

PCH  
Mais de 2 GW  
de negócios  
em potencial

ENTREVISTA  
Mitsui e as novas  
habilidades do  
setor de gás natural

SOLUÇÕES  
Blue Tree de  
SP moderniza  
climatização

SOLAR  
Importação  
dispara no  
Brasil em 2016

# BRASIL ENERGIA

Ano 36 - Mar/2017 - Nº 436 - [brasilenergia.com.br](http://brasilenergia.com.br)



CONSUMO - EFICIÊNCIA - RENOVÁVEIS - GTD

## Um GNL para chamar de SEU

Térmicas a gás ancoram projetos de novos terminais de gás natural liquefeito, contrariando o improvável de alguns anos, e abrem novas oportunidades de negócio no setor



# SUMÁRIO



## 16 CAPA GNL para Térmicas

Antecipando-se à perspectiva de inserção de térmicas a gás na base, pipocam projetos de usinas alimentadas por terminais de GNL

### ENTREVISTA *Hiroki Toko*

**10** CEO da Mitsui Gas e Energia entende que o mercado de GN não só abre oportunidades como estimula novas habilidades

### PCH

**32** Projetos e aproveitamentos já conhecidos e cadastrados na Aneel totalizam mais de 2 GW de potencial e superariam os R\$ 100 bilhões em investimentos

### SOLAR

**26** Importação de painéis dispara em 2016 e simulações indicam que desoneração pode ser vantajosa para o país

### SOLUÇÕES

**40** Hotel Blue Tree em São Paulo contabiliza metas superadas e outras não alcançadas no balanço de um ano do projeto de eficiência

### SEÇÕES

**04** Editorial  
**09** Estante  
**06** Fora da Rede  
**07** Circuito

**44** Empresas  
**45** Nomes  
**46** Consumidor  
**48** Preços de Empate

### OPINIÃO

**50** Sergio Malta

QUER SABER  
PARA ONDE VAI  
O FUTURO DA  
ENERGIA?  
**SIGA O VENTO.**

O Brasil está comemorando a instalação de 10GW de energia eólica e a **inova energy** fez parte desta história, prestando serviços para 75% destes projetos. Estamos orgulhosos desta marca, mas sabemos que isto é só o começo!

Entre em contato e descubra o que podemos fazer pelo seu projeto.

**inova**  
energy

Engenharia Inteligente  
[inovaenergy.com.br](http://inovaenergy.com.br)



# Líquido e certo

Projetos térmicos ancorados no suprimento de GNL, mesmo em fase preliminar, proliferam no Brasil. Alguns provavelmente ficarão pelo meio do caminho, mas outros aproveitarão bem a oportunidade de entrar na base

CAROLINA LAPA

Poucos imaginavam que o leilão de energia de 2014 seria o abre-alas para projetos de gás natural liquefeito (GNL) no Brasil. Hoje, menos de três anos depois do certame que contratou a primeira empresa privada a apostar na solução completa de importação, regaseificação e geração de energia com GNL, ao menos dez novos projetos similares estão sendo estudados ou implantados nos mais diversos cantos do país. A **Brasil Energia** apurou quais são esses projetos, como as empresas pretendem viabilizá-los.

O boom de interessados era improvável principalmente porque,

até o leilão A-5 de 2014, somente três terminais de regaseificação offshore (FSRU, na sigla em inglês) operavam no Brasil, todos nas mãos da Petrobras, ao menos até aquele momento. As dificuldades técnicas, econômicas e regulatórias envolvidas no negócio de importação de GNL impediram o surgimento de novos projetos de usinas termelétricas a gás natural no país, apesar da oferta crescente de gás liquefeito no mercado internacional, a preços cada vez mais baixos.

No Brasil, o momento não poderia ser o mais propício. No campo regulatório, discute-se o Gás pa-

ra Crescer, a iniciativa mais incisiva desde a Lei do Gás, em 2009, gestada no rastro do plano de desinvestimentos da Petrobras.

Naturalmente, a viabilidade do mercado termelétrico está diretamente ligada ao futuro do mercado do combustível no país – o que inclui a questão das tarifas de transporte, o compartilhamento de infraestruturas, questões tributárias, operação da malha de gasodutos e instalações de estocagem, entre outros temas.

Novos projetos dependem de mudanças na contratação de energia, na avaliação do **Instituto Acende Brasil**. Um estudo apresentado



em fevereiro do ano passado, mas que ainda se mantém atualizado, diante das circunstâncias, aponta a necessidade de mudança na sistemática dos leilões de energia, considerando atributos como níveis de emissão de poluentes, confiabilidade do sistema e nível de perdas a partir da conexão desses empreendimentos com a rede elétrica.

“Recomenda-se, portanto, que a sistemática dos leilões de energia nova seja revista para levar em conta a localização das usinas e para valorizar a capacidade de resposta dos geradores às demandas do sistema”, analisa o Acende Brasil, no estudo.

Por sinal, a Abraget avalia que Sudeste e Nordeste seriam as regiões mais adequadas para implementar geração termelétrica de base, caso haja decisão nesse caminho. Simulações feitas pela Abraget revelam que o despacho de 2.500 MW médios corresponde a um reservatório equivalente ao da hidrelétrica de Furnas.

### Preço do pioneirismo

Com a contratação de duas termelétricas do grupo gaúcho Bolognesi, outras empresas vislumbraram a possibilidade de tirar planos antigos da gaveta. O resultado para a Bolognesi, contudo, não foi o esperado. A construção das usinas, que inicialmente estava prevista para começar em novembro de 2015, ficou paralisada. Isso acabou sendo desfavorável ao grupo gaúcho, cujo período de captação de financiamento e compra de equipamentos coincidiu com a desvalorização do real em relação ao dólar, o que tornou o projeto praticamente inviável à época.

A empresa, que seria a primeira a colocar um terminal privado em operação no Brasil, percebeu que a única forma de tornar o projeto realizável seria por meio de parcerias.

Para que isso acontecesse, contudo, era necessário negociar o adiamento da entrega de energia elétrica com as distribuidoras que adquiriram volume das UTEs Rio Grande (RS) e Novo Tempo (PE), que juntas totalizam 2,5 GW de capacidade, no leilão. Favorecido pela sobrecontratação de energia das distribuidoras, o grupo conseguiu renegociar o prazo de fornecimento de energia de janeiro de 2019 para janeiro de 2021.

O problema seguinte era convencer a diretoria da Aneel de que os projetos ainda eram viáveis e conseguir aprovação para a mudança do cronograma de entrada em operação.

Depois de meses de negociação, a Bolognesi conseguiu no início de fevereiro o aval da agência para a postergação, contanto que fosse entregue, até 31 de agosto, a comprovação da estruturação financeira, celebração dos contratos de fornecimento de gás e obtenção das licenças necessárias para implantação dos projetos.

Apesar dos percalços, a empresa parece ter encontrado uma fórmula que resolva a equação financeira: o desenvolvimento de parcerias. O principal boato que circula no mercado é que a Bolognesi vai vender os projetos para a Shell, com a qual já tem o contrato de fornecimento de GNL. Supostamente, a Shell estaria interessada em entrar no mercado de gás brasileiro, aproveitando também a abertura que resulta da reestruturação da Petrobras. Além disso, há uma necessidade de ampliar o mercado consumidor de GNL, já que a oferta da *commodity* cresceu exponencialmente nos últimos anos.

### Amadurecer é a chave

Depois do susto vivido pelo grupo gaúcho, muitas empresas começaram a se questionar sobre se a construção de termelétricas com base em terminais de regaseificação era mesmo a melhor solução para desenvolver o mercado de gás natural e, ao mesmo tempo, dar segurança ao sistema elétrico. Para muitos, a resposta veio logo em seguida, no leilão A-5 de 2015, quando o consórcio formado por EBrasil, Golar Power e Gen-

power contratou a UTE Porto de Sergipe I, de 1,5 GW de capacidade, a ser instalada no litoral de Sergipe.

A termelétrica de Sergipe conseguiu esquivar-se da janela de maior alta do dólar, e já entrou em fase de obras. Com o início da operação comercial marcado para janeiro de 2020, o projeto muito provavelmente será o primeiro privado desse modelo a entrar em operação no Brasil. Uma das formas de mantê-lo robusto foi modificar o quadro de acionistas da joint venture Celse (Centrais Elétricas de Sergipe), criada para operar a usina.

A Golar comprou as ações da Genpower e ampliou sua participação de 25% para 50% do capital social. A empresa de Bermudas agora divide o controle da Celse com a EBrasil. Em comunicado, a Golar informou que o preço final a ser pago pelas ações dependerá do desempenho da termelétrica, mas que deve ficar limitado a US\$ 50 milhões.

Um dos objetivos da operação era injetar dinheiro na Celse, que fechou o contrato EPC (Engineering, Procurement and Construction) com a GE por US\$ 900 milhões. Segundo Marcos Grecco, CEO da Genpower, empresa que desenvolveu o projeto da UTE Porto de Sergipe I, a operação de transferência de ações já era prevista.

“A Genpower é uma empresa de desenvolvimento de projetos. Fizemos toda a parte de estruturação e negociação com investidores. Agora, a Golar assume a sociedade daqui para a frente”, explicou Grecco.

O consórcio pôde aprender com as dificuldades enfrentadas pelo grupo Bolognesi, e agora o mercado sabe que é possível tirá-lo do papel. A previsão é

que o empreendimento receba R\$ 4,3 bilhões em investimentos, valor que inclui o terminal de regaseificação que está sendo construído pela Samsung na Coreia do Sul e que, segundo o cronograma inicial, deve chegar ao Brasil no começo de 2018. A Golar também já fechou o contrato de importação de GNL com a Ocean LNG, consórcio formado pelas petroleiras Qatar Petroleum e ExxonMobil.

Daniel Meniuk, gerente de Geração Térmica no Brasil e Cone Sul da GE, empresa responsável pelo EPC da usina, afirmou que “esse é um projeto desafiador, mas é muito importante porque será o maior complexo de térmica a gás da América Latina. A GE oferece o portfólio completo, desde a implantação até a operação e manutenção da usina, dando mais segurança para o empreendedor”.

A entrega das turbinas, do modelo 7H, será iniciada no primeiro trimestre de 2018. “Esse é o maior modelo movido a gás natural para 60 Hz do mundo, e as turbinas serão as primeiras a serem instaladas na América Latina. A 7H é uma turbina considerada como de alta eficiência, que chega a 61% na conversão de gás natural. Eu acredito que a entrada desse modelo no mercado brasileiro será um salto tecnológico importante para o país”, afirmou Meniuk.

### Boom de interessados

Para além da usina já em construção, da Golar e EBrasil, e das outras duas que agora podem sair do papel, da Bolognesi, outras empresas começam a estudar a solução de importação de GNL para gerar energia e atender ao mercado interno de gás natural. Esse é o caso da Copel, que estuda

a construção de um terminal no porto Pontal do Paraná, que fica no município do mesmo nome, a pouco mais de 80 km de Curitiba.

A ideia é implantar um FSRU com capacidade de regaseificação entre 7 milhões e 10 milhões de m<sup>3</sup>/dia, de acordo com o diretor de Novos Negócios da Copel, José Marques Filho, mas as soluções ainda estão em fase preliminar de estudo, segundo o executivo. “Uma das possibilidades é construir termelétricas para dar base ao terminal”, afirmou.

No documento enviado pela Copel à Antaq (Agência Nacional de Transportes Aquaviários), no qual solicitava o envio de informações sobre o porto Pontal do Paraná, a empresa deu detalhes sobre uma das possibilidades: a instalação de três termelétricas, denominadas UTE Litoral, UEGA 2 e UTE Sul, cada uma com possibilidade de chegar a 500 MW de capacidade instalada.

O plano estratégico da empresa, porém, está ligado ao suprimento de gás natural do mercado paranaense, atendido pela Compagas – cujo acionista majoritário é a Copel. No relatório, a Copel argumenta que o Paraná hoje não tem soluções consistentes de oferta de gás natural para o médio prazo. A exploração de áreas do pré-sal, dos blocos da Bacia do Paraná, e a importação de gás da Bolívia não dariam a garantia que a Compagas precisa para expandir o mercado.

Outro terminal que pode aparecer na costa brasileira é fruto de uma parceria entre o governo do Ceará e a Kogas, empresa sul-coreana. A Kogas decide participar junto com a Cegás e com o grupo Posco E&C e Daewoo da instalação de uma unidade fixa de regaseifi-

cação no Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP), no Ceará.

O projeto foi orçado inicialmente em US\$ 600 milhões e deve ter capacidade para regaseificar 12 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural. A ideia inicial é desenvolver o empreendimento em duas fases, de 6 milhões de m<sup>3</sup>/dia cada. Um dos interesses do governo é atrair consumidores industriais de gás para o estado, assim como ocorre no Paraná.

### Outros mais discretos

Por fim, temos os projetos da Gasen Energia, a empresa mais misteriosa da lista de interessadas em GNL. Já são cinco projetos inscritos no Ibama para licenciamento ambiental, porém o mais recente foi o da UTE Gasen Barcarena. O projeto inclui quatro turbinas, sendo três movidas a gás e uma a vapor, totalizando 1.500 MW de capacidade.

O escopo enviado ao Ibama prevê a instalação do empreendimento nas proximidades do Porto de Vila do Conde, na cidade de Barcarena, Paraná, onde também poderia ser implantado um terminal de regaseificação de GNL. Por mais que o projeto não entre em detalhes com relação ao terminal, menciona-se que a usina consumirá gás natural regaseificado.

A Gasen tem outras quatro termelétricas a gás cadastradas para receber licenciamento ambiental do Ibama. As UTEs Bahia I (BA), Itaqui I (MA), Pecém I (CE), Suape (PE) e Barcarena (PA) totalizam 7.500 MW de capacidade. Todos os projetos preveem o uso de gás regaseificado, em volumes próximos a 6,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia cada. Procurada, a empresa não quis comentar o desenvolvimento dos projetos.

Além das térmicas atendidas por GNL, outros projetos estão em andamento no país. O mais expressivo é o condomínio térmico Pedreiras, da Emae, que licitou uma área ao lado da termelétrica Fernando Gasparian (Piratininga), arrendada para a Petrobras, mas com discussão sobre o distrato.

O arranjo permitiu a construção de seis empreendimentos, que podem totalizar até 1,5 GW de capacidade instalada. O problema é que o fornecimento de gás, inicialmente garantido, até pela localização das usinas, não está totalmente assegurado e o governo de São Paulo entrou na conversa para a busca de alternativas para o empreendimento, que está localizado numa região com conexões de transmissão. O fornecimento do gás ficará por conta da Gasen. A ideia, por sinal, era atender às usinas com GNL a partir de um terminal que seria instalado no Porto de Santos.

A idéia é amarrar todas as pendências a fim de garantir a negociação da energia em leilões de geração este ano.

Pedreiras é uma parceria da Emae com a AES Tietê, a Siemens, como fornecedora das turbinas, e a Gasen. A previsão da Secretaria de Energia e Mineração de São Paulo é que o projeto esteja pronto até junho. Os investimentos são estimados em R\$ 6 bilhões. Até o fechamento desta edição, a reportagem não conseguiu localizar representantes da Emae ou do governo de São Paulo para atualizar o tema.

O fornecimento via GNL, como se sabe, abre espaço para uma flexibilidade que o setor há muito tempo tenta obter para a geração de energia. Uma das queixas do setor é a necessidade de comprovação de contrato de combus-

tível por longo prazo, geralmente pelo período de contratação do empreendimento, de 20 anos.

O prazo até foi reduzido pelas autoridades energéticas, mas há quem ainda o considere muito extenso. Na avaliação do Acende Brasil, o setor elétrico realmente precisa ter segurança acerca da capacidade de suprimento, mas o instituto não vê necessidade de comprovação de fornecimento por muitos anos à frente.

Para a instituição, bastaria um horizonte suficientemente longo para permitir a instalação de outros geradores em caso de redução ou término da capacidade de produção da térmica.

Como exemplo, o Acende Brasil considera suficiente estabelecer uma exigência de comprovação anual da capacidade de atendimento ao mercado nos próximos cinco anos. Segundo o Acende Brasil, o risco de mercado deve ser analisado pelo investidor antes da decisão de instalar uma nova termelétrica.

“É claro que o empreendedor não deverá investir numa termelétrica se não houver perspectiva de aquisição do combustível para abastecer a usina durante a vida útil do empreendimento”, aponta a entidade.

Se todos os projetos entrassem em operação, quase toda a costa brasileira teria GNL para atender termelétricas e também o mercado interno de gás natural. Resta saber quais projetos vão adiante, mas uma coisa é certa: o interesse pela *commodity* cresce no Brasil e, enquanto o gás natural do pré-sal não entra de vez no mercado brasileiro, as empresas mexem os pauzinhos para ampliar a oferta do energético nos estados.

# Manutenção recupera as plantas após uso forçado

Enquanto novos leilões de energia não vêm, as empresas fornecedoras de turbinas e equipamentos para termelétricas contam com outra forma de rentabilizar seus negócios: os serviços de manutenção e gestão de geração. A Brasil Energia conversou com representantes da GE e da Siemens, duas das principais fabricantes que atuam no país, para entender o papel do segmento de serviços no mercado de energia brasileiro.

“A área de serviços é considerada fundamental para a Siemens, tanto fora, quanto dentro do Brasil, principalmente porque é o setor que desenvolve relacionamento de longo prazo com os clientes”, explicou Felipe Ferres, gerente geral de Energy Solutions da Siemens. Segundo Ferres, o objetivo do segmento é verificar e evitar qualquer tipo de problema antes que ele aconteça. “A manutenção tem de ser feita de forma planejada”, afirmou.

De acordo com o executivo, a atuação do segmento de serviços é baseada em dois conceitos: confiabilidade e disponibilidade. “Sempre verificamos os aspectos de confiabilidade, que se voltam para evitar paralisações forçadas, e também os de disponibilidade, que envolvem as paradas programadas”, explicou. A principal dificuldade é que as usinas de geração de energia normalmente não têm peças sobressalentes e uma equipe preparada para lidar com manutenções de grande porte, por isso o cronograma se torna importante.



Termelétrica da Petrobras: orçamento de R\$ 822 milhões em 2017 com manutenção

“Hoje, temos vários contratos de monitoramento remoto de longo prazo com geradoras dos Estados Unidos e da Alemanha, por exemplo. Nesse caso, o serviço é baseado no monitoramento constante. Fazemos relatórios diários com os dados verificados, que podem ser emitidos para os clientes, ou que podem ficar com a equipe de engenharia. Essa equipe entra então em contato direto com as empresas responsáveis pelas plantas para explicar eventuais problemas com os equipamentos”, informou Ferres.

Para a GE, “o negócio de usinas térmicas é extremamente relevante dentro da GE Power. A área de negócio de equipamentos e serviços para térmicas a gás, complementou seu portfólio após a aquisição da Alstom”, segundo Daniel Meniuk, gerente da área de Geração Térmica para Brasil e Cone Sul.

O executivo citou o exemplo da UTE Porto de Sergipe I (SE), do consórcio formado por Golar e EBrasil, que contratou a empresa norte-ame-

ricana para fornecer as turbinas, construir a usina, fazer o comissionamento e também as manutenções programadas. A usina de 1,5 GW foi negociada no leilão A-5 de 2015 e é um exemplo do que a GE espera para o futuro do segmento termelétrico no Brasil: investimento em novos projetos com um nível cada vez mais alto de inovação.

## Geração a pleno nos últimos três anos

A manutenção de térmicas ganhou força depois que todo o parque térmico teve de gerar na base, a pleno, no auge da crise hídrica, quando o ONS determinou despacho intensivo para preservar os reservatórios das hidrelétricas.

Térmicas são projetadas considerando um despacho que considere o risco de déficit de 55 aceito como padrão no setor elétrico, mais adicional para prever atendimento a eventuais contingências e questões contratuais (take or pay, por exemplo).

Com a geração full time, o quadro contribuiu para a redução da vida útil de componentes, especialmente porque há relatos de pedidos de geradores para adiamento de planos de manutenção entre 2015 e 2016.

A Petrobras, que possui um vasto parque térmico, deve gastar R\$ 822,3 milhões com a manutenção da infraestrutura em 2017, quase 20% a mais do que o projetado para 2016, de R\$ 690,5 milhões. A previsão faz parte da Lei Orçamentária Anual (LOA) de 2017, aprovada pelo Congresso e sancionada pelo presidente Michel Temer em dezembro.

O Sudeste é a região que vai receber o maior volume de recursos da Petrobras para manutenção de usinas, somando R\$ 583,6 milhões, o que representa mais de 70% do total. Já as unidades instaladas no Nordeste vão receber R\$ 205,8 milhões, enquanto no Centro-Oeste o valor será de R\$ 33 milhões.

Apesar da expectativa de crescimento dos gastos, o histórico mais recente da petroleira mostra que o aporte, na prática, ficou bem abaixo do inicialmente projetado. De acordo com os dados mais recentes disponíveis, a Petrobras gastou R\$ 107,4 milhões com manutenção de termelétricas no primeiro semestre de 2016, o que representa apenas 15% da quantia indicada no orçamento do ano.

O parque da Petrobras inclui 20 usinas termelétricas próprias e alugadas que, juntas, somam mais de 6.000 MW de capacidade instalada. Em 2014, as usinas da estatal geraram 4.761 MW médios de energia elétrica – ano em que as termelétricas foram acionadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) por um

período bem acima do esperado, devido à crise hídrica que já assolava os principais reservatórios do país.

Em paralelo, em dezembro passado, a Petrobras anunciou a venda de 50% de participação nas UTEs Rômulo de Almeida e Celso Furtado, ambas na Bahia, para a petroleira francesa Total. Outras usinas também fazem parte do plano de desinvestimento – a estatal procurou, inclusive, o governo do estado de São Paulo para realizar o cancelamento do contrato de arrendamento das usinas Fernando Gasparian e Piratininga para a Empresa Metropolitana de Águas e Energia (Emae).

Não se sabe, contudo, em que medida o plano de desinvestimento da Petrobras vai afetar o cálculo de gastos com manutenção de termelétricas no próximo ano. Procurada, a empresa não respondeu a tempo do fechamento desta reportagem.

Sobre a nova LOA, o orçamento do próximo ano já respeita as regras de teto de gastos, que restringem o aumento do gasto público à inflação

do ano anterior. O orçamento detalha a previsão de gastos de todas as estatais para o próximo ano, o que inclui Petrobras e Eletrobras.

### Expansão? Só uma!

O único investimento que prevê ampliação da capacidade de geração termelétrica da Petrobras é na usina Sepé Tiaraju, instalada em Canoas, no Rio Grande do Sul. No orçamento da União, é previsto um gasto de R\$ 227 mil com a segunda fase da usina de ciclo combinado, que hoje tem 249 MW já em operação. A estatal fará um acréscimo de 90 MW na capacidade instalada da unidade, totalizando 339 MW.

Até o início de 2015, a UTE Sepé Tiaraju gerava energia com o ciclo aberto, a partir de gás natural ou óleo diesel. Com o fechamento do ciclo, a Petrobras passou a utilizar também os gases de exaustão resultantes da geração a gás natural para produzir vapor, aumentando a eficiência e possibilitando a expansão do empreendimento.

## PARA DAR UM GÁS NA OFERTA DE ENERGIA

Projetos de termelétricas associados a fornecimento de GNL

Empreendedor	Usina	Estágio	Potência	Estado
Bolognesi	Rio Grande	Venceu leilão, busca se viabilizar	1.250 MW	RS
Bolognesi	Novo Tempo	Venceu leilão, busca se viabilizar	1.250 MW	PE
Celse	Porto do Sergipe	Em implantação	1.500 MW	SE
Copel	Litoral	Empresa pediu informações à Antaq sobre o porto Pontal do Paraná	Até 500 MW	PR
Copel	UEGA 2	Empresa pediu informações à Antaq sobre o porto Pontal do Paraná	Até 500 MW	PR
Copel	Sul	Empresa pediu informações à Antaq sobre o porto Pontal do Paraná	Até 500 MW	PR
Kogás	não conhecido	Parceria entre governo do Ceará, Cegás, Posco e Daewoo estudam terminal em Pecém	N/D	CE
Gasen	Barcarena	Cadastradas para licenciamento ambiental no Ibama	1.500 MW	PA
Gasen	Bahia I	Cadastradas para licenciamento ambiental no Ibama	1.500 MW	BA
Gasen	Itaqui I	Cadastradas para licenciamento ambiental no Ibama	1.500 MW	MA
Gasen	Pecém I	Cadastradas para licenciamento ambiental no Ibama	1.500 MW	CE
Gasen	Suape I	Cadastradas para licenciamento ambiental no Ibama	1.500 MW	PE
Emae/AES Tietê/Gasen	Pedreiras	Em fase de projeto	Até 1.500 MW	SP



# Cogeração a gás: potencial adormecido

MARCELO FURTADO

O país não aproveita como deveria o potencial da cogeração de energia a gás natural, que pode agregar, segundo estimativas, até 10 GW ao sistema, gerados com aproximados mais 6 milhões de m<sup>3</sup>/dia disponíveis pelas distribuidoras para projetos que poderiam ser implementados principalmente em condomínios comerciais, hospitais e indústrias.

Pior ainda é saber que o volume consumido de gás nas plantas existentes tem até caído nos últimos anos. Segundo a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás), em 2016, nas 96 usinas de cogeração a gás atendidas pelas distribuidoras no Brasil, o consumo médio teve uma retração de 5% em relação ao ano anterior: passou de 2,5 milhões de m<sup>3</sup>/d em 2015 para 2,4 milhões m<sup>3</sup>/d no ano passado.

Apesar de essa última redução ter relação com o desaquecimento da atividade industrial, segundo revela o gerente de planejamento estratégico e competitividade da Abegás, Marcelo Mendonça, trata-se da segunda queda consecutiva: em 2015 a retração no consumo médio das 90 plantas operando na época foi de 2,69% em comparação com o ano anterior.

Esse ciclo de queda, de acordo com Mendonça, precisa ser revertido para fazer valer a vocação da geração distribuída, em específico da cogera-



ção a gás, de equilibrar a matriz energética nacional cada vez mais dependente de fontes renováveis intermitentes e, em consequência, de mais termelétricidade na base, sobretudo no momento de altas tarifas.

“O atual cenário traz desafios para o sistema. Poder contar com a exportação de energia das usinas de cogeração para a rede em momentos oportunos é muito importante”, diz. Mas para isso é necessário, continua o gerente, adaptar o sistema de precificação das usinas, normalmente condomínios em centros urbanos ou indústrias.

Um problema de desincentivo à cogeração a gás, para Mendonça, é a diferenciação que o próprio governo faz com relação às fontes renováveis dentro da geração distribuída. Prova disso seriam os valores de referência específicos publicados para as duas fontes pela Portaria 538/2016 do MME, definidos em R\$ 454/MWh para a geração solar e em R\$ 329/MWh para gás natural.

Embora a publicação do valor teto a ser pago pela distribuidora ao gerador tenha sido um sinal positivo para a geração distribuída,

Mendonça avalia que o valor para os projetos a gás deveria ser de no mínimo R\$ 500/MWh, para aproveitar a capacidade ociosa atual e incentivar novos projetos. “O valor precisaria ter como base de comparação as energias térmicas mais caras e não uma média de todas as matrizes”, avalia. O cenário de desestímulo, que tira competitividade com a geração solar distribuída, é complementado pela ausência de descontos no fio.

A esperança, porém, é que esses entraves sejam eliminados com o tempo e que a cogeração a gás entre na base do sistema energético, acredita Mendonça. Além de próxima do consumo, sua eficiência energética é superior a 95%, enquanto a usina térmica mais eficiente não chega a 60%. Isso sem falar que nunca há interrupção no fornecimento e que o desenvolvimento da matriz incentiva uma cadeia ampla de fornecedores, que inclui de fabricantes de caldeiras, de geradores, a empresas de soluções de engenharia e de operação.

Essa cadeia, por sinal, está de olho em projetos que estão em andamento ou em análise por consu-