

São Paulo, 07 de novembro de 2016.

Siemens Ltda.

Ministério de Minas e Energia

Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético.

Consulta Pública - Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil.

Esplanada dos Ministérios, Bloco "U", 5º Andar.

CEP 70065-900,

Brasília – DF.

Assunto: Consulta Pública - Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil.

Prezados,

A possibilidade de desenvolver o mercado de gás no país deve ir muito além da fenda que se abriu devido aos desinvestimentos da Petrobras. Essa iniciativa deve ser priorizada como forte vetor de desenvolvimento para o país e sua matriz energética.

Na perspectiva da Siemens a citada maior diversidade dos agentes na oferta e na demanda contribuirá para o funcionamento eficiente do mercado, desde que atrelados à atração de investimentos na produção, escoamento, processamento, estocagem, terminais de GNL e nas redes de transporte e distribuição.

No desenho do novo arranjo comercial devem ser envolvidos todos os setores do mercado (fornecedores de gás, investidores, distribuidoras, usuários e fabricantes de equipamentos).

A governança do setor passa pela definição de critérios claros e transparentes para todas as fases do programa, desde a implantação de modelo de Gestão Independente que propicie os incentivos adequados à promoção do acesso não discriminatório, à eficiência na operação do sistema e à acuracidade e transparência das informações de capacidade e utilização do sistema, bem como a plena disponibilização de informações, de fácil acesso, especialmente em relação à formação de preços e a características, capacidades e uso de infraestruturas acessíveis a terceiros.

O citado realinhamento deve visar a criação, em um prazo adequado às metas do programa, de um mercado aberto, com plenas condições de concorrência, capaz de viabilizar a entrada de novos agentes para concorrer com aqueles agentes já instalados, permitindo o acesso até o citygate das distribuidoras e outros consumidores.

Além dos gargalos já listados, outro ponto para alavancagem mútua dessas 2 indústrias – i.e. Gás & Eletricidade – seria a criação de mecanismo-de-incentivo para otimização de seu “Valor Agregado” no tocante à geração de receitas. Os países desenvolvidos têm como prática a NÃO distribuição do gás natural “in-natura”. Tipicamente máquinas-de-combustão de termelétricas a gás preferem um combustível com alto teor de Metano (CH₄) e baixo conteúdo de hidrocarbonos pesados (ex. Propanos, Etanos, Butanos, etc), face ao altíssimo Poder Energético destes últimos, podendo causar pré-ignição & desgaste acelerado nos equipamentos. Ao mesmo tempo, devido exatamente ao maior Poder Calorífico das citadas frações pesadas do gás natural, há um mercado-secundário de “Valor bem mais Generoso” para tais Constituintes. Portanto, desde que combinados com Sub-sistemas de Tratamento, Remoção, Armazenamento e Comercialização desses Componentes-Combustíveis-Nobres, empreendimentos termelétricos a gás estariam se auto-alavancando e gerando maior-valor ao país.

Seguem abaixo as contribuições da Siemens à Consulta Pública - Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil, encaminhada pelo MME aos agentes de mercado, visando ao aperfeiçoamento das regras existentes.

Anexo 1 - Comercialização de Gás Natural

Item 3. De fato, todos os produtores privados no sistema integrado brasileiro vendem seu gás para a Petrobras antes da etapa do transporte, o que pode ser considerado uma consequência direta da ausência da obrigatoriedade de acesso aos dutos de escoamento de produção e unidades de processamento de gás natural (UPGNs). Além disso, a Petrobras indica os diretores comerciais que controlam as decisões de compra de gás de 20 (vinte) distribuidoras por meio da Gaspetro e da BR Distribuidora¹. Ou seja, o acesso isoladamente pode não resolver o problema estrutural do monopólio na comercialização de gás, já que grande parte do mercado consumidor "atacadista" continuaria a ter suas decisões de aquisição de gás natural controladas/influenciadas pelo atual incumbente, que poderia priorizar a compra do seu gás em detrimento de outros fornecedores, mesmo após a garantia de acesso.

Nesse aspecto a Siemens apresenta suas contribuições visando evitar riscos de conflito de interesse e sugerindo que fique de livre escolha pelos seus conselhos de administração a indicação dos seus Diretores, ficando vetada qualquer indicação por parte da Petrobras, tendo esta ou não participação na composição acionária ou assento no Conselho das mesmas.

Além disso, a Petrobras exercer domínio de toda a cadeia do Gás Natural, e sua influência nas etapas de compra do Gás (antes do transporte) e nas decisões de compra das distribuidoras, também caracteriza um forte conflito de interesse. Este modelo afeta a competitividade do mercado de Gás Natural, tanto pelo controle de preços da Petrobras (self dealer) como pela inibição da entrada de novos players devido a um cenário com fortes barreiras de entrada e pouco competitivo. Portanto a contribuição da Siemens consiste nos seguinte pontos:

- 1. Definição da regulamentação do acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, que poderia seguir modelo similar ao da ONS (rede de distribuição elétrica), sendo regulado e negociado pela ANP, com metodologia clara de definição das tarifas de transporte;*
- 2. Adoção de licitações públicas para novas concessões de gasodutos de transporte; A adoção do sistema de concessão para o transporte evitaria a substituição de um monopólio público para um monopólio privado; Ampliação da infraestrutura, com o objetivo de aumentar o acesso ao gás natural (apenas 4% das residências possuem acesso)*
- 3. Exigência da separação dos negócios de comercialização e transporte de gás natural;*

Item 12. A partir da viabilização da venda de gás natural de produtores privados e potenciais comercializadores diretamente às distribuidoras estaduais e consumidores livres, via contratação de capacidade em gasodutos de transporte, haverá a necessidade de compra e venda de gás natural de curto prazo para equalização de desequilíbrios nas redes de transporte e para backup do fornecimento; dessa forma, o surgimento de um mercado spot viria ao encontro das novas necessidades dos agentes.

Item 13. A fim de alcançar maior eficiência econômica, essas transações poderiam ser realizadas em uma plataforma eletrônica possibilitando a participação de um maior número de agentes e a disseminação de informações ao mercado, propiciando maior liquidez e a formação de um mercado de curto prazo padronizado. Esta plataforma eletrônica forneceria o locus e facilitaria as transações que poderiam continuar a ser bilaterais, como é a prática do mercado, até a formação de um mercado competitivo com diversidade de agentes tanto na oferta como na demanda. A experiência internacional de abertura de mercados de gás natural demonstra que a partir da estruturação correta do mercado e o estabelecimento das condições adequadas, os contratos de longo prazo baseados em cláusulas de take-or-pay tendem a ser substituídos por contratos mais flexíveis e adequados às necessidades dos agentes.

Referente aos itens 12 e 13 a Siemens considera importante regulamentar um mercado livre de gás natural, similar ao de energia elétrica. Contratos curtos sujeitos à oscilação do preço de mercado mitigando desta forma o take-or-pay imposto hoje pelo produtor. Empresas que estão hoje sobrecontratos poderiam escoar o gás, disponibilizando-o ao mercado de curto prazo até a sua retomada, como uma forma de bolsa de gás natural.

Item 16. As experiências de aplicação dos programas de Gas Release destacam a importância do desenho dos mecanismos de leilão através do qual tais programas são implantados, em particular, o processo pelo qual o preço, a quantidade e a sua duração são determinados. O volume de gás liberado precisa ser significativo em comparação ao total ofertado pelo agente já estabelecido, devendo se basear em seu inteiro portfólio e não apenas a campos ou contratos específicos. Ao mesmo tempo, devem ser ofertados lotes variados no que se refere ao volume, ao prazo e ao ponto de entrega do suprimento para atender aos diversos perfis de compradores e garantir flexibilidade ao mercado. A duração do programa deve ser longa o suficiente para permitir que a estrutura do mercado e as condições competitivas se alterem significativamente e de modo sustentável, o que depende das mudanças estruturais a serem implementadas.

Para o caso específico dos leilões, onde o gerador deve buscar junto ao fornecedor de gás natural reservas comprovadas fornecimento do insumo para toda a vida útil do projeto, a Siemens considera importante encontrar uma forma de eliminar este entrave e risco do gerador. Uma forma seria o governo fornecer o gás natural para os geradores uma vez ganho o leilão. O governo sabendo a quantidade de MW's a ser contrato pode prever e resguardar-se de que existe combustível disponível para tal fim.

Item 17. Outra questão relevante para o sucesso deste tipo de medida refere-se à existência de demanda por novos fornecedores de gás. As regulamentações estaduais, em geral, não diferenciam o serviço de distribuição da comercialização do gás ao consumidor final e impõem barreiras à compra de gás de outro supridor que não a distribuidora estadual. A consequência disso é que não há demanda de gás relevante por parte dos consumidores livres de gás, cujo enquadramento, de forma geral, é demasiadamente restritivo. Adicionalmente, os contratos de suprimento típicos entre a Petrobras e as distribuidoras estaduais possuem cláusulas de take-or-pay relevantes e duração média de 5 (cinco) anos, o que dificulta o processo competitivo de troca de fornecedor.

Nesse contexto, a Siemens entende ser de extrema importância a separação dos negócios de comercialização e transporte de gás natural e adoção de contratos mais flexíveis, aumentando a competitividade do setor e possibilitando o acesso de novos entrantes ao mercado consumidor. Neste modelo a distribuidora estadual seria a operadora do sistema de transporte, responsável pela gestão e expansão da rede, oferecendo acesso a novos entrantes ao mercado consumidor. Sendo possível assim obter maior flexibilidade e competitividade nos contratos de comercialização de gás.

Também é sugestão da Siemens equacionar a legislação de forma que as leis estaduais não entrem em conflito com as leis federais. De forma ótima, deveria existir apenas uma legislação a ser seguida por todos propiciando assim um mercado livre de gás natural.

Por fim, na perspectiva da Siemens a liberalização do Mercado de gás não implica necessariamente o fim dos preços regulados, mas sim na possibilidade dos novos players competirem com este mercado já existente. Um exemplo foi o processo de liberalização do mercado de gás na Europa, onde foi aplicada uma regra que determinada que uma vez que o cliente aderisse ao mercado livre ele não poderia mais voltar ao contrato de preços regulados, impulsionando o mercado livre a progressivamente aumentar.

Item 18. Essas duas questões podem reduzir a atratividade de um programa de venda obrigatória de gás para os compradores/comercializadores, que teriam dificuldades em encontrar mercado para o seu gás. É importante notar que o objetivo a ser perseguido pelo programa de venda obrigatória é que os compradores tenham riscos físicos, operacionais, de acesso e de gestão de oferta versus demanda os mais próximos aos suportados pela Petrobras quanto possível. Por se tratar de um procedimento relativamente novo no exterior e ainda inédito no país, que deve ter um desenho específico para cada mercado onde é aplicado, um programa de venda obrigatória de gás, deve prever que suas condições possam ser adaptadas ao longo do tempo e conforme a avaliação do seu sucesso, para efetivamente contribuir para um aumento da competição no mercado atacadista de gás.

Ainda nesse contexto, a Siemens considera importante regulamentar a tarifação de distribuição de forma que não se onere o produto final ao consumidor. Por exemplo, autoprodutores de gás natural hoje são obrigados a pagar taxas à Petrobras apesar de não ter utilizado nenhum ativo da Petroleira, assim como compradores de GNL que são obrigados a utilizar e pagar o duto para escoar o gás comprado.

Anexo 2 - Tarifação por Entradas e Saídas

Item 18. O método de tarifação por Entrada/Saída é superior à tarifação baseada em distância com relação à promoção de um mercado líquido e da concorrência gás-gás. Além disso, esse tipo de tarifa induz eficazmente ao investimento. A tarifação baseada em distância permite mais facilmente o alcance de um bom nível de transparência no cálculo de tarifas. Porém, a tarifação por Entrada/Saída pode, com mais esforços, atingir o mesmo nível de transparência. Outra vantagem do tipo de tarifa Entrada/Saída é sua capacidade de sinalizar congestionamento em pontos de entrada ou saída específicos emitindo, assim, sinais que permitem a identificação dos investimentos eficientes (HUNT, 2008 e ALONSO et al., 2010).

Nesse sentido, a Siemens identifica uma vantagem no modelo de Entrada/Saída, onde se transfere a decisão de entrada e retirada de gás para os agentes do mercado. Estes agentes devem então contratar a capacidade de utilizar o sistema de transporte, estimulando a concorrência e criando assim dois mercados, o de gás e o de transporte. Oferecendo um melhor equilíbrio entre flexibilidade e capacidade de firme.

Caso haja gargalos na rede de distribuição, o sistema pode ser dividido em diversas zonas de calibragem, para que fique mais fácil identificar onde estão estes gargalos. Cada zona teria então sua tarifação de Entrada/Saída que refletisse a necessidade de investimentos necessários para garantir a conexão ao grid e o desenvolvimento de cada zona seria determinado pelo nível de interesse de mercado. Nos Estados Unidos é estabelecido um "open season", que dura certa de 1-2 meses, quando potenciais clientes tem a oportunidade de estabelecer acordos de acesso à porções da capacidade que estará disponível. Se existir interesse suficiente, patrocinadores desenvolvem um projeto preliminar para o a criação de uma zona de calibragem ou desenvolvimento de uma já existente.

Anexo 3 - Compartilhamento de Infraestruturas Essenciais

Item 14: Para a construção de gasodutos e unidades de processamento de gás natural, um projeto é realizado levando-se em consideração a expectativa de composição do gás a ser transportado e/ou processado. Caso o gás natural do terceiro seja significativamente diferente do utilizado no projeto, desafios técnicos devem ser superados para viabilizar a operação.

Nesse contexto, A Siemens sugere que deve ser preferencialmente verificada a compatibilidade dos gases a serem processados antes da autorização para acesso ser concedida e eventuais alterações e custos devem ser suportadas pelo terceiro pleiteante do acesso.

Item 19. No caso de falha na operação ou necessidade de investimentos adicionais no terminal de regaseificação de GNL, deve-se definir o responsável por arcar com os custos.

A Siemens entende ser importante estabelecer uma divisão mais clara de responsabilidades:

- a) No caso de falha de operação do terminal de regaseificação de GNL, o responsável pelos custos causados será o responsável pela falha. Não deve haver discussão.*
- b) No caso da necessidade de investimentos adicionais no terminal de regaseificação de GNL, deve então ser definido o responsável que deverá arcar com os custos.*

Item 25: A fim de ratificar e aprofundar a discussão para a elaboração do novo arcabouço, os seguintes pontos são colocados junto a especialistas e ao mercado:

- Quais as condições legais e infralegais mínimas de compartilhamento para garantir o acesso a terceiros (elegíveis) negociado e não discriminatório? Transparência e publicidade de informações (inclusive sistema eletrônico de oferta e alocação de capacidade), padronização de contratos, negativa justa e motivada, arbitragem (ANP e/ou independente)?**

A Siemens considera importante adotar preferencialmente um sistema automatizado para oferta e alocação de capacidade, para maior transparência dos dados e permitir mais precisão na tomada de decisões, bem como acompanhamento da capacidade ociosa para estruturas onde se aplicam a essencial facilities doctrine. Essa iniciativa estaria atrelada ao anexo harmonização, item XIV-a.

Para isso, será necessário o desenvolvimento de um módulo para a gestão do sistema de transporte de gás natural, sendo necessária a criação de um fórum para discussão e posterior regulamentação.

Deverão ser abordados os seguintes temas:

- Alocação e oferta de capacidades de entradas/saídas;*
- Gestão de sistema de contratação de capacidades (mercados primário e secundário);*

- *Recebimento da programação de injeção /retirada dos usuários;*
- **Deve haver preferência de acesso para portfólio de E&P de agente outorgado (campos adjacentes)?**

A Siemens sugere que a preferência de acesso deve ser concedida ao agente com maior participação nos campos e, caso possível, para os demais, nessa sequencia.

- **Quem é responsável por danos técnicos, ambientais e econômicos (liability) decorrentes de acesso a terceiros? O outorgado original ou o terceiro que acarretou o dano? Limites de responsabilidade?**

A Siemens sugere que seja o ocasionador do dano e que a alternativa seja removida.

- **Autorizações e dispositivos legais vigentes configuram restrições a acesso de terceiros em instalações de processamento e de GNL? Precisa de regra de transição?**

Do ponto de vista da Siemens os dispositivos legais atuais estão adequados e suficientes, não sendo necessária nenhuma regra de transição.

Anexo 4 - Estímulo ao desenvolvimento de mercado à harmonização entre as regulações estaduais e federal

Item 23. Tanto os desejáveis sinais de redução da participação da Petrobras no segmento de distribuição, quanto na gestão do sistema de transporte e importação de gás (via GNL ou Bolívia), combinado com a viabilização de acesso de novos produtores vendedores de gás natural (às malhas e ao mercado final), requerem que as distribuidoras desenvolvam novas estruturas de gestão e operacionais para se adequarem à nova realidade. Competências corporativas associadas a atividades como negociação e gerenciamento de riscos serão cada vez mais necessárias neste cenário.

A Siemens recomenda que existam referências nos documentos ou na legislação da chamada "Swap Internacional". Para adoção desse conceito os termos devem ser claramente definidos e regulamentados.

Item 37. Outra forma de difundir a cogeração é utilizá-la como alternativa ao desenvolvimento de geração térmica centralizada e, ainda mais, permitir que as concessionárias de distribuição de energia elétrica possam atender ao crescimento de seus mercados com soluções alternativas clássicas (investimentos em novas subestações, postes, transformadores, etc.) à expansão/ reforço de suas redes como, por exemplo, utilizando cogeração a gás natural. Há barreiras regulatórias importantes como, por exemplo, o fato que a regulamentação do setor elétrico impede que empresas de distribuição tenham atividades de geração, sejam elas de grande porte ou não. Se, por hipótese, uma evolução tecnológica permita que um novo condomínio seja atendido com uma solução local, via cogeração ou outra alternativa que seja comprovadamente mais econômica que a tradicional alternativa de expansão/reforço da rede de distribuição de energia elétrica, por que restringir tal opção?

A Siemens sugere que a citada restrição seja removida ou que sua regulamentação seja feita de modo a permitir que novos consumidores possam ser atendidos com uma solução próxima do consumo, via cogeração ou com alternativa que seja comprovadamente mais econômica que a tradicional alternativa de expansão ou do reforço da rede de distribuição de energia elétrica.

Item 41c. Quais medidas práticas de curto, médio e longo prazo poderiam ser implementadas para o desenvolvimento do mercado de gás natural?

A contribuição da Siemens consiste na possibilidade de a curto prazo o incentivo ao uso de usinas de pequeno porte na cogeração e geração distribuída deve ser feito através de tarifas diferenciadas que facilitem o retorno do capital investido. A médio prazo, a regulamentação dando incentivos auxiliares para usinas de melhor performance deve ser analisado, uma vez que as mesmas tem reduzido consumo de combustível. Especial atenção deve ser dada aos níveis de emissão e contaminantes atmosféricos, privilegiando sempre os equipamentos de melhor desempenho.

Anexo 5 - Harmonização Gás Natural E Energia Elétrica

Item 7: O setor elétrico brasileiro, diante das suas necessidades de segurança de suprimento e de despachabilidade, tem buscado uma contratação de geração termelétrica de forma "flexível", o que traz complexidade para o suprimento do gás e tem provocado intensas discussões sobre a forma mais equilibrada de conciliação dos dois setores. Este mesmo tipo de discussão ocorre hoje em países como Colômbia e Chile, com matrizes com maior participação hidrelétrica, que buscam ainda modelos para convergência entre estas duas indústrias. Mais recentemente, a forte penetração de renováveis não despacháveis tem acentuado essa discussão, inclusive em muitos países de geração predominantemente térmica. A variabilidade da produção das renováveis, combinada ao seu custo variável de produção nulo, acarreta necessidade de maior flexibilidade no despacho termelétrico, anteriormente gerando na base, e deixando-o bastante variável.

Do ponto de vista da Siemens, exatamente face à intermitência e/ou elevada variação na geração elétrica nacional oriunda de fontes renováveis, há a premência de que as Termelétricas de maior capacidade & rendimento – i.e. notadamente usinas a gás de ciclo combinado – tenham a habilidade de partidas & paradas rápidas. Esta elaboração funcional já está disponível e é bastante difundida internacionalmente. Portanto, não apenas a regulação dos LEN's necessitaria ser ajustada para criar mecanismos de incentivo à tais aplicações, como também seria esperado que – dentre as fontes térmicas – a fonte Gás fosse priorizada com maior proporção leiloadada. Além disso, mesmo quando estiverem em modo Stand-by, tais Térmicas em Ciclo Combinado podem seguir "gerando valor" vs. "desonerando o setor elétrico" se operadas como Centrais-de-Compensação-de-Reativos. Isto é, sem qualquer consumo de gás, pode-se dispor dos Geradores Elétricos e tê-los configurados para operar como Compensadores Síncronos. Tal oportunidade torna-se cada vez mais útil & potencial à medida que a Fonte Eólica avança em nossa Matriz Elétrica. A inserção acelerada da Fonte Eólica traz consigo o efeito colateral "nocivo" da criação de harmônicos & perdas relevantes nas linhas de transmissão. A maneira clássica para se lidar com tais fenômenos parasitas, seria a instalação onerosa de Subestações de Compensação-de-Reativos ao longo das Linhas de Transmissão. Uma vez mais, faz-se necessário que os Agentes Reguladores reconheçam o elenco de benefícios da fonte Gás como um todo, e promovam os ajustes bem como criem os mecanismos para alavancá-la.

Item 16: Atualmente, o setor elétrico possui regras que expressam elevada aversão ao risco de não suprimento de gás natural para geração termelétrica, determinando penalidades aos geradores, com reflexo também nos supridores de gás. Em particular, destaca-se a Resolução Normativa ANEEL nº 583/2013, que impõe que os contratos de suprimento de combustível contenham cláusula de penalidade relacionada ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) vigente no momento em que ocorrer a falta de combustível.

A Siemens sugere que regras rigorosas que acabem afetando as provisões de risco devem ser reduzidas ou removidas, uma vez que a mitigação natural dos riscos se faz pela inclusão nos custos de provisões de cobertura. Visando o incentivo para aumento do consumo de

gás, a redução dos custos também se faz com a redução dos riscos, aos quais o investidor está exposto.

Item 17: Se por um lado a falta prolongada de suprimento de gás natural em momentos de escassez hidrológica (e alto preço da energia elétrica no mercado spot) pode ser suficiente para inviabilizar financeiramente o negócio de geração termelétrica, por outro essa cláusula de penalidade transfere riscos de natureza estranha à indústria do gás, provocando grande resistência dos potenciais supridores. (I-a) Nesse sentido, qual seria a forma mais adequada de comprometer o supridor de gás natural ou GNL com a geração termelétrica? (I-b) Em caso de eliminação da cláusula de penalidade, deixando a cargo dos agentes a livre negociação das penalidades por falta de suprimento: (i) que tipo de penalidade podemos esperar que seja praticada? (ii) seria efetiva na atração de novos entrantes e na diversificação dos supridores? (iii) de que forma seriam ajustadas as estratégias de comprometimento de longo prazo com o suprimento, por exemplo em situações de escassez do insumo e/ou grandes mudanças nos preços internacionais de gás? (I-c) No caso de falha de fornecimento de GNL, a multa paga pelo supridor ao comprador praticada pelo mercado equivale ao valor da carga. É possível compatibilizar essa precificação da indisponibilidade do insumo, usual no mercado de GNL, com as penalidades relativas à indisponibilidade da usina termelétrica? Como? (I-d) Como distribuir as responsabilidades pela falta de combustível ao longo da cadeia de suprimento (terminais de regaseificação, gasodutos de transporte, etc.)

Do ponto de vista da Siemens a forma mais adequada de obter o comprometimento do supridor de gás natural ou GNL com a geração termelétrica é a flexibilização da cláusula de penalidade, deixando a cargo dos agentes a livre negociação no caso da falta de suprimento. Adicionalmente tal medida permitirá a atração de novos entrantes e na diversificação dos supridores, uma vez que expõe a menores riscos os novos players. Uma possibilidade é propor que avisos de até sessenta (60) dias não devem penalizar a oferta, porém devem garantir despacho de no mínimo uma semana para evitar o risco de inventários não utilizados.

Item 18: Outro elemento são os prazos dos contratos de compra de energia elétrica (PPA) e de suprimento de gás natural (GSA), que são muito relevantes na financiabilidade dos projetos e na aderência entre os preços de energia elétrica e de gás natural. Em relação a esse aspecto, é recomendável flexibilizar a exigência de longos prazos para comprovação de gás para as usinas termelétricas, num esquema de horizontes rolantes para os contratos de gás? (II-b) Essa flexibilização deveria ser aplicada apenas para as termelétricas que tenham acesso a supridores alternativos de gás natural? (II-c) E como tratar o caso de indisponibilidade de gás durante o horizonte "rolante" de suprimento amparado por comprovação de contratos e das reservas? (II-d) Como adequar os prazos contratuais dos PPA (em geral mais longos) com a comprovação das reservas de gás natural praticadas na indústria de petróleo e gás natural?

A Siemens enxerga que a flexibilização é recomendada uma vez que a tendência é a diversidade de fontes de gás, permitindo que as usinas tenham acesso a suprimentos alternativos de gás natural. Entretanto, deve ser regulamentado as providências no caso da indisponibilidade de gás durante a validade do PPA, desde que o contrato inicial seja devidamente amparado por comprovação de contratos e das reservas a serem adotadas.

Item 22: Uma discussão fundamental no âmbito de um planejamento integrado é como fornecer sinais econômicos que fomentem investimentos com o melhor custo-benefício global, levando em conta a necessidade combinada de expansão da geração termelétrica, de transmissão de energia e da infraestrutura logística do gás natural, bem como os elevados investimentos envolvidos e as possibilidades e limitações inerentes a cada setor. (VIII-a) Uma das alternativas para promover a expansão integrada de gasodutos e termelétricas a gás seria por meio de leilões coordenados, com formato ainda em aberto. O conceito fundamental passa por identificar regiões não supridas ou deficitárias de gás natural por restrição de transporte e fomentar a contratação coordenada de gasodutos e termelétricas. Essa alternativa é compatível com a busca por fornecer os sinais econômicos corretos? (VIII-b) Quais fatores seriam determinantes para que esses leilões de fato contribuíssem para o desenvolvimento da indústria do gás, mantendo a competitividade da geração termelétrica? (VIII-c) Que outros modelos poderiam ser mais eficazes na coordenação da expansão da infraestrutura de gás e energia elétrica? (IX-a) Ainda nesse sentido, a formulação e incorporação de sinais locais que melhor reflitam a otimização dos investimentos em transmissão de energia é necessária. Na busca por maior transparência e efetividade desses sinais, quais as vantagens e desvantagens de se promover uma mudança na forma de cálculo da TUST? (IX-b) E quanto à iniciativa de promover leilões regionais? (IX-c) Como relacionar os sinais locais aplicados nos leilões de energia elétrica aos sinais resultantes da tarifação de transporte de gás natural?

Visando o desenvolvimento da indústria do gás, mantendo a competitividade da geração termelétrica a Siemens propõe investir em aspectos como:

- Avaliar melhor o local de instalação das térmicas, pois atualmente a maior parte delas é instalada longe do mercado consumidores sendo assim necessários equipamentos adicionais para elevação da tensão, transmissão e rebaixamento para consumo, causando perdas excessivas no sistema.*
- Retirar a geração térmica de pólos específicos (onde existe gás) e levá-las para próximo do mercado consumidor, expandindo a malha de transporte.*
- Regular a geração distribuída, não só como sendo micro geração ou geração solar, mas como o conceito que realmente é. Geração próxima ao centro de consumo, diminuindo perdas com transmissão, elevação e rebaixamento de tensão, etc. Garante a segurança elétrica da região (capitais) Vide o estado de SP que hoje depende em mais de 50% de sua energia vinda de outros estados. A capital Federal Brasília não possui qualquer tipo de respaldo de geração e está sujeita a interrupções do SIN onde está conectada.*
- Regular térmicas de geração distribuída com diferentes características de operação; por exemplo: térmicas na base, térmicas para cobrir horário de ponta, emergenciais com partida rápida, etc e com modelo de remuneração distinto para cada uma.*

- *Reconhecer que as térmicas são elementos facilitadores para o desenvolvimento da infraestrutura do gás, portanto é necessário estabelecer um alinhamento entre o sistema tributário local e regional que incentive os projetos a gás, garanta melhores tarifas de transporte e que desenvolva essa infraestrutura básica em algumas regiões.*

Item 28. Ressalta-se que o despacho termelétrico “na base” também possui entraves devido à necessidade de manutenção da infraestrutura de E&P, que resulta na sua indisponibilidade e penalidades, e da estratégia comercial de produção do petróleo. (XII) Tendo isso em vista, seria necessária alguma regra especial de despacho para acomodar esta necessidade, ou a apuração usual de indisponibilidades é suficiente?

Do ponto de vista da Siemens, a apuração usual de indisponibilidades é suficiente. É um risco do segmento E&P, mas existem alternativas técnicas e operacionais que possibilitam contingenciar esse risco, tal como armazenamento em dutos, que devem ser projetados para suportar alta pressão. Em suma, deve-se considerar que o risco da indisponibilidade seria da própria E&P, pois existem controles mitigatórios que deveriam estar sob a responsabilidade do investidor.

Item 30. Por fim, é evidente a importância de institucionalizar ferramentas computacionais de apoio ao planejamento integrado de gás natural e energia elétrica, com o objetivo de demonstrar as sinergias e quantificar os benefícios dessa abordagem. (XIV-a) Quais as principais características e aspectos de modelagem destas ferramentas? (XIV-b) Quais precisam ser adaptados ou desenvolvidos? (XIV-c) Quais as formas de incorporar essa abordagem na atual estrutura de ferramentas e planejamento dos setores? (XIV-a) Quais as principais características e aspectos de modelagem destas ferramentas?

Neste aspecto a Siemens julga necessário o desenvolvimento de um sistema que possibilite a coleta e a geração de informação de valor tanto para o governo quanto para os players do mercado. Para isso, sugerimos a criação de um fórum para discussão e posterior regulamentação do referido sistema, onde os seguintes pontos precisam ser debatidos e definidos:

- *Definição dos KPIs a serem monitorados, tais como:*
 - *Termoelétrica:*
 - *Eficiência*
 - *Energia elétrica gerada em cada ponto de geração*
 - *Curva de carga*
 - *Volume de gás natural demandado*
 - *Gás Natural*
 - *Volume de gás natural produzido (onshore e offshore), processado (UPGNs), regaseificado (terminais de regas), importado via gasoduto, transferências de custódia (City Gates, conexões com térmicas, etc);*
 - *Qualidade do Gás Natural (composição);*
 - *Pressão da rede;*
- *Requisitos de campo necessários para composição de cada KPI acima mencionado;*

- *Definição do protocolo de comunicação (automático, manual, instrumentação necessária, periodicidade de envio, etc) dos referidos dados à central de controle e monitoramento do MME;*
- *Definição da ferramenta a ser utilizada para recebimento, historiamento, tratamento e disponibilização das informações aos stakeholders;*

Anexo 7 - Gás da Partilha

Item 8. Por fim é importante informar quais são as expectativas de produção de gás natural no polígono do Pré-sal, já considerando as informações contidas no Plano Estratégico – Plano de Negócios e Gestão para o horizonte compreendido entre 2017 a 2021, conforme dados elaborados pela Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA).

A Siemens considera importante que a União assegure o fornecimento perene de Gás da Partilha, mesmo com o valor do Barril abaixo dos US\$70,00 e mesmo após o declínio da produção através de outras fontes de suprimentos : Cessão Onerosa , por exemplo.

Ademais, a Siemens não localizou nos documentos nenhuma referência específica sobre empreendimentos Gas To Wire, ou seja, aqueles onde a termelétrica esteja interligada próxima à cabeça do poço, sendo o mesmo investidor responsável por toda a cadeia, desde o recebimento do gás bruto, tratamento, geração e conexão ao SIN.

Entende-se que empreendimentos com esse caráter necessitam de tratamento diferenciado, nos quesitos regulatórios, ambientais, tarifário, etc, pois:

- Não há a necessidade de comercialização do gás via distribuidoras;
- Necessidade de regulamentar questões ambientais para geração de energia em plataformas (Power Ships), hoje limitado a 100MW
- Necessidade de regulamentar a venda de energia dessas Power Ships para consumidores (despachando na base, pois o gás deve ser utilizado)

Sem mais, agradecemos a atenção e subscrevemo-nos.

Atenciosamente,

Gilberto Schaefer

Diretor de Vendas