

**Proposta de replicação de metodologia usada no fomento a gasodutos virtuais
para fomento do biometano**

Marco Tsuyama Cardoso

Especialista em Regulação

Arsesp - Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo

Avenida Paulista 2313

Bela Vista, São Paulo - SP, 01311-300

Tel 55 11 3293 5057

Resumo

O biometano traz para a indústria de distribuição de gás canalizado uma importante perspectiva de redução das emissões de gases efeito estufa. Os valores ainda não são plenamente competitivos com o valor médio ponderado do gás natural, mas as externalidades são muitas, que vão desde a criação de uma cadeia produtiva no Estado, passando por uma fonte alternativa que aumenta a segurança energética do Estado, até a redução das emissões propriamente ditas. Ao disciplinar os custos adicionais do biometano, como fez com as redes virtuais (Resolução 211), a Agência dá importante passo para a viabilização econômica da injeção de biometano na rede de gás canalizado.

Palavras-chave: Biogás, Biometano, Indústria do Gás Canalizado, Regulação Econômica, Externalidades

1. Introdução

Em virtude das vantagens sociais do biometano, frente ao gás natural fóssil, há um esforço mundial, em especial nos países mais comprometidos com a redução das emissões de gases efeito estufa em fomentar o seu uso de diversas formas. Uma delas é a substituição direta, injetando-se gás renovável na rede de distribuição de gás canalizado. Para tanto é preciso aumentar a qualidade do biogás, transformando-o em biometano. Tal processo torna o biometano menos competitivo com relação ao preço do gás natural. Para que as vantagens sociais do biometano torne-se viável uma intervenção de um ente público precisa ocorrer. Tal intervenção, em um ambiente de mercado regulado, usualmente se dá por um marco regulatório sob os quais os agentes

privados operam.

Assim funciona também o ambiente regulatório do gás canalizado e esse estudo visa justamente oferecer uma proposta de incentivo à injeção de biometano na rede em função das suas vantagens ambientais frente ao gás natural. Ele toma por princípio e paradigma uma medida regulatória já existente que incentiva a expansão do mercado de gás natural em áreas distantes da rede principal.

2. A resolução 211 e a expansão dos serviços de distribuição

Em março de 2011, com o objetivo de fomentar a expansão dos serviços de distribuição em áreas sem a cobertura dos serviços de distribuição, a Arsesp publicou a sua resolução 211, que dispõe sobre “a disciplina para autorização de projetos para prestação dos serviços de distribuição de gás canalizado em regiões com atendimento por redes locais de distribuição no Estado de São Paulo” (Arsesp, 2011).

A deliberação basicamente impõe condições para que o custo relativo às atividades de compressão, transporte e descompressão ou, mesmo, liquefação, transporte e regaseificação para atendimento aos respectivos sistemas de rede local seja compensado na forma de parcela adicional ao preço do gás e do transporte e repassado ao mix do gás e do transporte de todos os usuários da área de concessão (Arsesp 2011).

Para tanto, diz a deliberação, cada projeto deverá ser autorizado e acompanhado pela agência e o valor total dos projetos estaria limitado a 1% (um por cento) do custo total da aquisição do gás e do transporte do ano anterior à data de aplicação, no caso da Comgás, e 3% (três por cento) do custo total da aquisição do gás e do transporte, no caso das duas outras concessionárias. Uma condição necessária, segundo a deliberação, é que, depois de certo período (dependendo de cada caso), essa área deve ser incorporada ao sistema, caso contrário, a atividade deve ser desativada.

Tal resolução tem a clara intenção de ampliar a expansão dos serviços, substituir combustíveis mais poluentes, evitar a saída de indústrias demandantes de gás natural para outros locais, entre outros benefícios externos. Para tanto, partilha o custo específico da compressão/descompressão, e liquefação/gaseificação no chamado mix, que é o preço ponderado das fontes supridoras de gás natural (basicamente gás nacional da Petrobras e gás boliviano do TBG), repassado para os usuários.

3. Biometano e externalidades positivas

A substituição do gás natural por biometano traz uma série de vantagens. A primeira dela é a substituição de um combustível fóssil por um renovável. A segunda vantagem é se tratar de um combustível renovável gerado a partir de resíduos, não competindo com a produção de alimentos. A terceira vantagem é tratamento e o aproveitamento de uma fração do carbono dos resíduos, diminuindo riscos ambientais e a necessidade de espaço para o aterramento de resíduos, aspecto essencial em cidades com cada vez menos espaço para utilizar.

Por fim, evita a emissão natural do metano, um gás de efeito estufa cerca de 20 vezes mais poderoso que o dióxido de carbono, dos aterros e estações de tratamento (CETESB, 2014).

A vantagem social é, portanto, considerável. Só que essa vantagem não é considerada na contabilização dos custos que formarão o preço do produto. Nem na contabilização dos custos de aterros, nem na contabilização dos custos do gás natural. Logicamente que, uma vez não contabilizadas as externalidades na análise de soluções como a recuperação energética nem prefeituras, nem empresas de saneamento, nem companhias de distribuição de gás arriscariam mudar as suas estratégias. Principalmente porque para se alcançar uma qualidade do gás compatível com o Gas Natural usado nas redes de gás canalizado é preciso um processo de purificação do biogás e conversão do deste em biometano (ANP, 2015).

É nesse sentido que o governo entra para tentar assegurar que o benefício comum entre na equação. Em seu Programa Paulista de Biogás, por exemplo, o Governo do Estado de São Paulo determinou como um dos seus objetivos estabelecer a adição de um percentual mínimo de biometano ao gás canalizado comercializado no Estado de São Paulo. A medida aguarda regulamentação, mas algumas iniciativas pilotos poderiam ser testadas antes de se estipular essa fração mínima. As iniciativas pilotos poderiam ser essenciais inclusive para criar o mercado de biogás e biometano que asseguraria o suprimento da fração desejada (LAUTENSCHLAGER M. F. M. 2013).

É nesse sentido que a experiência da resolução 211 pode ser útil e servir como paradigma para as primeiras iniciativas em biometano. Afinal, a resolução, diz respeito também a um período teste que visa buscar verificar a viabilidade do mercado para a expansão da rede para a referida área. Os custos de compressão/descompressão ou liquefação/regaseificação, também incrementam o custo final para o consumidor. Mas o benefício final de aumentar a expansão do gás natural e deslocar combustíveis mais poluentes foi o norteador da deliberação. A substituição do gás fóssil por biometano traz benefícios sociais ainda maiores e o princípio da resolução 211 poderia também valer para o biometano.

4. O primeiro projeto sob a resolução 211

Embora, a resolução 211 seja de 2011, só em 2015 é que está saindo do papel o primeiro projeto sob a sua égide. É o Projeto de Operação por Redes Locais de Distribuição em Analândia – Mineração Jundu, submetido à Arsesp pela Comgás e autorizado pela agência através da deliberação 543 de 2014.

Segundo o projeto, o consumidor âncora (Mineradora Jundu) assegurará um consumo de 290 mil m³/mês, sendo que o volume consumido na rede remota, para viabilizar o projeto deve ser 360 mil m³/mês, previstos para 2019. A mineradora usará o gás canalizado em substituição ao óleo pesado (mais poluente) que atualmente utilizam e pagará a tarifa industrial referente à sua classe (R\$ 0,38/m³ em dezembro de 2014). No projeto consta a previsão de interligação para 2021.

Por enquanto, o custo da compressão, transporte e descompressão, que é próximo de R\$ 0,95 m³ (considerando impostos) será integrado ao custo mix, que combina de forma ponderada os diversos preços de suprimento preços de gás (Pg) e Transporte (Pt) e são repassados para o consumidor, na ocasião dos reajustes.

5. O mix e a conta gráfica

A tarifa de gás natural, geralmente é composta de duas frações, a administrável (margem) e a não administrável (preço do transporte – Pt - e do gás – Pg). Por não ser administrável, de forma geral, os contratos de concessão consagram a neutralidade dos preços de aquisição do gás e transporte. Isso ocorre não apenas no gás, mas também na eletricidade. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por exemplo, a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA, que visa assegurar o repasse da compra de energia.

Em seus contratos de concessão, o Estado de São Paulo também assegurou esse princípio na Décima Primeira Subclausula da Décima Clausula de seus contratos, que determina que no caso de “variações no preço do Gás (Pg) ou do Transporte (Pt), no período compreendido entre a ‘Data de Referência Anterior’ e a da ocorrência do reajuste subsequente, os valores correspondentes às diferenças, a maior ou a menor, obtidos e que tenham sido aprovados (..), serão contabilizados em separado e atualizados (..), considerando, no reajuste, os valores apurados.” (GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO, 1999).

As diferentes fontes de suprimento (TBG, Gás Nacional e até mesmo uma pequena fração de outras distribuidoras) vêm a compor, de forma ponderada, o chamado MIX, que estabelece esse custo de gás a ser repassado para os usuários. São valores raramente coincidentes e, vezes, uma fonte é mais cara, e, outras, a situação se inverte. Inegavelmente, os “dutos virtuais” objetos da resolução 211, podem ser considerados custo de transporte, sendo assim, plenamente justificável a sua integração à composição do MIX. Mas no caso do biometano, essa relação torna-se ainda mais evidente, uma vez que esta seria uma nova fonte de suprimento, e a integração novo preço do gás (Pg) dos seus custos ao MIX, seria algo inquestionável, já que não dá para se exigir que se elimine o mix sempre em favor do combustível de menor custo.

6. Replicação do princípio da 211 para o biometano e seus impactos

As externalidades provocadas pela expansão do gás natural, deslocando combustíveis mais poluentes e que emitem mais gases efeito estufa, são razões suficientes para que se justifique um aumento dos custos de transporte na composição do MIX (fração não administrável da tarifa), por isso são tratadas na agência como projetos estruturantes. Porém as externalidades positivas do biometano são ainda maiores e a sua disseminação pode não apenas atingir o objetivo das redes estruturantes (objeto da deliberação 211), mas também mitigar as emissões de gases efeito estufa, reduzir a vulnerabilidade do mercado frente a um fornecedor único e, ainda

por cima, reduzir riscos de contaminação (caso não haja nenhum tratamento) de solo e corpos d'água, reduzir a quantidade de matéria aterrada e a necessidade de áreas para aterramento etc.

Outro aspecto é que o biometano pode, inclusive, também viabilizar redes de distribuição em áreas remotas, não atendidas, como justamente propõe a resolução, uma vez que a sua geração e produção pode ser descentralizada e aproveitar matéria orgânica residuais da agroindústria e de áreas menos urbanizadas. Grandes perspectivas existem, por exemplo, com relação ao uso da vinhaça para geração do biometano (SCHVARTZ, 2013).

Com isso, a utilização do mesmo critério usado na resolução 211, para o biometano, poderia reforçar os objetivos de expansão da rede de distribuição de gás da referida resolução, mas também, reduzir a vulnerabilidade das regiões à centralização da produção do gás natural.

7. A estratégia de adaptação da proposta

A estratégia essencial do trabalho é aproveitar ao máximo o texto da resolução 211, com poucas alterações para que seja considerada a prerrogativa aberta pela mesma. No entanto, em função das enormes externalidades positivas, e das políticas estaduais já estabelecidas, os considerandos da minuta apresentada teriam muito mais elementos como, por exemplo, a necessidade de fontes alternativas de gás, a Política Estadual de Mudanças Climáticas, o Plano Estadual de Energia, a experiência exterior e o princípio poluidor-pagador.

Para atender a regulamentação nacional referente a biocombustíveis, pela proposta, a definição e a especificação do biometano no texto da proposta ficam definidas pela Resolução 8/2015 da ANP. Embora a resolução 211 não apresente um teto dos custos de compressão/liquefação, transporte, descompressão/regaseificação, esta seria uma possibilidade para a sua replicação da prerrogativa para o biometano. A partir de uma estimativa de preços dos custos adicionais de compressão/liquefação, transporte, descompressão/regaseificação, poder-se-ia estabelecer um “teto” para o repasse dos valores adicionais. Baseando-se em estudos preliminares, percebeu-se que custo médio do processo de compressão/liquefação, transporte, descompressão/regaseificação é praticamente o mesmo do valor atual do mix de gás natural. Sendo assim, o custo médio desse serviço praticamente dobraria o valor do gás. Esse poderia ser o teto do biometano, sabendo-se que o biometano, em alguns lugares é bem mais competitivo e, que, com o ganho de escala, tornar-se-á ainda mais.

De qualquer forma haverá um acompanhamento da Arsesp de cada projeto (assim como prevê a resolução 211), levando-se em conta a razoabilidade, bem como os valores praticados no mercado, nacional e internacional, na produção, purificação e injeção de biometano à rede, garantindo-se, assim, que os custos não sejam excessivos e que os ganhos de escala resultantes da maior utilização da tecnologia venham a ser abatidos. No mais, as iniciativas terão o mesmo limite estabelecido pela resolução 211 no fomento das redes

locais de gás canalizado (1% para a Comgás e 3% para as concessionárias Gás Natural Sul e Gás Brasileiro), reduzindo o impacto tarifário da medida.

8. A proposta de texto para a minuta

A partir das premissas anteriores, o estudo fez uma proposta de redação para a proposta de resolução:

“A Diretoria da Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP, à vista do disposto na Lei Complementar nº 1.025, de 7 de dezembro de 2007, e no Decreto nº 52.455, de 7 de dezembro de 2007;

Considerando que, nos termos do art. 25, parágrafo 2º, da Constituição Federal, e do art. 122, parágrafo único, da Constituição do Estado de São Paulo, cabe ao Estado de São Paulo, diretamente ou mediante concessão, explorar os serviços locais de Gás Canalizado em seu território;

Considerando que, nos termos do art. 2º, VII, VIII e IX, da Lei Complementar nº 1.025/2007, a ARSESP tem como diretriz a proteção do consumidor em relação aos preços, à continuidade e à qualidade do Fornecimento de energia, bem como à aplicação de metodologias que proporcionem a expansão dos serviços de distribuição de gás canalizado;

Considerando que para esta ampliação é necessária a elaboração de propostas alternativas de geração de energias renováveis no Estado de São Paulo;

Considerando que a produção de biogás a partir da biomassa efetiva um novo vetor de desenvolvimento regional e pode colaborar para com a expansão da rede de distribuição de gás canalizado das concessionárias;

Considerando que compete à ARSESP, entre outras atribuições, a regulação, o controle e a fiscalização das instalações e dos serviços de distribuição de Gás Canalizado no Estado de São Paulo, bem como aprovar níveis e estruturas tarifárias;

Considerando os objetivos da Lei nº 13.798, de 9 de novembro de 2009, que estabeleceu a Política Estadual de Mudanças Climáticas para o Estado de São Paulo;

Considerando que o Plano Estadual de Energia, a que se refere a Lei nº 11.248, de 4 de novembro de 2002, tem como um de seus objetivos a ampliação da participação de energias renováveis em sua matriz energética;

Considerando que o gás natural atualmente distribuído pelas distribuidoras é um combustível fóssil e que, portanto, a sua queima emite carbono de outras eras na atmosfera, contribuindo para o aumento do efeito estufa;

Considerando que o biometano é um substituto do gás natural fóssil, mas de origem renovável, resultado da digestão anaeróbica e que, portanto utiliza o carbono já presente no ciclo do carbono da era atual e que, com isso, sua queima não contribui para o aumento do efeito estufa;

Considerando que a ANP já regulamentou o uso de biometano nas redes de distribuição através da Nota Técnica nº 132/2013/SBQ-RJ;

Considerando que, conforme a NT 157/2014 da ANP, a tecnologia de purificação utilizada permite a produção de Biometano intercambiável com gás natural;

Considerando que, segundo a NT 157/2014 da ANP, o controle de qualidade realizado em linha assegura o monitoramento em tempo real da qualidade do Biometano, evitando-se a comercialização de produto fora de especificação;

Considerando que a experiência internacional confirma o uso seguro de Biometano oriundo desses resíduos;

Considerando que o biometano é o biogás tratado para que alcance os níveis de qualidade do gás natural distribuído nas redes de gás canalizado;

Considerando o Princípio do Poluidor-Pagador (nº 16) da Declaração do Rio de Janeiro segundo a qual o poluidor deve, em princípio, arcar com o custo da poluição, com a devida atenção ao interesse público;

Considerando que a ANP já regulamentou o uso de biometano nas redes de distribuição através da Nota Técnica nº 132/2013/SBQ-RJ;

Considerando que cumpre à ARSESP incentivar o desenvolvimento da indústria de Gás, estabelecendo normas no sentido de promover a ampliação do uso deste combustível com competitividade e eficiência; e Considerando a aprovação na Reunião XXXX, em XX de XX de XXXX, pela Diretoria Colegiada da ARSESP;

Delibera:

Art. 1º – Estabelecer condições e critérios para a autorização de projetos para inserção de biometano na rede de gás canalizado no âmbito da área de concessão de cada Concessionária do Estado de São Paulo.

§ 1º - Para os fins desta Deliberação, define-se como biometano, o biogás tratado para alcançar os padrões exigidos pela Resolução 8/2015 da ANP.

Art. 2º - Os projetos para obtenção de Autorização para prestação de injeção de biometano na rede de distribuição de gás canalizado devem ser apresentados pela Concessionária interessada à ARSESP e atender as seguintes condições:

I – Projeto Básico, observados os termos desta disciplina;

II – Garantia de suprimento de biometano de acordo com os padrões exigidos pela ANP;

III – Obrigação de a Concessionária contratar ou executar a produção e purificação do biogás com valores que não ultrapassem em 100% o valor médio ponderado do custo do gás natural

§ 1º - Os projetos deverão estar acompanhados dos seguintes documentos e informações:

- a) estudo de custos, lista de tecnologias e fornecedores, de produção, bem como projeção futura de suprimento;
- b) no caso de aquisição de biometano, lista de proposta de oferta de três produtores de biometano e justificativa de escolha de determinado produtor;
- c) no caso de produção e purificação de biogás, demonstrações financeiras com a discriminação dos custos envolvidos e cronograma de realização das obras;
- d) fluxo de caixa da injeção de biometano na rede;

§ 2º - Devem ser apresentados estudos e termos de compromisso que demonstrem a viabilidade dos projetos de produção, tratamento e injeção do biometano na rede, com os respectivos custos e habilitação dos potenciais contratados.

§ 3º - As autorizações serão concedidas, caso a caso, por prazo determinado.

§ 4º - O prazo de que trata o parágrafo anterior será acompanhado, periodicamente, pela ARSESP, que poderá alterá-lo, para mais ou para menos, desde que se justifique, mediante edição de nova autorização.

§ 5º - Os projetos poderão ser autorizados sem repasse ou com repasse parcial do custo relativo à aquisição do biometano ou produção e tratamento do biogás

§ 6º - Nos casos em que o repasse for parcial, os custos relativos à produção e tratamento do biogás, no que concerne à parte não autorizada, serão repassados diretamente aos consumidores do biometano.

§ 7º - A concessionária poderá adquirir ou produzir o biometano injetado.

Art. 3º - O custo relativo à produção e tratamento do biogás será compensado na forma de parcela adicional ao preço do gás e do transporte e repassado ao mix do gás e do transporte de todos os usuários da área de concessão, nos termos da Nona Subcláusula da Cláusula Décima Primeira dos Contratos de Concessão.

§ 1º - Os montantes referidos aos custos adicionais serão apurados e ajustados anualmente de forma a compensar as despesas de aquisição do biometano ou produção e tratamento do biogás.

§ 2º - As autorizações para o repasse dos custos, total ou parcial, levarão em conta a razoabilidade, bem como os valores praticados no mercado, nacional e internacional, na produção, purificação e injeção de biometano à rede.

§ 3º - O repasse do custo, nos termos deste artigo, ocorrerá por ocasião da edição das correspondentes Deliberações Tarifárias.

§ 4º - O limite do custo anual e global, de que trata este artigo, para aplicação nos projetos é estabelecido conforme segue:

- a) para a COMGAS - Companhia de Gás de São Paulo, o limite será de até 1% (um por cento) do custo total da aquisição do gás e do transporte realizado no ano civil imediatamente anterior à data de aplicação, nos termos do § 6º deste artigo, e aplicável no ano regulatório com início em 31 de maio de cada ano;
- b) para a Gás Brasileiro Distribuidora e a Gás Natural São Paulo Sul, o limite será, para cada Concessionária, de até

