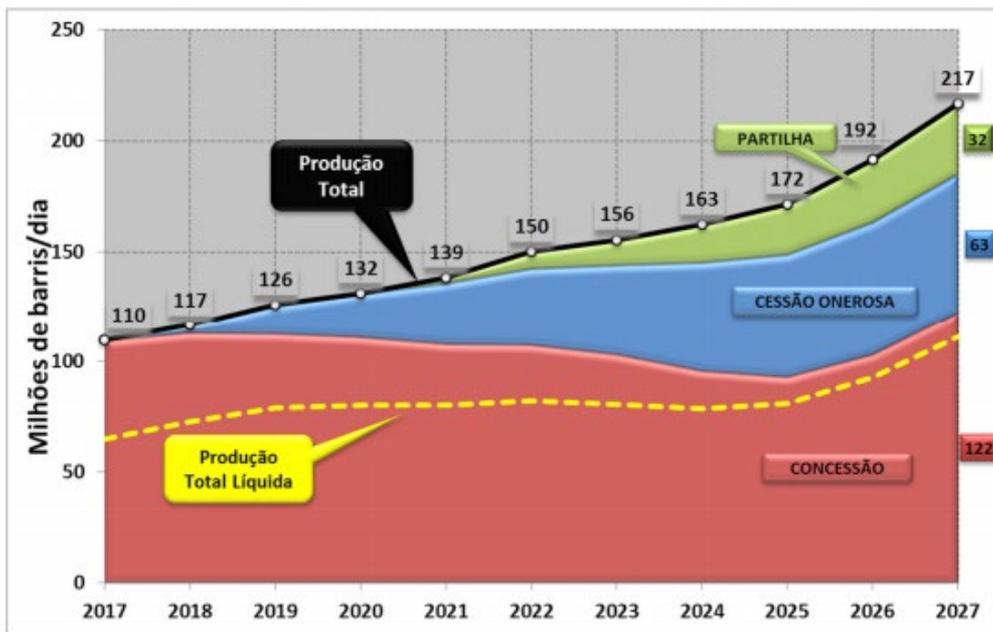
vável que o GNL desempenhe um papel crítico. O aprofundamento do mercado global de gás diminuirá a percepção dos riscos de oferta e apoiará a expansão da demanda de gás natural.

Seu posicionamento como o combustível de transição aliado às potencialidades da produção do pré-sal, faz com que seja premente discutir possibilidades de negócios para este energético no Brasil.

Desta forma, é importante mencionar que o país tem hoje três terminais de GNL e outros dois em construção. A capacidade de importação do país se limita aos 36 MMm³ dos dois navios afretados pela Petrobras. No entanto, a entrada de outro navio de 21 MMm³, acrescidos do terminal da Gás Natural Açú e o da Golar Power, somar-se-ão quase 80 MMm³ de capacidade de importação dos terminais já existentes. Adicionalmente, hoje existem estudos para outros 15 terminais no país. Entretanto, a viabilização dos mesmos exige altos investimentos e elevados custos operacionais.

³ Do gás produzido disponível (Boletim de Conjuntura, FGV Energia, 2018)

FIGURA 9 Previsão de produção bruta de gás natural por tipo de contrato



Fonte: PDE 2027.

Adicionalmente, em termos de reservas internas, o Brasil tem 13 Tcf de reserva de gás e consome anualmente algo em torno de 1 Tcf, sendo 30 % importado da Bolívia. Contudo, há 20 anos atrás, a Bolívia tinha 30 Tcf de reserva e somente o Brasil já consumiu 8 deles desde então. A última certificação de reservas na Bolívia ocorreu em 2013, o que deixa um espectro de insegurança em relação à renovação desse contrato de importação de gás. Além da oferta do gás da Bolívia, o país ainda conta com competição da Argentina que vem

investindo na exploração dos seus recursos de não convencionais na região de *Vaca Muerta*, com intenções exportadoras para o Brasil.

Desta análise, depreende-se que uma série de ideias e oportunidades de negócio apresentam-se para o Brasil em relação ao abastecimento de gás natural. Ainda que estas ideias tenham suas especificidades, elas caminham com um interesse comum: o aumento da participação do gás natural na matriz energética brasileira.

Em primeiro lugar pode ser citado o projeto da Gás Natural do Açú (GNA), que aposta na geração de energia termelétrica proveniente do gás do pré-sal trazido ao porto do açú. A GNA surgiu de uma parceria entre a BP, a Siemens e a Prumo Logística com o objetivo de desenvolver projetos de geração de energia elétrica a gás natural tendo o Porto do Açú como um *hub* – Figura 10. Atualmente estão implantando a térmica GNA I oriunda do leilão A-5 de 2014 e a GNA II vinda do leilão A-6 realizado em 2017. As unidades, se somadas, contam com 3 GW de capacidade instalada mas possuem licença para um total de 6,4 GW. O início do suprimento para as unidades está previsto para 2021 para a GNA I e 2023 para a GNA II. As térmicas serão alimentadas por uma unidade de regaseificação, posicionada a 3 km da térmica.

A GNA secciona seus investimentos em duas fases. A primeira delas contempla as já mencionadas UTE GNA I e II e um terminal de GNL, com investimentos da ordem de R\$ 8 bilhões⁴. Uma segunda fase já está prevista para 2021 em diante, com mais duas usinas e um terminal *onshore*, contabilizando R\$ 8,5 bilhões em investimentos adicionais.

A Golar Power, por sua vez, desenvolve um projeto integrado de GNL e geração ter-

melétrica. O projeto conta com 1,5 GW de capacidade a ser instalada, mas outros 1,8 já estão licenciados, com entrega prevista para 01/2020. A CELSE é a empresa que opera o projeto, subsidiária da Golar (50%) e do grupo EBRASIL (50%). O projeto está na vanguarda da tecnologia e divide-se em três frentes principais: as instalações marítimas, a usina termoelétrica Porto de Sergipe e as linhas de transmissão. A primeira delas conta com um FSRU com capacidade de 15 MMm³/d, sistema de ancoragem único e um gasoduto para transportar o gás até a segunda etapa, a Usina Termoelétrica Porto de Sergipe, que converterá o gás natural em energia elétrica. Por fim, o projeto ainda conta com 33 km de extensão de linhas de transmissão de 500 kV que conduz a energia da usina até a subestação que a entrega aos centros de consumo.

Vale destacar o histórico dos últimos leilões para gás natural, que mostra que dos 24 projetos vencedores algo em torno de 12-13 GW foram contratados. No entanto, para muitas das térmicas que foram contratadas ainda não se sabe se são para potência, ponta ou base. Essas reflexões fazem com que a Golar ou qualquer outro investidor tenha que considerar múltiplos cenários e, conseqüentemente, um risco maior ao *bidar* no país.

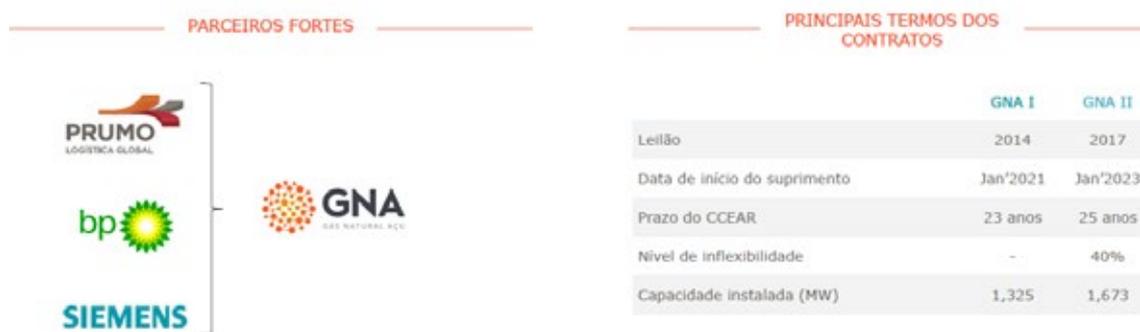
⁴ A Fase 1 contabiliza também dados como uma arrecadação de R\$ 0,8 bilhões em impostos, quase 2000 empregados, com 1 milhão de horas trabalhadas sem acidentes. 35 milhões destinados a compensações socioambientais e outros 31 em compensações energéticas, sem falar nos projetos de P&DI.

Por sua vez o projeto da Eneva é a aplicação de um modelo *reservoir-2-wire* capaz de oferecer ao sistema nacional térmicas a ciclo combinado com custo baixo e geradas na base. A Eneva oferece ao mercado gás natural produzido majoritariamente na bacia do Parnaíba, com oito campos produzindo 8,4 MMm3/d, com uma reserva provada de 0,68 Tcf, distribuídos através de 200 km de *pipeline*. Por outro lado, a empresa conta com uma capacidade instalada de 2,2 GW de geração de energia elétrica, majoritariamente a gás natural (com as quatro usinas Parnaíbas),

duas plantas a carvão e a primeira planta de energia solar no Brasil. A companhia opera nos subsistemas Norte e Nordeste.

Com isso, a Eneva é o maior produtor independente de gás natural do Brasil e tem a maior capacidade instalada de geração térmica do país por uma empresa privada. O projeto integrado vai desde os campos de produção, *pipeline*, regaseificação, geração e torres de distribuição. A empresa acredita no investimento em térmicas na base como uma fonte estabilizadora do sistema.

FIGURA 10 Figura 10: Detalhes da GNA



Fonte: GNA, 2018

Atualmente, o gás onshore é mais barato e competitivo que o GNL e o gás do pré-sal; as reservas são grandes e tem-se um alto potencial de integra-la diretamente as redes de transmissão de energia, dado que essas são 13 vezes maiores que a rede de gaso-

duto existente. A partir desses argumentos, a Eneva conta ainda com o menor custo variável unitário (CVU)⁵ de todo o sistema norte, além de gerar desenvolvimento para o interior do país, melhorias no PIB e na renda per capita das localidades onde está inserida.

O gás natural tem o menor índice de emissão de particulados entre os HC, mas também gera CO₂. Entretanto, entre ele o diesel não resta dúvidas.

Matheus Nogueira, ENEVA

E o que está porvir? A monetização do gás natural ainda aparece como um empecilho para o desenvolvimento da produção do energético no país. Hoje os produtores independentes têm duas opções: tentar vender o gás natural para distribuidoras e/ou grandes consumidores livres, através de gasodutos, ou integrar-se com uma planta de geração de eletricidade na boca do poço. A primeira opção tem tido dificuldade de ser implementada, fazendo com que o gás produzido acabe sendo vendido a um preço baixo.

Ainda, a participação da Petrobras, na maioria das distribuidoras, representa uma barreira para que novos produtores venham a comercializar sua produção. Ao controlar a política de compras de gás das distribuidoras, a Petrobras detém um poder de mercado assimétrico em relação aos produtores independentes. Quase sempre as distribuidoras assinam contratos de longo prazo com a Petrobras e o mercado se mantém fechado para novos fornecedores. Também por isso, um dos maiores desafios para produtores

⁴ Custo Variável Unitário - CVU (Leilão) - valor expresso em Reais por Megawatt-hora (R\$/MWh), necessário para cobrir todos os custos operacionais do empreendimento.

independentes no país seja a de garantia de uma oferta estável para os contratos de venda. Com a ausência de uma infraestrutura de estocagem e mercado secundário para o gás, aparecem como oportunidades o uso do gás para produção de energia elétrica em modelos como o da Eneva e a conversão do gás em GNL para venda direta.

Segundo o PDE (EPE, 2017), a produção líquida de gás natural passará de 65 milhões de m³/dia em 2017 para 111 milhões de m³/dia em 2027. Já a oferta potencial nacional projetada da malha integrada passará de cerca de 52 milhões de m³/dia em 2017 para aproximadamente 73 milhões de m³/dia em 2027. Nos cenários de alta demanda de gás para geração termelétrica, tais consumos foram preferencialmente atendidos por meio de GNL devido à necessidade de complementação dos volumes nacionais ou importados (via gasodutos) para viabilizar o atendimento de tais demandas. Já nos casos de baixa demanda termelétrica verifica-se que o gás nacional ou importado via gaso-

duto pode ser suficiente para atendimento de tais demandas.

Dessa forma, a expansão para o atendimento à demanda de ponta do sistema elétrico poderá ser feita por diferentes tecnologias, sendo uma delas por meio das termelétricas a gás natural de ciclo aberto. No caso dessa demanda ser integralmente atendida por essa tecnologia, haveria um acréscimo de demanda de gás natural de 84 milhões de m³/dia entre os anos de 2022 e 2027. Para suprir essa demanda indicativa, uma das soluções apontadas seria a instalação gradual de seis novos terminais de GNL (indicativos) até o final do período, com capacidade de 14 milhões de m³/dia cada. Haveria, nesse caso, o desafio de desenvolver um modelo de negócio aderente a uma situação de flexibilidade do fornecimento de gás natural. Cabe ressaltar que estes terminais podem ser os que se encontram em fase de planejamento por diversos agentes, dependendo dos condicionantes que vierem a se estabelecer no horizonte de planejamento, e os modelos de negócio que venham a ser definidos.

Não adianta ficar a cada momento,
em função do vento soprar à esquerda ou
à direita, você mudar a regulação

Carlos Baldi, GNA



DOWNSTREAM

POLÍTICA DE PREÇOS, COMPETITIVIDADE NO REFINO E IMPACTOS SOCIOECONÔMICOS: *MIND THE GAP!*

DESDE A CONCLUSÃO da Refinaria do Vale do Paraíba (REVAP) em 1979, os investimentos em refino de petróleo no Brasil limitaram-se à manutenção e ampliações marginais de capacidade do parque existente e acréscimo de novas unidades de conversão e tratamento, necessárias em função de requisitos ambientais e da mudança do perfil de consumo de derivados de petróleo para destilados. O setor de refino e distribuição da indústria de petróleo brasileira passa por um momento em que são necessárias ações de reestruturação do ambiente regulatório de forma a atender ao crescimento da demanda por derivados, principalmente combustíveis líquidos.

A principal discussão a respeito do setor de refino no Brasil atualmente se refere à necessidade de aumento da concorrência, com o estímulo à entrada de novos agentes. A

existência de um mercado monopolista, controlado pela Petrobras, que detém 98% do refino no país, aparece como um dos maiores empecilhos ao investimento externo.

O maior desafio do novo governo será transmitir ao mercado que não teremos mais, no Brasil, qualquer tipo de controle de preços.

O novo governo terá um grande desafio, que é como fazer a transição entre o problema de subvenção do diesel e o mercado livre.

Adriano Pires, CBIE

Nesse contexto, a Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis, ANP, reforça a relevância da iniciativa de desinvestimentos da Petrobras no segmento de refino, já que apenas 2% da capacidade não estão nas mãos da estatal. O papel do governo, segundo a agência é criar condições favoráveis à entrada de novos agentes. Contudo, apesar de a Petrobras ter anunciado em maio deste

ano (2018) o seu modelo de desinvestimento no setor, com a busca de parceiros para as refinarias Abreu e Lima (RNEST), Landulpho Alves (RLAM), Alberto Pasqualini (REFAP) e Presidente Getúlio Vargas (REPAR), o processo foi suspenso pelo Supremo Tribunal Federal no início de julho. A decisão do Tribunal vai de encontro à decisão do Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE

- de dar fim ao monopólio do refino no país pela Petrobras. Essa é a discussão em pauta no momento e que gera grandes incertezas aos possíveis investidores dispostos a entrar nesse mercado.

Ainda é preciso avaliar qual é o melhor modelo de venda das refinarias. O uso de parcerias não parece ser a melhor opção, pois não garante o aumento de competitividade do setor. Como já dito, desde a década de 1970, os investimentos em refino, no Brasil, se limitaram à manutenção e a ampliações marginais do parque. A força e o tamanho da Petrobras funcionam como uma grande barreira aos novos investidores, dado que a estatal tem a capacidade de determinar preços, portanto o movimento de desinvestimentos da mesma é necessário para se ter um mercado mais aberto. Nesse sentido, fica evidente o porquê o mercado migrou para uma crescente importação de derivados: a oferta interna não é suficiente

para suprir à demanda e a ausência de novos projetos tende a piorar esse quadro, uma vez que a demanda deve se manter crescente nas próximas décadas.

Para além das parcerias, outra percepção crítica que se faz em relação aos desinvestimentos do setor diz respeito à eficácia de se vender as unidades do Sul e do Sudeste apenas. As refinarias brasileiras foram desenhadas para funcionar de forma integrada de acordo com a demanda de cada região do país. Pensado como um projeto de Estado, a concepção e implementação do parque refino brasileiro objetivava otimizar o custo de logística e operação pelas dimensões continentais do país. Por isso, a forma com que a Petrobras sugere que seja feito o desinvestimento no setor não garante a criação de uma competição de preços (e agentes) em nível nacional, e sim criaria monopólios regionais (Figura 11).

Nossas refinarias são preparadas para produzir produtos regionais e específicos.

Fernanda Delgado, FGV Energia

FIGURA 11 Parque de refino Brasileiro – Petrobras tem 2,176 kbd de capacidade de refino distribuídas em 16 refinarias



Refining Assets and stakes announced to be sold							
Cluster	Stake	Refineries	Capacity	% of total capacity	Pipelines	Terminals	Optionality
Northeast Partnership	Partner (60%)	RNEST	430 kbpd	19%	2 of oil	3 onshore	2nd RNEST train
	Petrobras (40%)	RLAM			13 of derivatives	2 offshore	
South Partnership	Partner (60%)	REPAR	416 kbpd	18%	9 Petrobras pipelines	3 onshore	Mature market
	Petrobras (40%)	REFAP				4 offshore	
Petrobras	Petrobras (100%)	9 refineries				36 terminals	

Fonte: UBS, 2018

Isso posto, fica evidente a importância da retomada de projetos como as refinarias Premium I e II (refinarias que seriam erguidas no Maranhão e Ceará, respectivamente) pela Petrobras e as obras do segundo trem da RNEST e da refinaria do COMPERJ (Itaboraí-RJ), antes descontinuados, e agora retomados de forma lenta. Chega-se à con-

clusão, portanto, que o país precisará recorrer cada vez mais à importação, o que implica na necessidade de investimentos em logística de portos, dutos e tancagem, sendo necessária uma escolha entre o direcionamento de recursos para o aumento da capacidade de refino interna ou para a infraestrutura de internalização de derivados.

O parque de refino foi desenhado para ser integrado e, mesmo com os desinvestimentos da Petrobras, não será possível ter competição a nível nacional.

Luis Carvalho, UBA

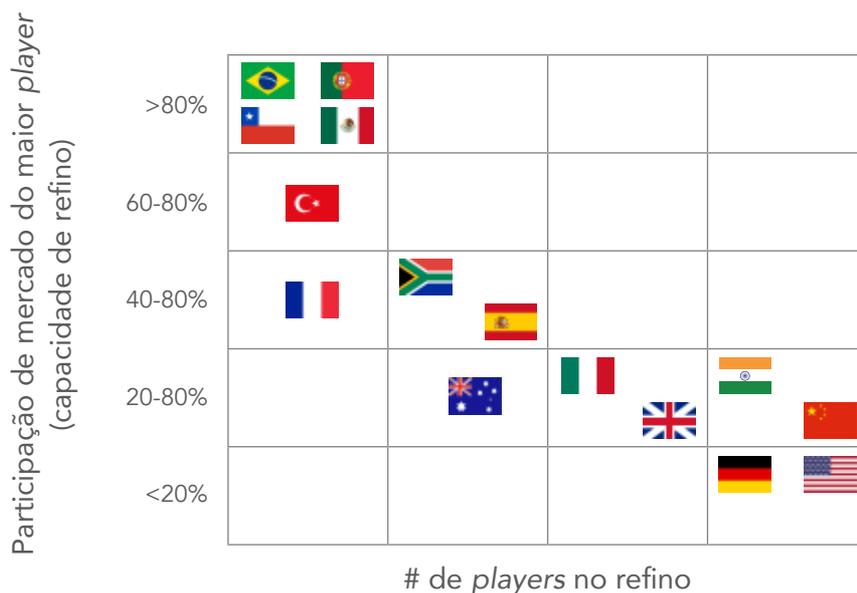
O Brasil precisa se preparar para o aumento da dependência externa de derivados, o que representará a necessidade de investimentos da ordem de R\$ 21 a 25 bilhões, segundo Leonardo Gadotti, da Plural. O aumento da demanda por combustíveis exigirá esforços direcionados ao aumento da produção nacional de biocombustíveis e de infraestrutura de logística e transporte. A concentração da capacidade de refino em um único operador impacta toda a cadeia de combustíveis brasileira. Além de ser uma característica de mercados pouco maduros (Figura12), a concentração do refino reduz a competitividade do setor e contribui para desincentivar os investimentos na melhoria da infraestrutura de importação, reduzindo a diversificação de alternativas de suprimento para os consumidores.

É consenso que a atração de novos agentes para o setor de refino está estritamente relacionada com a liberdade de preços de venda

dos derivados. A intervenção do governo nos preços de combustíveis no país reduz a transparência e a previsibilidade para o possível investidor, afastando a entrada de novos agentes nesse mercado. Nesse sentido, a força da Petrobras no refino, como resultado de sua posição monopolista, conferindo a esta o poder de determinar preços, se soma à sua suscetibilidade em sofrer influência por parte do governo, contribuindo para aumentar as incertezas e reduzir a atratividade deste setor.

A política de preços alinhados ao mercado internacional, adotada pela Petrobras em julho de 2017, é essencial para tornar a produção de derivados no Brasil mais atraente para outros concorrentes refinadores. Ela afasta as decisões políticas da mesa e traz uma garantia de que eles não precisarão, em algum momento, vender o produto abaixo do preço de custo e inviabilizar seu negócio só para acompanhar a empresa líder.

FIGURA 12 Concentração do setor de refino no mundo



Fonte: GlobalData 2018 / BCG analysis, 2018

A precificação do combustível é uma questão crítica. Se o refino não for capaz de gerar retorno, não haverá investimento e a indústria se torna obsoleta, ou dependerá de financiamento externo, o que faz com que o downs-

team passe a consumir recursos ao invés de gerar. Com o preço atrelado ao mercado internacional, é possível manter a saúde financeira do setor, viabilizando os investimentos e a atratividade do setor.

O objetivo é que seja tão normal a mudança de preços, que seja uma não notícia.

Guilherme França, Petrobras

Adicionalmente, vale ressaltar que o setor vem sendo beneficiado por medidas para aumentar a concorrência e a principal delas foi a liberdade dada à Petrobras para a fixação dos preços de derivados. Isso foi benéfico, não só para a estatal, como para o mercado, pois aumentou a competição da importação e, também, com o crescimento das distribuidoras regionais e de postos de bandeira branca. O anúncio de desinvestimentos da Petrobras foi outro grande movimento no sentido de aumentar a concorrência do setor. A ANP também sinalizou que está adotando um conjunto de medidas para aumentar a transparência na formação de preços dos combustíveis.

A relevância do setor de *downstream* para a economia brasileira foi confirmada no período da greve dos caminhoneiros, esse episódio, no entanto, teve consequências contrárias ao movimento de liberdade de preços, com o estabelecimento de subvenção ao diesel e o congelamento de preços. A transição desta situação para a liberação de preços ficará a cargo do novo governo. A principal demanda do mercado é a garantia de que não haverá interferência nos preços, e de que será mantida a paridade internacional. Somente com essas condições, será possível aumentar a competitividade do *downstream* brasileiro, seja com a venda de refinarias ou a construção de novas, opções que só se tornam viáveis em um mercado livre.

Não será trivial estabelecer um novo equilíbrio no mercado brasileiro quanto à participação dos agentes, considerando os níveis de dependência externa, o parque de refino nacional, as condições de preços internacionais e a oferta de produtos no mercado externo. Além disso, não estamos discutindo a questão dos tributos, que é usar a CIDE para o que ela foi criada, um colchão econômico.

Fernanda Delgado, FGV Energia



SETOR ELÉTRICO

REVISÃO DAS REGRAS DE INTEGRAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: A NECESSIDADE DE APRIMORAMENTO

A **RESOLUÇÃO NORMATIVA** nº 482/2012 permitiu a disseminação da geração distribuída a partir de fontes renováveis no Brasil, por meio do sistema de compensação de créditos de energia conhecido na literatura como *net-metering*. Nesse sistema, a energia injetada por unidade consumidora com micro ou mini geração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de eletricidade.

Os créditos devem pertencer ao mesmo titular em CPF ou CNPJ do responsável pela conta de energia da distribuidora local e

permanecem válidos pelo prazo de até 36 meses, já que a energia elétrica gerada pode ser superior à consumida, ocasionando o acúmulo de créditos a serem utilizados em meses posteriores.

Segundo esta resolução, compreende-se por micro geração e mini geração distribuída - MMGD os sistemas de geração descentralizado com as seguintes capacidades:

MICRO GERAÇÃO: sistema gerador de energia elétrica, com potência instalada inferior ou igual a 100 kW (quilowatts) e que utilize oriundo de fontes renováveis (hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada)

MINI GERAÇÃO: sistema gerador de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW (megawatts) e que também utilize das fontes citadas anteriormente.

Apesar dos benefícios oriundos desta resolução, a ANEEL identificou desde sua criação até o ano de 2015, algumas falhas de mercado e oportunidades de incentivo na GD. Dessa forma, a resolução normativa nº 687/2015 entra em vigor em 2016 para corrigir problemas existentes e entre as principais alterações, destaque para:

- A)** A extensão no prazo para os consumidores fazerem uso dos créditos da distribuidora, passando de 36 para 60 meses.
- B)** A redução do tempo de espera para a aprovação do pedido de solicitação de instalação do sistema de geração junto à concessionária, de 82 para 34 dias.
- C)** A alteração dos limites de capacidade instalada de MMGD, onde passou a ser definido que (Quadro 2):

QUADRO 2 Alteração dos limites de capacidade instalada da micro e mini geração distribuída pela Resolução Normativa da ANEEL nº 687/2015.

Capacidade Instalada	Resolução Normativa nº 482/2012	Resolução Normativa nº 687/2015
Microgeração	≤ 100 kW	≤ 75 kW
Minigeração	> 100 kW, ≤ 1 MW	> 75 kW, ≤ 5 MW
Hidráulica	> 100 kW, ≤ 1 MW	> 75 kW, ≤ 3 MW

Fonte: ANEEL, 2018.

Na micro geração ocorreu distinção entre geração hidráulica limitada a projetos com potência máxima de 3 MW, enquanto as demais fontes renováveis a capacidade instalada máxima é de 5MW.

Criação de novas modalidades de consumo para incentivar o mercado de GD, além da geração na própria unidade consumidora, pode-se citar o autoconsumo remoto, a geração compartilhada e as múltiplas unidades consumidoras.

MÚLTIPLAS UNIDADES CONSUMIDORAS:

estão enquadrados nesta modalidade os condomínios verticais e/ou horizontais, situados em mesma área ou em áreas próximas, desde que o sistema de geração seja instalado em área comum. Além disso, as unidades consumidoras do local e a área comum do condomínio devem ser energeticamente independentes entre si.

GERAÇÃO COMPARTILHADA: podem fazer parte desta modalidade os consumidores de CPF ou CNPJ distintos, contudo devem ser abastecidos pela mesma concessionária distribuidora, obrigatoriamente associados por meio de cooperativa ou consórcio, na qual devem constar o percentual de participação de cada consumidor. Nesta configuração, a MMGD pode estar situada em local diferente das unidades consumidoras compensatórias.

AUTOCONSUMO REMOTO: Esta modalidade é aplicada para consumidores pessoas físicas e jurídicas, respectivamente, no mesmo CPF e CNPJ, onde a MMGD está em local diferente dos locais que fazem uso dos créditos energéticos, contudo precisa estar na mesma área de concessão da empresa distribuidora. Este caso é uma oportunidade para os consumidores que não possuem espaço disponível e possuem empreendimentos em outras regiões, por exemplo.

No Quadro 3 pode-se analisar a evolução e participação das modalidades de consumo na operação da MMGD no país. Apesar do Brasil ainda contar com um número expressivo de geração na própria unidade consumidora, desde a criação das novas modalidades há expansão de outros mercados. Nesse sentido, destaque para o autoconsumo remoto com uma taxa de crescimento de (204,5%) em apenas um ano.

Logo, há uma perspectiva ainda maior de crescimento da MMGD, pois indica que os consumidores estão otimistas e com potência de sistemas superior ao esperado pela ANEEL.

Cabe destacar que desde outubro de 2017, a GD expandiu 171% entre as diferentes modalidades de consumo.

QUADRO 3 Evolução e Participação das Modalidades de Consumo de Geração Distribuída.

Modalidades Consumo	out/18		out/17		out-18 / out-17
	kW	%	kW	%	
Geração na Própria Unidade Consumidora	377.522	70,1%	138.924	25,8%	171,7%
Autoconsumo Remoto	143.804	26,7%	47.222	8,8%	204,5%
Geração compartilhada	16.457	3,1%	12.514	2,3%	31,5%
Múltiplas Unidades Consumidoras	558	0,1%	13	0,0%	4342,4%
TOTAL	538.341		198.673		171%

Fonte: ANEEL, 2018.

...apesar do Brasil superar as metas de instalação em termos de capacidade instalada, em número de conexões ainda está aquém das projeções da ANEEL

precisamos passar naturalmente por uma reflexão criteriosa, não tanto apaixonada, mas sim aprofundada em relação ao modelo de compensação, em que medida se mostra ultrapassado e em que medida se torna necessário o aprimoramento.

Gustavo de Marchi, FGV Energia

A ANEEL (2018b) na Nota Técnica da Consulta Pública nº 10/2018 que trata da revisão das regras da MMGD, diz que: “...aprimoramento das regras aplicáveis à micro e mini geração distribuída com foco no aspecto econômico.”

Além dos aspectos econômicos, a geração distribuída tem caráter ambiental, social e tecnológicos que devem ser considerados na análise de impacto regulatório para mudança das regras do ambiente de negócios. Assim, será possível promover um cenário de maior previsão para o investidor, de forma que continue incentivando este mercado, com segurança jurídica e regulatória.

Em outra passagem pela Nota Técnica da Consulta Pública nº 10/2018 a ANEEL (2018b), diz que:

“...evitar que se chegue em uma realidade em que a GD seja excessivamente benéfica a quem instala, e ao mesmo tempo, prejudicial as distribuidoras e posteriormente aos demais consumidores, a questão a ser atacada é um possível desalinhamento da forma de compensação vigente em relação à atual realidade da GD.”

A questão da revisão da resolução normativa nº 482 não deve apenas tratar de ser extremamente benéfica, vale a pena ressaltar o desafio para o equilíbrio entre os consumidores que

já aderiram ao sistema, bem como a exigência de regras claras de transição ao novo modelo e como será o mercado para os novos consumidores de GD com as modificações regulatórias. Pois caso o impacto seja negativo para o mercado futuro de GD, as distribuidoras também perdem os benefícios associados a difusão da geração descentralizada, logo deve-se equacionar com cautela todas as variáveis que poderão estar neste cenário.

Nesse sentido, as discussões que tem sido travadas giram em torno de:

- 1) O Brasil deve avançar ou recuar com relação a política pública de incentivos a MMGD?
- 2) O mercado de GD já alcançou maturidade suficiente após a ampliação das modalidades de consumo permitidas pela resolução nº 687, será 2019 o momento correto da curva de penetração da tecnologia para revisar novamente a resolução nº 482?
- 3) Quais as vantagens e problemas associados a aplicação da tarifa binômica no caso da MMGD?
- 4) No cenário com a remuneração do fio dos consumidores de GD, qual a importância e como se pode avançar mais nas linhas de financiamento, para mesmo assim os projetos continuarem competitivos?

Para isso o BNDES tem tido um papel importante de estimular as fontes renováveis ao longo dos últimos anos. Além disso, o BNDES aponta o seu papel estratégico *"para atrair novos investimentos e capital estrangeiro para o setor de energia"*, o que permite o banco ter recursos para subsidiar e incentivar a GD no médio e longo prazo.

Portanto, destaca o BNDES a relevância do seu trabalho no fomento ao mercado de capitais, seja via auxílio de órgãos multilaterais e/ou via emissão de debentures que financiam a carteira de geração e transmissão de energia.

O cenário até então era de contratação das fontes renováveis, principalmente eólica, no ambiente regulado de energia, entretanto o BNDES entende que há um caminho a percorrer no mercado livre. Por isso neste ano, o banco anunciou uma nova forma de apoio para este mercado e deseja atrair o mercado de capitais para esta oportunidade.

Carla Gaspar, BNDES

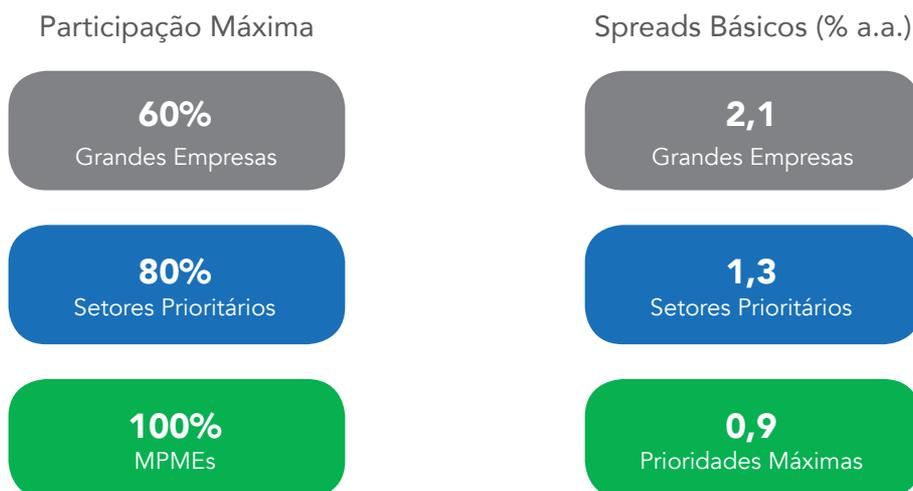
O BNDES aposta na diversificação dos financiamentos para o mercado regulado, no ambiente livre e também de curto prazo, em linha com as expectativas da Consulta Pública nº 33/2017 acerca da proposta de aprimoramento do marco regulatório do setor elétrico brasileiro.

Carla Gaspar acredita que *"todo esforço realizado para investimentos de grande porte está direcionando apoio ao mercado de Geração Distribuída no Brasil"*, partindo do aspecto da geração centralizada renovável para a micro e mini geração descentralizada.

Na Figura 13, pode-se verificar qual a participação máxima de financiamento do BNDES, de acordo com as categorias setoriais e os respectivos spreads básicos para cada opção. No caso das grandes empresas, a participação máxima é menor e o spread mais ele-

vado pelas facilidades que estes empresários conseguem no mercado também. As Micro, Pequenas e Médias Empresas – MPMEs o banco de desenvolvimento pode financiar até 100% com as menores taxas do mercado.

FIGURA 13 Possibilidades de participação do BNDES no mercado de financiamento da Geração Distribuída.

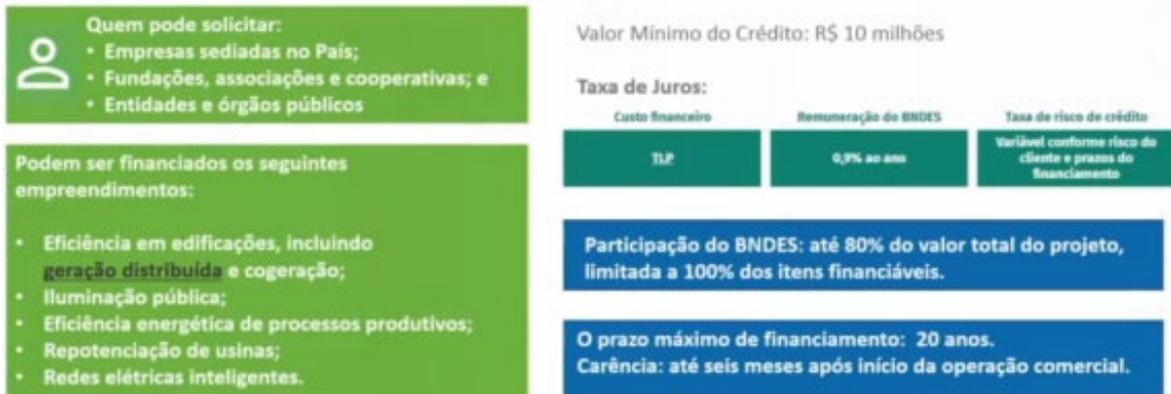


Fonte: Apresentação no VIII Seminário de Matriz Energética do BNDES, 2018.

No caso do setor elétrico e da MMGD, está enquadrado como setor prioritário ao desenvolvimento e possui 80% de financiamento máximo, com spread bancário de 1,3% a.a. Existem alguns produtos do BNDES que são elegíveis para a captação de recursos para GD, entre eles o FINEM Eficiência Energética, como pode ser visto na Figura 14.

Além dos produtos FINEM que são para projetos de maior escala, o BNDES elaborou a linha FINAME, destinados para projetos menores e até mesmo pessoas físicas. A Figura 15 fornece maiores informações, além de comparar o custo deste programa de energia renovável com outros do banco.

FIGURA 14 FINEM Eficiência Energética.



Fonte: Apresentação do BNDES no VIII Seminário de Matriz Energética, 2018.

FIGURA 15 BNDES Finame.



Fonte: Apresentação do BNDES no VIII Seminário de Matriz Energética, 2018.

Da mesma forma, o escopo e a elegibilidade do Fundo Clima foram alteradas para adicionar as pessoas físicas ao financiamento. Como mostra a Figura 16, o Fundo Clima para pessoa física está destinado a máquinas e equipamentos eficientes, focados em geração distribuída a partir de fontes renováveis.

Após um mês da divulgação da nova linha de financiamento do Fundo Clima para pessoas físicas, o BNDES informou que os recursos

do fundo esgotaram pela alta demanda do mercado.

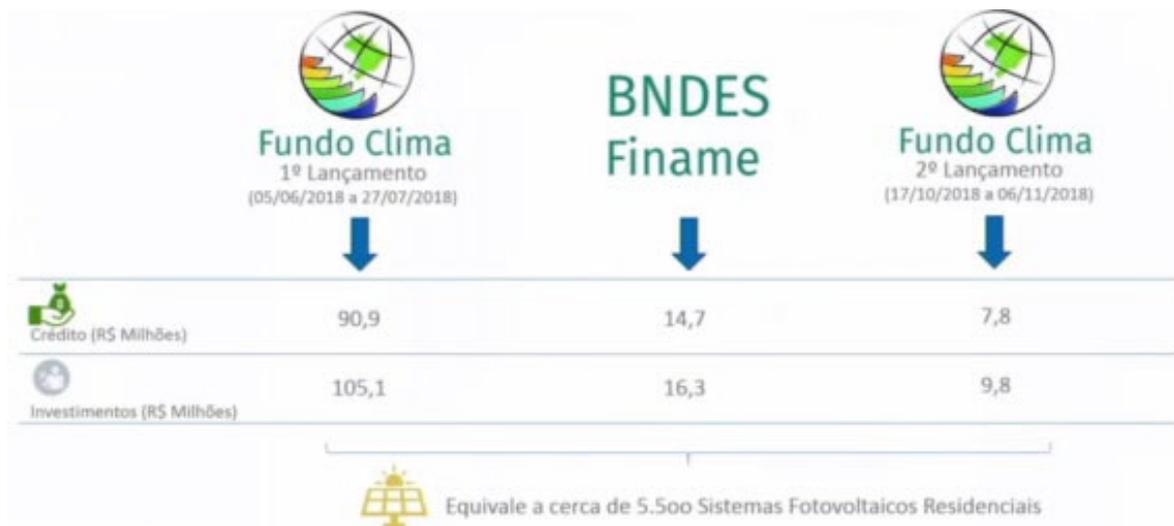
No primeiro lançamento do Fundo Clima para pessoas físicas, que ocorreu entre junho e julho de 2018, o banco aplicou crédito de 90,9 milhões de reais em MMGD. No período de outubro e novembro de 2018, o BNDES disponibilizou mais 7,8 bilhões de reais. De acordo com o BNDES, estes números equivalem a cerca de 5.500 sistemas fotovoltaicos residenciais instalados pelo país – vide Figura 17.

FIGURA 16 BNDES Fundo Clima.



Fonte: Apresentação do BNDES no VIII Seminário de Matriz Energética, 2018.

FIGURA 17 Resultados do Fundo Clima e BNDES Finame para Geração Distribuída.



Fonte: Apresentação do BNDES no VIII Seminário de Matriz Energética, 2018.

Dessa forma, para melhorar o ambiente de negócios e diminuir as incertezas do mercado de GD, o BNDES direcionou estrategicamente financiamentos para as micro, pequenas e médias empresas, além do investidor individual pessoa física. Com isso, espera-se o reflexo dessas iniciativas no número de consumidores conectados, bem como da expansão da capacidade instalada no país.

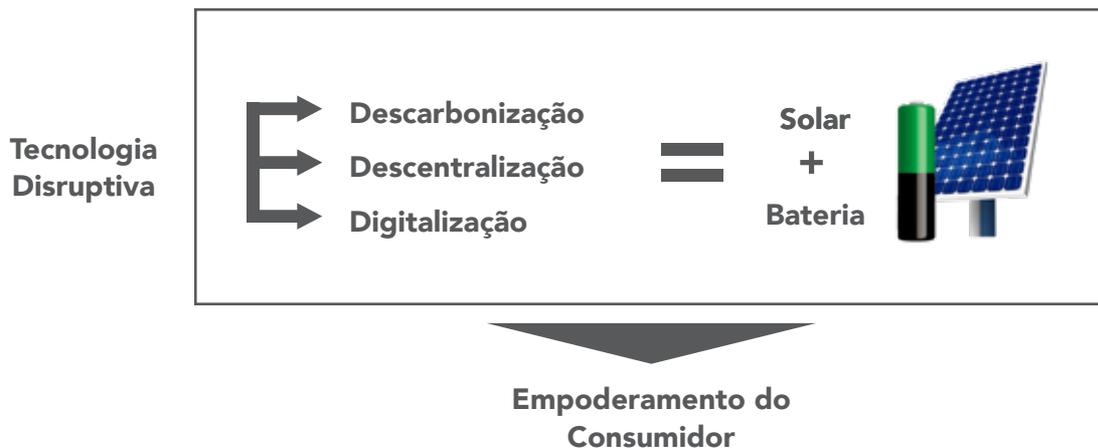
A CEMIG e a ABC Energia estimam números positivos para a MMGD no Brasil e destacam a importância do estado de Minas Gerais com

políticas de incentivo estaduais, com vistas a maior disseminação da MMGD.

O desenvolvimento tecnológico da GD é importante para o empoderamento do consumidor, que engloba papel ativo na geração da sua própria energia e possibilita novas rotas tecnológicas no setor elétrico (*smartgrids, microgrids e offgrid*).

Uma tecnologia disruptiva é capaz de gerar impactos positivos na economia, mudando o padrão de consumo do país e gerar soluções para o setor elétrico – vide Figura 18.

FIGURA 18 Ilustração da Tecnologia Disruptiva e mudanças no setor elétrico.



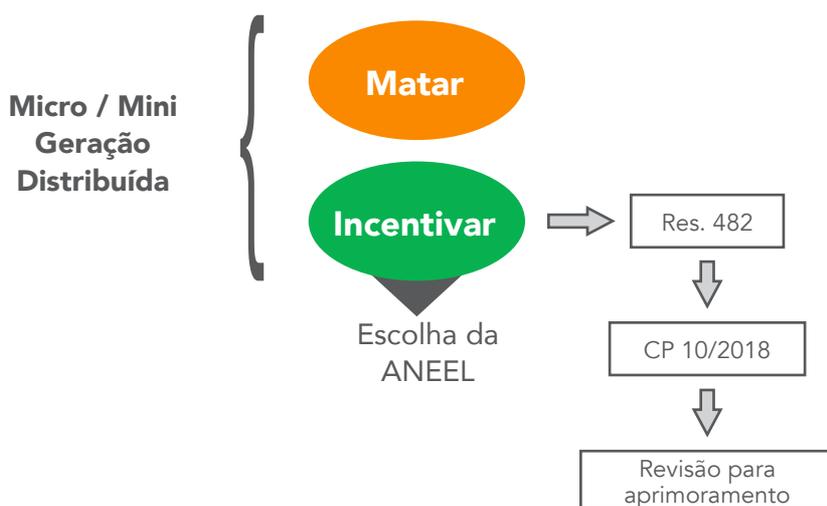
Fonte: Apresentação da ABC Energia no VIII Seminário de Matriz Energética, 2018.

...esta tecnologia atende os 3Ds, que são objetivos da economia: descarbonização da matriz, descarbonização e a digitalização.

Esta tecnologia é disruptiva e nós no Brasil precisamos estar preparados para ela de forma consciente e que traga todos os benefícios que outros países estão vivendo.

Fernando Schuffner, CEMIG

FIGURA 19 Mapeamento do papel da ANEEL frente ao aprimoramento na resolução normativa nº 482.



Fonte: Apresentação da ABC Energia no VIII Seminário de Matriz Energética, 2018.

Logo pela Figura 19, a ANEEL tem fundamental importância de manter esta tecnologia com mais incentivos de políticas públicas ou retirá-la do mercado com uma revisão que gere prejuízos aos negócios da MMGD. Nesse sentido, algumas sugestões são apresentadas para melhoria desse mercado na revisão da resolução:

- 1) Flexibilizar o pedido de Geração Compartilhada de outras formas, além do consócio ou cooperativa;
- 2) Criação do mecanismo de realocação de créditos no autoconsumo remoto, incentivando um mercado de créditos de GD;
- 3) Desenvolver operação e alocação ótima dos créditos de energia distribuída pela transferência entre consumidores e possível comercialização;
- 4) Equalizar os benefícios fiscais da tributação em todo país, de forma que não existam diferenças entre os estados;

5) Respeitar os aspectos jurídicos dos contratos já assinados entre investidores e consumidores nas regras atuais da MMGD.

Com uma visão alternativa, a ONS, argumenta que a preferência de gerenciamento do atual

sistema de operação é via geração de energia centralizada, pela questão do maior controle. Contudo, o Operador Nacional do Sistema é favorável a MMGD, por todos os benefícios oriundos desta fonte para a matriz energética brasileira e sociedade.

A penetração da GD é algo inevitável.

ONS

Assim o setor elétrico brasileiro precisa estar preparado e se adaptar à nova realidade. Nesse sentido, pode-se citar o Plano de Decenal de Expansão da Energia – PDE 2027, onde está previsto 12 GW de MMGD no país e no mesmo sentido, a empresa GIZ estima que até 2035 o Brasil contará com 36 GW de GD.

Portanto, o ONS coloca que o Brasil possui duas opções: impedir o avanço da micro e mini

geração distribuída ou estimulá-lo de forma correta. Em relação ao resto do mundo, o país ainda está atrasado na difusão de tecnologias disruptivas no setor elétrico. Espera-se que a revisão das regras da MMGD estimule ainda mais este mercado, mas o ONS, as concessionárias, a ANEEL e os consumidores precisam estar alinhados para adotar as melhores estratégias para o país, de forma que todos os benefícios desta geração sejam maximizados.



REDES INTELIGENTES

OPORTUNIDADES E DESAFIOS PARA O DESENVOLVIMENTO DAS REDES INTELIGENTES NO BRASIL: COMO INSERI-LAS EM LARGA ESCALA NO BRASIL?

AS REDES INTELIGENTES TÊM SIDO um tema de destaque no setor elétrico nos últimos anos. Tais tecnologias ao serem incorporadas à infraestrutura de sistemas de energia elétrica podem beneficiar consumidores, distribuidoras e a sociedade como um todo. Contudo, essa inovação, apesar de apresentar inúmeros benefícios, ainda deve vencer uma série de desafios no âmbito tecnológico, econômico e regulatório para sua larga inserção no mercado brasileiro. Como exemplos de desafios pode-se citar a remuneração dos altos investimentos necessários para modernização da rede, infraestrutura de TI e telecomunicação; a incerteza decorrente da rápida obso-

...para todo esse contexto, a regulação tem um papel preponderante. Ou ela vai acelerar o processo ou vai inibir o processo.

Josias Matos de Araújo, CIGRE

lescência dos equipamentos; a incerteza sobre tarifa final de energia; o risco cambial, uma vez que há carência de tecnologias nacionais e; o fato das tecnologias serem desenvolvidas em outros países cujas demandas podem diferir do mercado nacional.

Os avanços tecnológicos observados nas últimas décadas vêm transformando sobremaneira o setor de energia ao redor do mundo. Este processo disruptivo vai alterar a relação entre consumidor, sociedade e empresas. Desafios e certezas que até pouco tempo atrás eram tidos como intransponíveis e absolutos irão ser superados em um curto espaço de tempo.

Os atuais elementos dessa ruptura passam pela mudança da matriz energética em direção a uma geração mais sustentável, oferta descentralizada, inovação em tecnologia e processos, fortalecimento dos consumidores, digitalização e conectividade da rede.

De uma perspectiva objetiva, cita-se a possibilidade de geração descentralizada que confronta a geração centralizada, ideia sobre qual o setor elétrico nacional se desenvolveu durante décadas. Não que a existência de uma elimine a necessidade da outra. Muito pelo contrário, a geração descentralizada pode agregar muito valor a um sistema de distribuição. Todavia, um setor que durante anos baseou seu planejamento, regulação e desenho de mercado sobre este conceito precisa ser revisitado.

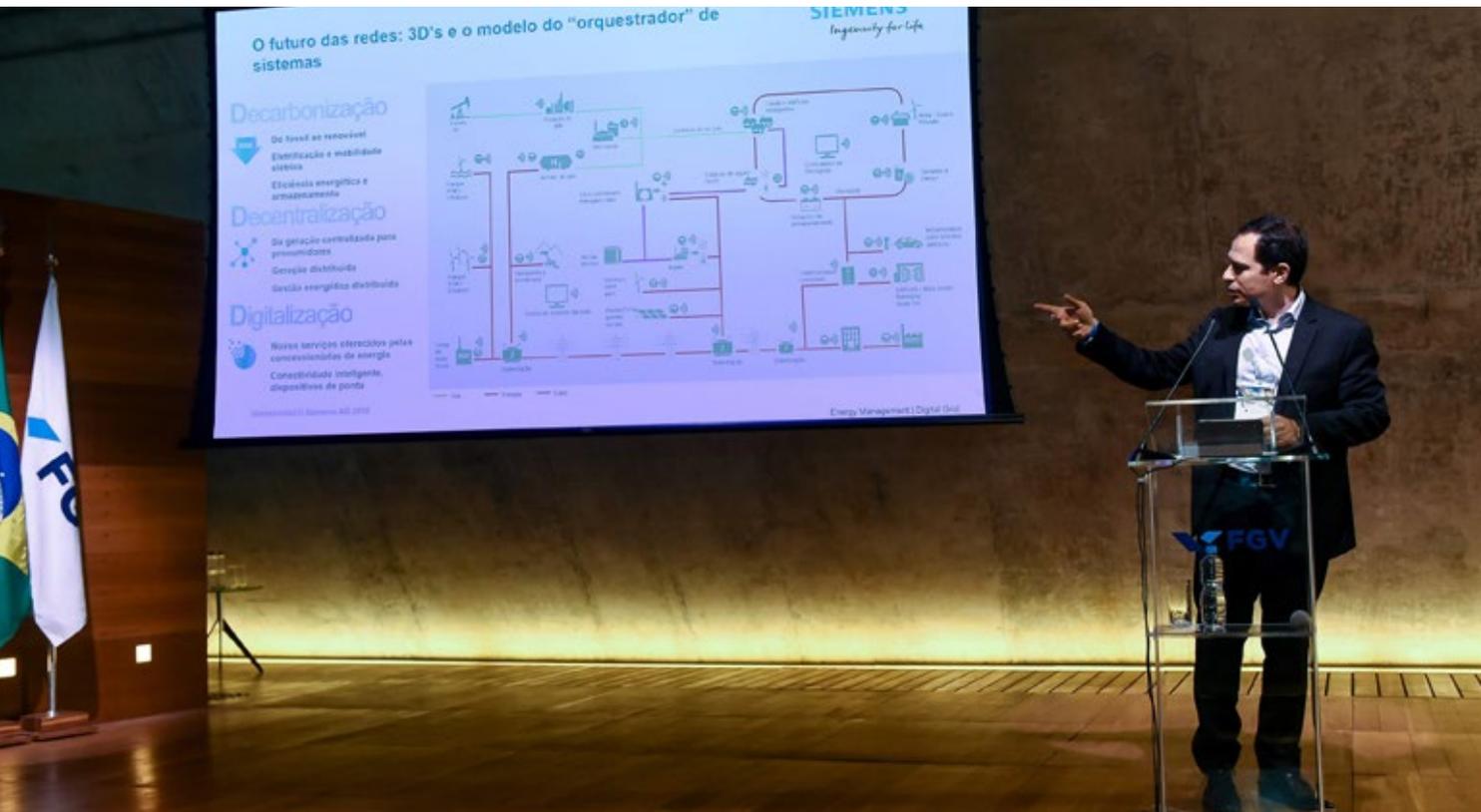
Diversas outras tecnologias também irão demandar o mesmo tipo de revisão e aprimoramento regulatório. A possibilidade de armazenamento de energia via baterias, mudança do *mix* de geração com a adição em larga escala de diversas fontes renováveis não convencionais, os veículos elétricos que estão se tornando uma realidade em diversos países do mundo e que, cada vez mais, estão próximos de se tornar uma realidade para o brasileiro, o fortalecimento do consumidor, entre outros.

Um elemento de ruptura que merece destaque e que, de certa forma, é condição necessária para o desenvolvimento de todas as outras supracitadas diz respeito a digitalização e conectividade da rede. Neste contexto, surgem as redes inteligentes (*smart grids*).

As redes inteligentes constituem um conceito abrangente e que pode ser entendido como uma série de tecnologias tais como medidores inteligentes, automação de rede e telecomunicação a geração distribuída. Estas tecnologias ao serem incorporadas à

infraestrutura de sistemas de energia podem beneficiar consumidores, distribuidoras e a sociedade como um todo.

Alguns países já contam com essa tecnologia em suas redes. No Brasil existem alguns projetos, porém sua inserção ainda não ocorreu em larga escala. Dentre os principais benefícios das redes inteligentes, alguns exemplos internacionais apontam para a redução dos custos operacionais, das perdas não técnicas, do número e frequência das interrupções entre outros. Além disso, contribuem para melhoria da qualidade da energia.



Apesar dos diversos benefícios, no caso brasileiro, existem ainda algumas questões que precisam ser respondidas para que as redes inteligentes sejam amplamente adotadas. Um dos principais pontos que precisam ser esclarecidos diz respeito a remuneração dos investimentos, que são consideravelmente elevados. Além dos medidores inteli-

gentes, são necessários também investimentos em infraestruturas de TI e telecomunicação. Atualmente, existe certa incerteza sobre como estes serão reconhecidos pelo regulador e qual é o seu impacto pela tarifa. Ademais, o ciclo de revisão tarifária pode não ser o mais adequado para acomodar esses investimentos.



...o aparato regulatório está todo pronto.
Agora a gente precisa ter condições econômicas
e financeiras que sinalizem que isso agregará
valor ao serviço da distribuição.

André Pepitone, ANEEL.

Outro ponto de incerteza diz respeito a rápida evolução tecnológica que pode tornar os medidores obsoletos em um curto espaço de tempo. Pode-se imaginar que durante sua implantação, que demora alguns anos para ser concluída, talvez outra tecnologia mais eficiente e mais barata possa surgir no mercado. Além dessas questões, pode-se mencionar ainda o risco cambial, uma vez que boa parcela dos equipamentos é importado, e também, o processo de homologação nos medidores pelo INMETRO, que vem tentando adotar medidas no sentido de agilizar o processo. Uma política pública de nacionalização desses equipamentos pode diminuir esse risco. Esta, além de reduzir os custos de pro-

dução, também podem gerar empregados e criar novas possibilidades de negócios.

Estes são os principais entraves para a inserção das redes inteligentes no mercado brasileiro. De fato, o regulador reconhece que avançar com a agenda da inovação em um ambiente regulatório é fundamental. A inovação é um processo que irá ocorrer, independentemente da vontade do regulador. Todavia, cabe ao mesmo criar o ambiente regulatório adequado e dar os sinais corretos para que a inovação seja uma aliada na busca de melhorias dos serviços, maior eficiência, redução dos custos e em prol da modicidade tarifária.



MODELO DE CONTRATAÇÃO

REVISÃO DO MODELO DE CONTRATAÇÃO: LASTRO DE ENERGIA, LEILÕES REGIONAIS E OUTROS

O MOMENTO DE TRANSFORMAÇÃO por que passa o setor é uma oportunidade singular de debater o marco regulatório que disciplina o atual modelo comercial, de forma a garantir o mecanismo indutor da expansão. É necessário discutir a adoção de medidas para solucionar os impasses que travam o funcionamento do mercado. A revisão do modelo comercial do setor elétrico deve promover eficiência e inovação, reduzir riscos e incertezas, minimizar custos operacionais e comerciais das empresas. Todas essas alterações resultarão, sem dúvida, em benefício ao consumidor final.

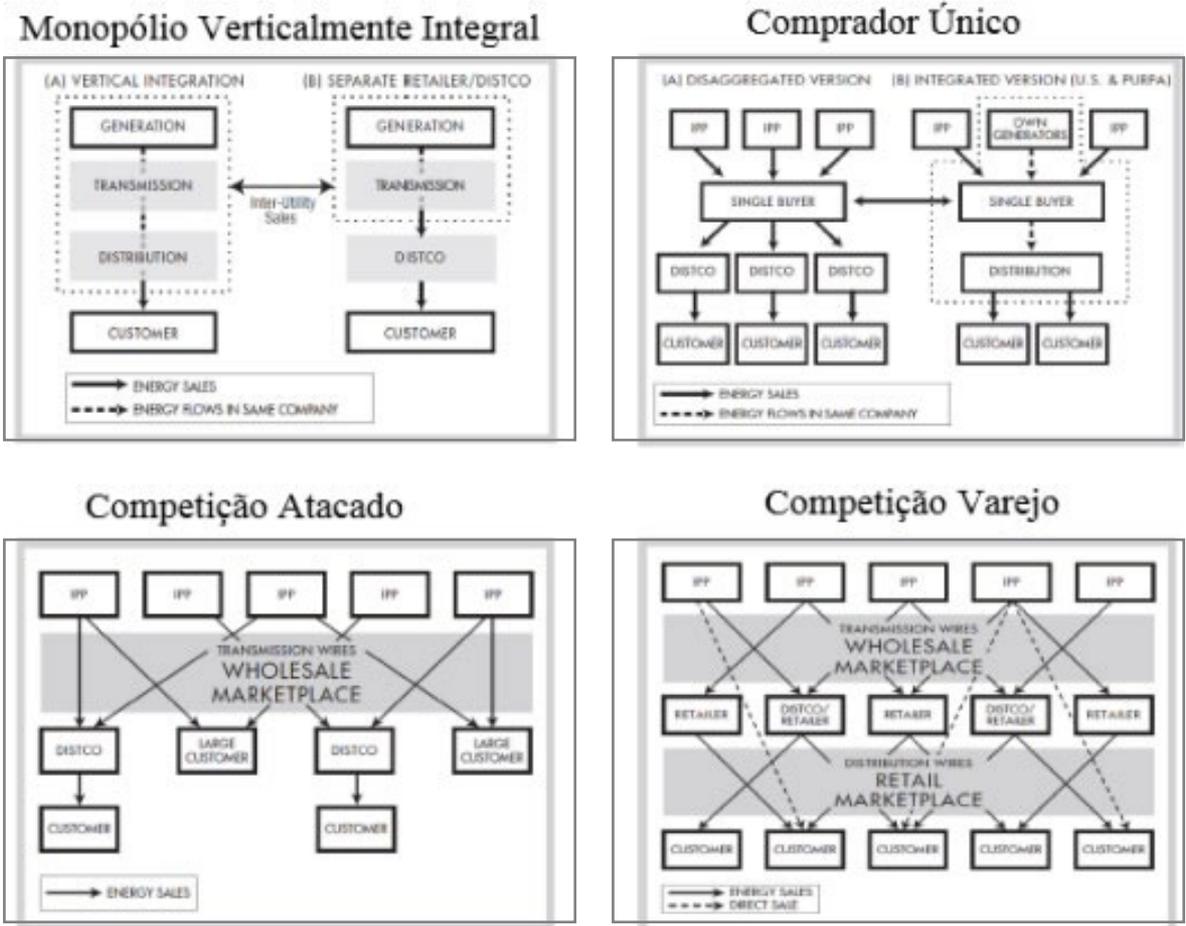
O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) vive um momento de intenso debate sobre o seu papel no desenvolvimento socioeconômico do país nos próximos anos. O atual arcabouço regulatório mescla elementos de dois modelos distintos, em alguns momentos trata-se o lado do comprador (distribuidora no leilão) como uma decisão privada e, em outros momentos, como um *single buyer* que necessita da intervenção do Estado (Conta Bandeiras). Essa abordagem híbrida resulta em um complexo modelo regulatório

com custos desnecessários para os consumidores e que diminui a eficiência do setor como um todo.

É necessário ter coerência nas escolhas regulatórias e de desenho de mercado, visando maximizar os resultados para a sociedade. Ao analisarmos a experiência internacional, observamos quatro modelos básicos de desenho de mercado, conforme apresentado na Figura 20. Cada modelo possui pontos positivos e negativos, e possui um custo associado.



FIGURA 20 Desenhos de Mercado de Energia Elétrica.



Fonte: Alexandre Viana (2018)⁶.

⁶ <https://fgvenergia.fgv.br/eventos/viii-seminario-sobre-matriz-e-seguranca-energetica-brasileira-e-14o-brazil-energy-and-power>.

Não é possível ter mais de um modelo ao mesmo tempo. Ou seja, não é possível ter amplo investimento privado em um modelo totalmente centralizado, pois ao final cria-se complexidade com um sistema ineficiente. Assim, o que maximiza o resultado é realizar uma escolha de forma coerente, lidando com os pontos negativos de forma madura. Logo, se optamos por um modelo mercantil e competitivo devemos aprofundá-lo de forma responsável e coerente, já que ficar no meio do caminho é a pior das escolhas.

O Brasil hoje é um país com competição no atacado, mas caminhando para uma produção no varejo com os consumidores se unindo para participar do mercado livre para vender sua energia. Como o Brasil tem poucos atores no setor energético, isso em parte justifica a complexidade regulatória e técnica do setor. Algumas partes do país que são isoladas pelo monopólio integrado, tem um quase *single buyer* nos leilões. Em termos de regulação, temos de um lado a plena regulação por custo do serviço e do outro uma competição marginalista, sendo que neste caso o papel do Estado é apenas de indutor da eficiência e de assegurar uma competição justa com regras claras. Mas tentar obter o melhor dos dois modelos pode ser a pior escolha a ser feita, pois a tendência é ter o pior dos dois lados.

Para se ter sucesso no mercado regulado é necessário assumir a escolha e ter um processo coordenado e responsável de regu-

lação e desenho de mercado que faça sentido, e que tenha previsibilidade de ações. Precisa-se de uma regulação condizente com a proposta de desenho de mercado. Entre as propostas existentes nota-se um anseio para que a regulação incentive a competição seguindo uma abordagem marginalista. Também, há a necessidade de desvincular os produtos derivados da energia elétrica e criar uma indústria varejista de energia com escolha para todos os consumidores. Assim, será possível caminhar para a separação de atacado e varejo, e de fio e comercialização na distribuição. Muito debate também tem sido realizado sobre a formação de preço por oferta, a criação de uma bolsa de energia no país e a redução do ciclo de contabilização do mercado, com garantias financeiras mais robustas.

A reforma do SEB tem custos que a sociedade deve entender e aceitar. Se o país não quiser fazer uma reforma profunda, então que se aceite e assuma o que já foi feito e estruturar os demais elementos regulatórios em torno do modelo atual. Nenhum desenho de mercado conhecido sobrevive sem que o funcionamento do mercado seja bem estabelecido.

O Brasil merece um desenho de mercado para energia elétrica em linha com as economias mais desenvolvidas do mundo. Um país que é referência técnica em renováveis pode ser também em desenho de mercado. O que falta é tomar uma atitude e fazer as implemen-



tações. É necessário decidir qual SEB e desejada e, a partir desta decisão, adotar ações coerentes e firmes em direção a isto, aceitando com maturidade se alguns dos pontos defendidos forem superados ou definidos de

forma diferente das preferências expressas. Em síntese, é imperativo decidir entre um modelo mais regulado ou um modelo competitivo de fato, e convergir todas as ações para isto.

REALIZAÇÃO



PATROCÍNIO:

DIAMANTE



RUBI



PRATA



BRONZE

