



EDP - Energias do Brasil

Contribuição à Consulta Pública MME nº 20/2016:

Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil

São Paulo, 07 de novembro de 2016

No âmbito do tema abordado no **Anexo V – Harmonização Gás Natural e Energia Elétrica** - da Consulta Pública - Diretrizes Estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural no Brasil – desse Ministério, a EDP apresenta suas contribuições visando ao aperfeiçoamento das regras existentes.

Introdução

Na concepção inicial das térmicas atuais esperava-se que as termelétricas atuassem de forma complementar, na maioria do tempo em situações de hidrologias mais desfavoráveis e, nas demais condições, o regime sazonal da vazão afluente às hidroelétricas seria totalmente compensado pelas variações de energia armazenada nos seus próprios reservatórios.

No entanto, o intenso despacho termoelétrico ocorre e é esperado em um contexto mais estrutural, uma vez que:

- Há necessidade de maior despacho térmico para atender às exigências sazonais e de modulação da carga;
- Existem restrições elétricas e energéticas ao atendimento à demanda máxima;
- Utiliza-se a geração termelétrica – sobretudo a de baixo custo – para compensar a falta de expansão hidrelétrica com reservatório de regularização e também para compensar as oscilações de produção das fontes renováveis intermitentes, agregando segurança elétrica, além da energética que preconiza a preservação de estoques de armazenamento hídrico;
- Internalização de mecanismos de aversão ao risco no modelo de programação de despacho e formação de preço.

Nestas condições, situações de estresse hidrológico aliadas à mudança da matriz energética indicam a necessidade de discutir os papéis das usinas térmicas e a melhor forma de contratação desta energia.

Isto posto, enseja-se a criação de condições que permitam a plena operação das usinas termelétricas, principalmente as de baixo CVU, de modo que os custos de operação sejam suportáveis pelos agentes de consumo, e que haja fornecimento de energia com confiabilidade energética e elétrica, e também com modicidade tarifária.

De posse disto, conclui-se que a expansão termelétrica não foi realizada de forma otimizada e conforme as necessidades do sistema, tendo em vista que houve contratação de:

- i. Usinas com tecnologias incompatíveis com a necessidade/possibilidade de geração de base por longos períodos;
- ii. Usinas em localidades diversas daquelas com necessidade de geração termelétrica de base ou de ponta; e
- iii. Projetos sem factibilidade de implantação.

O planejamento e critério de seleção de projetos em Leilões, além das obrigações e riscos preconizados nos contratos da cadeia, o que inclui a contratação do combustível, impedem a viabilização de termelétricas “desejáveis” do ponto de vista da otimização do sistema.

Ações são necessárias para que a expansão termelétrica promova eficiência, confiabilidade, segurança e com menor risco para toda a cadeia setorial, o que implicaria em maiores investimentos privados. Em suma: maior atratividade e consequente competição dos leilões de energia nova.

Reflexões sobre os Desafios Setoriais

Em seu inciso 17 do anexo V: Harmonização Gás Natural e Energia Elétrica, o relatório técnico do MME explicita que 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.)

A penalidade estabelecida pela falta de combustível não assegura o comprometimento do supridor de gás, uma vez que o empreendedor termelétrico é quem assume a totalidade ou parte da penalidade estabelecida na Resolução Normativa nº 583 de 2013. Assim, o empreendedor termelétrico é duplamente penalizado, pois, em caso de indisponibilidades decorrentes de falta de combustível, além de honrar a exposição ao PLD junto à CCEE, ainda assume a penalidade por falta de combustível que não repassa ao supridor de gás.

Atualmente, a julgar pelas penalidades e ressarcimentos por meio das regras de comercialização, o grande risco que um gerador termelétrico está exposto é de produzir menos energia do que o solicitado pelo ONS por motivo de insuficiência de combustíveis. Essas penalidades:

- i. são desproporcionais, se comparadas às demais penalidades por indisponibilidade;
- ii. persistem por longos períodos depois da falha, dificultando sua correção¹;
- iii. impõem ao produtor térmico riscos sobre os quais ele não tem controle.

Entendemos que deve haver tratamento isonômico entre as penalidades por indisponibilidade, que devem ser circunscritas ao momento em que ocorre o evento. Tal tratamento deve ser baseado em recomposição de lastro pelo gerador, degradação de seu Fator de Disponibilidade ou, de forma mais justa, por meio de geração substituta em momento em que a usina não estiver despacha, seja por ordem de mérito econômico ou por segurança energética e restrição elétrica, o que justifica a adoção de precificação da indisponibilidade do combustível junto ao supridor equivalente ao valor da carga, compatível ao valor praticado no mercado de GNL. Com esta carga de combustível adicional o gerador pode gerar em substituição e não incorrer em prejuízos ao ser remunerado apenas ao valor do PLD, que necessariamente será inferior ao CVU. Acreditamos que como esta punição já é adotada no mercado de gás seria então efetiva na atração de novos entrantes e na diversificação dos fornecedores deste mercado.

Para fins de distribuição das responsabilidades pela falta de combustível ao longo da cadeia de suprimento do gás, entendemos que deve ser apurada sua causa e atribuir ao agente causador a maior parte do pagamento da penalização. Há necessidade de definição de multas de acordo com a gravidade e com mecanismo que seja suportável pelo investidor, para não inviabilizar o empreendimento. Assim, a penalidade deverá ser aplicada pelo agente de geração, de forma bilateral, a cada agente da cadeia de suprimento do gás. O contrato de fornecimento de gás, bem como os contratos de serviço (transporte, distribuição, regaseificação e etc.), deverão prever condições operacionais que irão determinar a responsabilidade no descumprimento do contrato.

¹ A falta de combustível será considerada “indisponibilidade” para efeito de cálculo dos índices de indisponibilidades, até que a disponibilidade do combustível, podendo afetar o lastro durante 5 anos, seja comprovada em teste “que leve em consideração a logística de abastecimento simultâneo de combustível para conjuntos de usuários”

Independentemente do valor e impacto desta penalidade, caberá ao agente gerador honrar seu contrato junto ao CCEE, como ocorre nas indisponibilidades por outras razões diversas da falta de combustível.

O desenvolvimento e planejamento do setor de gás devem estar baseados em risco de déficit reduzido, a exemplo do setor elétrico, de forma que situações de escassez de insumo e/ou grandes mudanças nos preços internacionais de gás sejam remotas e ainda que ocorram devem ser previstos mecanismos de proteção (reduções de contrato quando em racionamento) para preservar a solvência e viabilidade de ambos os setores elétrico e gás.

O comprometimento de longo prazo viria, primeiramente, da correta habilitação de fornecedores de gás natural pelos órgãos responsáveis, eventualmente, pela aplicação da penalidade por rescisão, condição que seria necessária para validação do contrato pela EPE para fins de habilitação técnica para participação em leilões de novos empreendimentos de geração. Quanto à questão comercial, caberá ao agente termelétrico e o supridor de GNL determinar a possibilidade ou não de revisão do preço do contrato ao longo do GSA (cláusula de "*price review*"). Em caso de grandes mudanças nos preços internacionais de gás, o empreendedor poderá propor uma repactuação do CVU da usina que deverá ser analisado pela ANEEL e ANP. Da mesma forma, a ANEEL e ANP poderão propor uma alteração do CVU da usina, que somente será realizada, caso o supridor do GNL aceite a repactuação do contrato de fornecimento.

Considera-se que, como base para um modelo integrado entre o setor de energia e o de gás, a qualificação das partes envolvidas se mostra essencial. Empreendedores devem ter capacidade financeira e técnica para cumprir com seus contratos e também maturidade para exigir condições de contrato bem avaliadas e equilibradas entre as partes, como alocação de risco, valoração de penalidades e garantias e condições de contrato viáveis.

Por fim, deve ser prevista, nos contratos comerciais, a ocorrência de caso fortuito e força maior no fornecimento de insumos e combustível, condição suficiente de exclusão de responsabilidade, uma vez que estes produtos utilizados pelo agente de geração térmica também estão sujeitos à ocorrência destas situações.

Os incisos 18 e 19, dissertam sobre 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.

(II-a) 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?

Termelétricas a gás natural têm exigências únicas de comprovação de combustível. De acordo com o artigo 11, da Portaria MME nº. 514, publicada em setembro de 2011, torna-se necessária, para participação nos leilões de energia nova, a comprovação de suprimento firme do gás natural durante o período de contrato do empreendimento.

É evidente que, o fato de ter que comprovar reservas de gás para atender os projetos termelétricos, independente da plausibilidade da contratação dos candidatos no leilão, torna praticamente impossível que se assegure gás, por 20 anos, para todos os projetos candidatos. Esta exigência de reservas é única no mundo, e “amarrará” as eventuais novas reservas desnecessariamente, encarecendo o combustível. Assim, entende-se que deve ser adotado horizonte compatível com práticas de E&P (gás onshore).

A questão de se instituir um modelo de mercado de gás e também de energia elétrica, em que a competição seja indutora da modicidade ao consumidor, com sinais de preços para a expansão da oferta e comportamento eficiente da demanda, não é trivial. A liquidez do mercado liberalizado em firmar contratos está nos primeiros anos. Nos demais anos, há necessidade de gestão de contratação no médio e longo prazos que determinará o sucesso do negócio. Tendo em vista que, o grande problema de o mercado não ser maduro é a falta de liquidez, acreditamos que a utilização de comprovação de gás pelo supridor, em quantidade suficiente para atender um determinado quantil da distribuição de consumo projetada para o período, com horizontes rolantes de curto prazo são recomendáveis, uma vez que quanto mais curto o contrato melhor seria do ponto de vista do custo do combustível e da competitividade da fonte. Neste horizonte de mais curto prazo, o planejamento do setor deve possibilitar a minimização do risco de indisponibilidade de gás para fins de renovação da comprovação.

A referida exigência seria aplicável às termelétricas que comprovam a disponibilidade de combustível através de reservas de gás natural on shore. Para os empreendimentos termelétricos a GNL, cabe ao empreendedor comprovar que há capacidade de regaseificação disponível e reservada para seu empreendimento em terminal de gás Liquefeito ou Unidade de Regaseificação.

Quanto à indisponibilidade, caso esta tenha ocorrido por problemas conjunturais e, havendo a possibilidade de reversão da indisponibilidade no curto prazo (ex: um rompimento de um duto ou um problema na UPGN), tal indisponibilidade deverá ser tratada como descrito no item 17. Por outro lado, caso a indisponibilidade esteja relacionada a um problema estrutural (ex: avaliação equivocada de reservas ou problemas no reservatório de gás), dever-se-á tomar providências como processo administrativo com a participação da ANEEL, ANP e dos agentes supridor de gás e termelétrico, buscando os melhores esforços para solução do problema.

(III-a) Como conciliar GSAs de curto ou médio prazo com PPAs de longo prazo? (III-b) A redução dos prazos dos PPAs poderia atenuar os riscos descritos, sem a necessidade de elevado esforço regulatório? (III-c) De que forma é possível compatibilizar o financiamento de longo prazo com prazos mais curtos de PPA e GSA? (III-d) Estariam os bancos dispostos a aceitarem um requisito de GSA com duração inferior ao PPA? (III-e) Que arranjo de prazos e modalidades contratuais do setor elétrico com o setor de gás promoveriam a diversificação de agentes, o aumento da competitividade e o desenvolvimento dos mercados?

Entendimento análogo ao item anterior.

A princípio a redução dos prazos do PPA impactaria diretamente nas taxas de financiamentos, o que implicaria em uma contratação de energia a preços bastante superiores em relação aos praticados atualmente, o que pode dificultar ainda mais a inserção de termelétricas a gás na matriz energética.

Com o amadurecimento do mercado, a prática de sinal de preço adequado e aderente às expectativas do mercado, transparência, previsibilidade, estabilidade regulatória e isonomia torna-o crível, contribuindo com maior liquidez e criação de bolsas, culminando em participação do mercado financeiro, conferindo lastro e aportando garantias, promovendo, assim, a financiabilidade do setor. Por consequência, o mercado se equilibraria para promover a expansão.

Acreditamos que as propostas supracitadas tendem a diversificar o número de agentes, principalmente o número de ofertantes de gás. As regras vigentes são desbalanceadas ao agente produtor de gás, já que traz um viés conservador para comprovação de reservas e extremamente punitiva nos casos de falta de suprimento.

O inciso 20, do anexo V da Consulta Pública aborda questões referentes as cláusulas de indexação de contratos.

(IV-a) O atual regramento de reajuste dos preços dos combustíveis nas parcelas fixa e variável das termelétricas (Portaria MME nº 42/2007) pode ser aperfeiçoado? De que forma? (IV-b) Quanto aos fatores que determinam os reajustes, permitir referências distintas para a parcela flexível e a inflexível contribuiria na negociação das condições de suprimento de gás?

Merece atenção um risco que vem impactando gravemente os geradores termelétricos e a competitividade dos leilões. Trata-se da obrigatoriedade, nos termos da Portaria MME 42/2007, de indexação do preço dos combustíveis (parcela inflexível da Receita Fixa e parcela do combustível no CVU) durante todo o período contratual pelos indexadores definidos na citada Portaria e nos CCEARs.

No longo prazo, é muito provável que os custos reais dos combustíveis para as usinas não acompanhem os indexadores. Para a proteção desse risco, os agentes termelétricos tendem a declarar os custos dos combustíveis em patamar maior que o real, aumentando os custos para o consumidor. De outro lado, essa cautela pode inclusive inviabilizar a participação das usinas no Leilão. Nesse contexto, como medida de mitigação de risco e de modicidade tarifária, surge a necessidade de revisar a metodologia de determinação dos custos do combustível, de modo a garantir a neutralidade para o gerador termelétrico, o que levaria à redução de custos e riscos para toda a cadeia setorial.

Entende-se ser de extrema importância a questão do reembolso do custo variável efetivo da geração das usinas termelétricas. O critério de indexação da parcela de combustível (C_{COMB}) pela cotação de preços média do combustível equivalente no mercado internacional e corrigida pela variação cambial (R\$/US\$), que vinha sendo praticado nos Leilões de Energia Nova A-3 e A-5 é precário e necessita ser revisto de forma a neutralizar ao gerador o custo efetivamente incorrido de acordo com as condições comerciais praticadas e estabelecidas pelos fornecedores dos combustíveis.

Entendemos que algumas alterações podem ser realizadas, em um curto espaço de tempo, sem grandes impactos a legislação vigente e com grandes benefícios ao setor, tais quais: inclusão da inflação americana na parcela em dólar do preço do GNL; adequação de todas as componentes que compõem o preço do GNL para média mensal; alteração da receita fixa, referente à parcela do combustível (Rfcomb), para revisões mensais; possibilidade de indexar um percentual do Rfdemais ao dólar e inflação americana com ajustes mensais em virtude de custos associados a esta moeda (ex: afretamento de FSRU ou mesmo financiamento em moeda estrangeira).

Certamente a possibilidade de flexibilizar a fórmula de preço de combustível ao incluir diferentes valores e fórmulas ao preço do GNL para as parcelas referentes aos despachos firmes e flexíveis contribuirá para as negociações e claramente retira incertezas no suprimento, trazendo preços mais competitivos ao setor.

Ainda referente ao custo variável de geração das usinas termelétricas, entendemos recomendável a elevação do CVU máximo permitido na habilitação dos projetos termelétricos. Tal medida tem como objetivo estimular condições comerciais mais favoráveis ao projeto termelétrico, uma vez que mitiga o risco de variação cambial sob a ótica do fornecedor de GNL e, portanto, minimiza o “hedge” que estes acabam por impor em suas propostas de fornecimento do combustível.

Com relação ao inciso 21, o modelo de suprimento de gás natural é essencial para garantir a competição entre fornecedores e maior eficiência econômica na compra do recurso. Atualmente, nos leilões, os projetos de usinas termelétricas já participam “casados” com seu supridor de gás natural e ofertam um custo variável unitário (CVU) e inflexibilidade fixos (pré-determinados). Nesse sentido, cabe esclarecer os seguintes pontos junto ao mercado:

(V) Haveria benefícios em flexibilizar as declarações de CVU e de inflexibilidade nos leilões, permitindo distinção sazonal (e mesmo com maior granularidade) dos valores? Essa flexibilidade seria útil no processo de negociação do suprimento do

gás natural? (VII-a) Quais as vantagens e desvantagens de um modelo que promova a realização de leilões de energia apenas por eficiência termelétrica, com a compra do gás sendo gerida por um comprador único e seu custo repassado aos consumidores? Seria esta (e suas variantes) uma alternativa eficiente? (VII-b) Como equacionar a adequada remuneração dos investimentos num modelo como esse? (VII-c) Como a forma de operação da usina pode impactar na remuneração dos custos operacionais (ex.: número de partidas, rampas, tempos de resposta, etc.)?

Devido às características do SIN, as atuais obrigações dos contratos por disponibilidade padrão (geração de energia quando o CMO é maior do que o CVU) podem levar a situações em que uma usina seja despachada por algumas horas, por razões de intermitência no sistema; dias; meses; anos ou até mesmo ininterruptamente durante todo o prazo contratual.

Este tipo de geração flexível não está adequado a uma parte expressiva das usinas em operação e a falta de previsibilidade do despacho é a questão mais importante para otimização de contratos de suprimento de gás.

Observa-se o serviço de reserva de potência operativa concebido por usinas termoelétricas despacháveis, por meio de despacho em carga reduzida, ciclo aberto e centrais em prontidão que são chamadas a operar no momento em que o sistema requer sua potência. Esta flexibilidade operativa explorada pelo ONS permite que este operador disponha do despacho da usina em um patamar mais elevado durante o período da ponta de consumo ou menor geração das fontes intermitentes (carga plena), podendo em outros momentos reduzir essa geração para um patamar menor (carga reduzida), causando ineficiência na operação.

Poder-se-ia intuir que a modulação da carga deveria ser feita com usinas hidrelétricas, dada a sua predominância na matriz energética e a mais rápida e segura resposta ante os transientes de demanda e também da intermitência das outras fontes renováveis,

instantaneamente a estas usinas incube a manutenção da frequência do sistema no patamar de equilíbrio de 60 Hz. Entretanto, tendo em vista a perda da capacidade de regularização do sistema, a inserção de montante significativo de geração não despachável e intermitente e na ocorrência de baixos níveis de armazenamento a rápida e efetiva resposta das hidrelétricas fica comprometida frente à modulação da carga e a inconstância da geração não despachável. O requisito de despachabilidade tão necessário neste cenário já é provido pelos recursos térmicos, principalmente os que operam com um custo variável reduzido.

Para as centrais em reserva de prontidão, o despacho intermitente acarreta o aumento da probabilidade de falhas devido ao desgaste mais intenso dos equipamentos em relação a operação mais estável, além dos relevantes custos de partida.

Assim, térmica flexível é excelente para proporcionar segurança energética e principalmente elétrica, mas quem recupera os reservatórios das hidrelétricas são as aflúências ou geração termelétrica na base.

Nesse contexto, a execução de contratos diferenciados, de acordo com o perfil dos projetos, pode torná-los mais atrativos e com menores riscos para o investidor, o que se reflete no aumento da competição nos leilões e ao final em modicidade tarifária.

Nesse sentido, é possível sugerir e propor que os contratos das usinas termelétricas possam ser diferenciados em pelo menos duas modalidades de contratos para:

- i. Geração de base; e
- ii. Geração de backup (Reserva) (para atendimento aos Serviços do Sistema).

A contratação de geração de base e a geração de backup poderiam continuar sendo realizadas por meio de contratos por disponibilidade, mas com alguns ajustes sugeridos (mitigação dos riscos de indisponibilidade e atraso e revisão periódica do CVU), que mitigam os riscos financeiros do gerador e consumidor, proporcionando maior

segurança no suprimento e modicidade tarifária. A diferença entre a base e backup ocorreria por meio:

- i. Da exigência, caso a caso, de inflexibilidade mínima e/ou CVU baixo para participação nos Leilões;
- ii. De restrições à tecnologia, se for o caso; e
- iii. Obrigações de entrega, penalidades e outras cláusulas diferenciadas em cada caso.

Para viabilizar a contratação das termelétricas, entendemos necessárias as seguintes modalidades:

Para Segurança Energética

- ✓ Com cláusulas de *Take or Pay* (ToP) igual ou superior a 80%;
- ✓ Contratos firmes de longo prazo a preços competitivos.
- ✓ TERMOELÉTRICAS DE BASE

Para Serviços de Sistema

- ✓ Com cláusulas de *ToP* mais baixos, por exemplo, 20%
- ✓ Contratos de Curto Prazo ou Spot.
- ✓ REMUNERAÇÃO DE PARTIDA, CARGA REDUZIDA OU CICLO ABERTO

Em suma, há grande impacto quando a usina é contratada para uma finalidade de despacho e acaba exercendo outra. É importante que as regras sejam transparentes, antes do leilão, para não haver pedidos de repactuação de tarifas, prejuízos, desequilíbrios e etc.

Sobre a questão das rampas, o ideal é precificar o custo da partida, em R\$/MW no ato do cadastramento da térmica no leilão. Além disto, na fase de cadastro, o empreendedor deverá estabelecer um valor para a carga mínima da usina. (ex: térmicas a motor não incorrem em grande perda de eficiência associadas ao heat rate ao gerar fora da capacidade nominal; entretanto, as térmicas a turbina perdem mais de 10% de eficiência, quando despachadas a 50% da carga).

De forma a incentivar o desenvolvimento do Mercado Secundário de Gás Natural, a proposta seria para que o Governo autorize as térmicas a revender o gás no mercado de gás natural, inclusive para consumidores livres.

É necessário um amplo debate quanto a adoção de um comprador único dado suas vantagens e seus riscos. O leilão puramente baseado em eficiência é necessariamente associado ao comprador único, o que limita a liberdade de aquisição de gás pelos empreendedores termelétricos. Esse processo impede a formação de um mercado competitivo e transparente, o que é contrário às diretrizes do Gás para Crescer dado o estágio atual de desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil. Por outro lado, a alternativa do comprador único deve ser avaliada pelos agentes que tenham interesse em criar uma figura de mercado que assuma os riscos de suprimento para um eventual condomínio.

A compra de gás por um único agente poderia reduzir consideravelmente os custos de transação. Além disto, esta possibilidade apresenta outras vantagens como preço competitivo de aquisição de GNL pelo ganho de escala, o que dependendo do cenário, viabilizaria a construção de um novo terminal de GNL ou, no mínimo, facilitaria a logística de utilização do terminal. Outra vantagem é mitigar os efeitos do despacho flexível (ex: por efeito de portfólio, o início do despacho de uma térmica poderia ser contrabalanceado pelo fim do despacho de outra térmica, nos casos de despacho em submercados distintos, reduzindo o efeito para o suprimento de gás de se iniciar ou parar o despacho das térmicas em bloco). Neste modelo, o empreendedor termelétrico concentraria suas atenções na performance da sua unidade (core business). O grande desafio desta proposta é identificar quem seria o ente a realizar esta compra centralizada.

Por outro lado, uma das desvantagens em um modelo de leilão por eficiência está na diminuição do número de agentes. Enquanto que, atualmente, o parque de geração de térmicas a gás tem unidades de médio porte (potência instalada média de 215 MW e mediana de 150 MW), como a eficiência termelétrica está relacionada diretamente ao

tamanho do empreendimento (até um certo “tamanho”, aproximadamente 500MW), é possível que um leilão por eficiência venha a contratar apenas grandes projetos claramente restringindo o número de agentes. Ainda, ao se realizar a expansão do sistema baseado em um número pequeno de grandes projetos deve-se avaliar os riscos associados ao suprimento de energia.

Outra questão é que a competição entre projetos passaria a ocorrer sítio a sítio, assim projetos localizados em regiões mais favoráveis a eficiência de uma usina com turbina a gás (por exemplo, em baixas altitudes e/ou onde a temperatura ambiente seja menor) seriam beneficiados. Apesar de positivo em termos de eficiência energética local, outros fatores como distância da carga ou de linhas de transmissão poderiam ser menosprezados. Ademais, um gerador verticalizado em termos de suprimentos de gás pode preferir não participar do condomínio sob gestão deste comprador único. Face ao exposto, competição baseada em eficiência dos projetos de geração é insuficiente do ponto de vista energético global para o sistema.

Em modelo deste tipo, a térmica seria remunerada para manter o ativo disponível e em eficiência pré-estabelecida, via receita fixa, e pelo O&M variável nos momentos de geração.

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 locacionais que melhor reflitam a otimização os 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 locacionais aplicados nos leilões de energia elétrica aos sinais resultantes da tarifação de transporte de gás natural?

São fundamentais os aperfeiçoamentos nos Sistemas de Leilões de Energia Nova. Os Leilões por tipo de fonte resultariam em uma competição mais equilibrada devido à desvantagem competitiva das termelétricas despacháveis frente as fontes alternativas, por não possuírem os mesmos incentivos tributários e de subsídios disponibilizados a estas fontes de geração de energia.

Com o objetivo de viabilizar a expansão da geração termelétrica de base, a proposta seria a realização de Leilões específicos de Segurança Eletro-Energética.

Leilões regionais podem contribuir com a redução dos custos globais de geração, transmissão e distribuição de eletricidade.

Por meio da maior atratividade de projetos termelétricos em leilões, com prazo de implantação (3 ou 5 anos, a depender do leilão) e duração do PPA (15 a 25 anos) bem definidos, consoantes com necessidades de oferta em determinados locais do sistema elétrico, promoveria maior economia de escala na viabilização de oferta e capacidade do mercado de gás. Ademais, a possibilidade de leilões de oferta de gás e capacidade de transporte em que sejam habilitados comercializadores, distribuidores, consumidores

de gás natural e projetos termelétricos permite o desenvolvimento requerido do mercado deste insumo.

Assim, a contratação de capacidade de gasoduto de transporte pelo agente termelétrico, via chamada pública, ou qualquer outro mecanismo que venha a substituí-lo, deverá ocorrer de forma coordenada ao leilão termelétrico. Deve-se ainda estabelecer uma condição precedente na contratação de capacidade do gasoduto que vincule suas obrigações como carregador de gás ao sucesso do empreendedor no leilão de energia.

É importante frisar que eventual atraso na ampliação e/ou construção de um duto previamente licitado, que impacte no início da operação comercial da UTE, não deverá gerar penalidade ao agente termelétrico.

Tem-se então leilões por submercado com os seguintes critérios de qualificação:

- ✓ Projetos que possam fazer uso do dispositivo da Lei do Gás que institui o consumidor livre, autoprodutor ou importador de gás natural.
- ✓ Incentivar o desenvolvimento de projetos termelétricos em condomínio, com o objetivo de proporcionar uma maior otimização da infraestrutura de recebimento e estocagem do GNL. Necessidade de estabelecimento de regras de acesso sob gestão do condomínio para capacidade não contratada.

A resolução normativa ANEEL nº 281 de 1999 define a tarifa de uso do sistema de transmissão – TUST de cada usuário, produtor ou consumidor de energia elétrica, em função de seu ponto de conexão à rede elétrica, independentemente de eventuais contratos bilaterais entre geração e carga. Essas tarifas são denominadas nodais, sendo desnecessário relacionar a barra de injeção à barra de retirada, em contraposição às metodologias ponto-a-ponto, segundo as quais as tarifas são definidas para cada par geração-carga.

A TUST, calculada a partir do modelo NODAL desenvolvido pelo CEPEL, é composta pelas parcelas locacional e selo postal, refletindo a alocação entre os usuários da rede

elétrica da Receita Permitida total das transmissoras. Essa receita é regulada pela ANEEL e atualizada periodicamente em função da depreciação dos ativos existentes, da implantação de novos investimentos, de parâmetros econômicos, dentre outros aspectos.

Simula-se a geração para atendimento a demanda máxima contratada do sistema. A simulação de geração de energia parte da premissa de que, para se atender à demanda máxima simulada, em cada submercado e independente de sua natureza, todos os geradores serão despachados de forma proporcional à sua capacidade instalada, até o atendimento da demanda do submercado mais suas perdas (balanço carga-geração por submercado). O despacho respeitará sempre, como limite superior, a potência disponível dos geradores. No entanto, sabe-se que a geração leva em conta a despachabilidade e otimização de recursos, e a desconsideração destas minimiza os fluxos de energia de um submercado para outro. Tal premissa consiste no chamado “despacho proporcional”. Trata-se, a toda evidência, de uma verdadeira imposição a todos os agentes geradores de uma contribuição proporcional e em igual medida para atender à demanda por energia.

Em termos objetivos, tal tratamento dos despachos dos submercados não reflete o cenário real de “fluxo de potência”, isto é, o intercâmbio de energia entre aqueles submercados, integrantes do SIN – Sistema Interligado Nacional. E é exatamente esse intercâmbio que impõe custos mais elevados ao sistema de transmissão, já que exige “linhões” entre as regiões, de muito maior capacidade, extensão e custo (exemplo: interligação Norte/Nordeste/Sudeste), do que as linhas de transmissão empregadas apenas localmente.

Isto em vista, a metodologia Nodal adotada até o momento vem causando graves e injustas distorções no referido princípio locacional e no correspondente cálculo dos valores da TUST.

Citando como exemplo, os agentes de geração que se conectaram próximos ao centro de carga da região Nordeste, submercado importador de energia, estão reduzindo o fluxo de energia nos grandes troncos de transmissão que existem entre as diferentes regiões do Brasil, já que reduzem a necessidade de importação de energia, podendo, inclusive, evitar novas obras de transmissão. Tal fato deveria ser refletido nas tarifas de transmissão aplicáveis a esses agentes, conforme prevê o princípio locacional.

E, como consequência desta distorção, as usinas termelétricas situadas no Nordeste são penalizadas com as tarifas TUST mais pesadas, dentre as aplicáveis aos geradores nacionais mais afastados do centro de carga. Mas, na realidade, como antes se disse, são elas as que menos oneram o sistema de transmissão.

De fato, não fossem as usinas termelétricas instaladas no Nordeste, o planejamento estratégico brasileiro exigiria a construção de novos linhões de transmissão, atravessando todo o país e impondo elevados custos à sociedade, para que a demanda por energia da Região Nordeste fosse atendida por geradores de outras regiões (Sudeste e Norte).

Note-se que tais distorções deram um sinal equivocado ao mercado, desincentivando a implantação de novos empreendimentos – incluindo novas usinas térmicas – mais próximas ao consumo e, portanto, deslocando a implantação de empreendimentos para localidades menos eficientes ou prioritárias do ponto de vista de otimização do sistema interligado nacional.

Realmente agride a lógica pretender que os valores das TUSTs para os geradores localizadas próximos do mercado consumidor sejam tão mais elevados que daqueles geradores localizados em regiões que exportam energia, desprezando-se, por completo, o princípio do sinal locacional (“quem onera mais, paga mais”).

A componente selo das tarifas, que remunera a parcela não utilizada do sistema de transmissão (ociosa), devido ao critério de planejamento da rede preconizar o nível de

confiabilidade N-1, alocada proporcionalmente aos montantes de uso do sistema de transmissão contratados, representa parte significativa das tarifas e deve ser reduzida em benefício da intensificação do sinal locacional.

Isto posto, entende-se que as premissas utilizadas no cálculo das tarifas reflitam as reais condições operativas do sistema bem como intensifiquem o sinal locacional, reduzindo-se até a parcela selo da tarifa.

26. (X-a) Qual o ponto de equilíbrio entre flexibilidade e inflexibilidade termelétrica, para uma matriz elétrica que necessita, e continuará necessitando, de despachabilidade? (X-b) E nesse sentido, como revelar a justa precificação da flexibilidade do suprimento de gás natural?

As termelétricas foram concebidas para atuar de forma complementar, somente em situações de hidrologias críticas sucessivas e prolongadas; nas demais condições, o regime sazonal da vazão afluente às hidroelétricas era totalmente compensado pelas variações de energia armazenada nos seus próprios reservatórios.

Com o crescimento do consumo e a redução da capacidade de regularização dos reservatórios, as termelétricas foram contratadas como fonte energética de disponibilidade, funcionando como suplementação de carga em caso de aumento de demanda e em condições adversas dos níveis dos reservatórios.

Mais recentemente, com o avanço das fontes intermitentes, as termelétricas têm sido chamadas também a operar para compensar variações de geração e para atuar como reserva quente do sistema, agregando segurança elétrica, além da energética.

Portanto, as termelétricas têm um importante atributo para o sistema: garantir a segurança eletroenergética do SIN. Assim, torna-se de extrema importância determinar os montantes de geração termelétrica na matriz elétrica brasileira, que assegurem esta confiabilidade ao SIN.

Para dar suporte a intermitência no SIN, entende-se ser necessária a contratação ou mesmo a adequação de projetos existentes de termelétricas com diferentes atributos:

- ✓ Geração termelétrica com Inflexibilidade (na Base), para recuperação do nível dos reservatórios. Com *ToP* igual ou superior a 80%; Contratos de longo prazo a preços competitivos; penalidades limitadas; previsão de redundância operacional, sobressalentes (maior almoxarifado).

- ✓ Geração termelétrica Flexível, para dar suporte a serviços como: Atendimento à Ponta, Suporte à intermitência, Controle de tensão e frequência. Com *ToP* mais baixos, por exemplo, 20%; contratos de Curto Prazo ou Spot ou mesmo suprimento por meio de armazenamento.

27. Investimentos em estruturas de estocagem de gás natural podem ser muito úteis na otimização do uso dos recursos energéticos e para atenuar os efeitos da variabilidade da demanda, especialmente em um cenário de desverticalização da indústria do gás.

(XI-a) Em que dimensão a estocagem de gás natural será necessária? Quais sinais econômicos e regulatórios seriam fundamentais para viabilizar esses investimentos no médio e longo prazo? (XI-b) Como compatibilizar o despacho termelétrico (flexível ou inflexível) com a entrega de cargas de GNL (discretas)?

Na questão referente a estocagem de gás natural, propõe-se:

I - Estocagem nos Navios de FSRU:

Necessidade de planejar a gestão integrada entre os estoques de GNL nos FSRUs e o planejamento da operação da geração termelétrica a GNL para Serviços de Sistema (atendimento a ponta, intermitência, controle tensão e frequência, etc). É necessária uma maior participação do ONS neste planejamento da operação.

Evitar grandes perdas por *Boil-off*, mantendo, assim, uma programação de compras no *Spot* alinhada com o despacho das termelétricas flexíveis.

II - Análise dos Parâmetros e Comparação com Terminal Onshore:

- ✓ Custo;
- ✓ Necessidade Real;
- ✓ Potencial Geológico;
- ✓ Características da estocagem subterrânea de gás natural.

Atendimento à toda a estrutura atual e não apenas ao setor elétrico, sendo necessário maior envolvimento dos produtores de Gás Natural.

Um ponto importante é que a infraestrutura de estocagem exige investimento significativo com necessidade de operação de longo prazo para garantir o retorno adequado dos investimentos. Por ser uma infraestrutura nova no Brasil, incentivos devem ser promovidos de modo a garantir a contratação de longo prazo e a oferta dos seus benefícios (flexibilidade, segurança do suprimento, diminuir a infraestrutura necessária para atendimento a demanda máxima, valorizar a capacidade ociosa da infraestrutura possibilitando a entrega do gás quando houver disponibilidade e diminuir possíveis flutuações no preço) ao setor de gás. A correta remuneração dos investidores em estocagem deve levar em conta todos os seus benefícios serviços promovidos para o sistema.

Destaca-se atualmente alguns desafios regulatórios que estão associados a estocagem de GNL em FRSUs e podem ser generalizados para outros tipos de estocagem: não há segregação de estoque entre o gás dos clientes; é necessário realizar uma conta balanço para harmonizar entradas e retiradas de gás pelos clientes ao longo do tempo; é importante definir regras claras para a responsabilidade na reposição dos estoques e seus impactos entre os clientes da estocagem. Existem também a questão tributária que limita a mistura de carga de dois agentes distintos no terminal e questões concernentes à qualidade do gás recebido e armazenado o que demandaria especificação mais detalhada.

A compatibilização do despacho com a entrega das cargas de GNL pode ocorrer com a estocagem de gás e também com uma melhor previsibilidade do despacho. Para o supridor de GNL, a previsibilidade no despacho é tão importante quanto a própria flexibilidade da UTE. Esta previsibilidade do despacho está relacionada, tanto as datas de nominação das cargas, como na duração do despacho. Uma redução das datas de nominação da parcela flexível – no caso de programação mensal de despacho - reduziria o preço do GNL e aumentaria o número de ofertantes.

Quanto à previsibilidade relacionada à duração do despacho, nossa sugestão é possibilitar o gerador termelétrico, no ato do cadastramento da térmica no leilão, estabelecer um tempo mínimo de despacho para a parcela flexível da termelétrica. Neste contexto, o empreendedor termelétrico pode escolher o tempo mínimo de despacho equivalente ao consumo de um navio de GNL, dando assim previsibilidade a toda a cadeia de suprimento de GNL. Este tempo mínimo deverá ser considerado no cálculo do Δk .

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?

Caso tais indisponibilidades sejam passíveis de previsão pode-se reconhecê-las nos índices de referência de indisponibilidade do projeto.

No caso de eventuais faltas de suprimento de gás por indisponibilidade da infraestrutura de E&P, não acomodadas no TEIF e IP declarados pelo empreendedor termelétrico, este empreendedor deverá buscar, no mercado secundário de gás natural,

um gás para ser utilizado como backup. Caso o gás seja adquirido no mercado spot, é importante que a térmica seja remunerada de forma diferenciada para que haja compatibilidade com os custos mais elevado (ou não) deste mercado. Adicionalmente, até a criação do mercado secundário, o MME deverá criar um mecanismo que possibilite o uso do gás da partilha para este fim.

29. É reconhecido que as termelétricas fornecem serviços e produtos que poderiam ser tratados de forma separada, tais como segurança energética e elétrica, atendimento à ponta, acompanhamento da curva de carga.

(XIII-a) Como reconhecer os produtos e serviços oferecidos pelas usinas termelétricas, além do suprimento energético? (XIII-b) Como definir e precificar esses produtos e serviços de forma adequada? (XIII-c) De que forma seria possível incentivar a maximização dos benefícios intrínsecos a cada tipo de usina? (XIII-d) A expansão deve fomentar a especialização das usinas termelétricas, por serviço? (XIII-e) As ferramentas computacionais disponíveis necessitam de aperfeiçoamento para capturar estes serviços?

Aqui cabe o entendimento discorrido nos itens V e X.

O mercado de eletricidade tem como característica intrínseca o balanceamento quase instantâneo entre oferta e demanda. Portanto, os produtores (geradores) devem ser capazes de acompanhar a curva de carga a todo o momento. No entanto, os requisitos exigidos destes agentes no momento da contratação de energia não são suficientes para distinguir as condições de qualidade proporcionadas por cada produtor.

Apesar dos esforços da EPE (Plano Decenal, Plano Energético Nacional, etc.), a expansão nem sempre logra, na prática, o portfólio ótimo de fontes para o país. Mais ainda, a metodologia atual contempla somente o projeto isolado, sem contabilizar sinergias com outras fontes (contribuição locacional e temporal). Vale lembrar que cabe ao planejador o direcionamento a longo prazo do sistema e do mercado, indicando necessidades ao longo do tempo por fonte e região.

Além do suprimento energético, outros serviços prestados por geradores podem agregar qualidade ao suprimento de energia no intuito de possibilitar o funcionamento apropriado da rede e atendimento da carga. A metodologia atual ainda não reconhece nem remunera o pagamento do conjunto completo dos benefícios de cada fonte de geração de energia (serviços ancilares, controle de frequência, autorestabelecimento, reserva girante, ponta, confiabilidade, meio ambiente, segurança, etc.) e não incorporou aspectos de modelagem cuja importância cresceu ao longo do tempo, como a incerteza das fontes renováveis, incerteza do combustível ou os aspectos da transmissão, que deveriam ser incorporados de forma que a comparação entre projetos considere todas as particularidades dos mesmos e o benefício para o sistema de forma mais ampla.

O critério atual de seleção das usinas termelétricas por disponibilidade nos Leilões é realizado por comparação dos ICB (Índice Custo Benefício) que valora o custo esperado da energia produzida por cada usina ao longo do prazo contratual.

Este critério não valora particularidades dos projetos termelétricos, mas tão somente o custo da energia (MWh), promovendo uma comparação entre projetos de características muito diferentes, o que trouxe efeitos colaterais indesejados, como, por exemplo, a contratação de grandes blocos de usinas termelétricas com CVUs altos concentrados em uma região ou localidade.

O ICB tampouco capta o impacto financeiro indireto decorrente de eventuais mudanças estruturais na oferta de energia no Mercado de Curto Prazo, sobretudo aquelas decorrentes da contratação de usinas com perfil de backup para o sistema e que, devido a sua forma de contratação, aumentam de forma perene o volume de transações no Mercado de Curto Prazo da CCEE.

Este maior volume de transações provoca, em situações de PLD alto, um aumento no risco financeiro do setor como um todo e pode gerar custos para o consumidor que não estão devidamente precificados.

Em situações em que se faça necessário utilizar todo parque térmico de forma contínua, pode ocorrer um aumento estrutural da exposição financeira de curto prazo da geração hídrica, que revertem em custos adicionais para os consumidores. Também há um estímulo, também estrutural, para que os geradores hídricos não cotistas diminuam a oferta de contratos de longo prazo em detrimento de contratos curtos, o que também acaba por transferir o risco e os custos ao consumidor.

As soluções para tal distorção podem ser direcionadas de duas formas distintas.

A primeira é a maior sofisticação da forma de comparação entre as usinas nos Leilões. Uma visão de portfólio permitiria a correta avaliação do custo/benefício dos projetos, evitando desperdícios (energéticos e econômicos), otimizando o atendimento (em custo e qualidade). Agregaria transparência ao mercado, que pode balizar expectativas em relação à evolução esperada para cada fonte, permitindo que cada agente se planeje para o atendimento às demandas futuras.

Nesse caso, poderão ser modelados atributos específicos de cada usina, evidenciando mais claramente a necessidade do suporte de uma geração menos vulnerável às incertezas climáticas; de combustível; meio ambiente; e aos aspectos da transmissão, com geração mais próxima aos centros de carga (como as termelétricas), de forma que a comparação entre projetos considere todas as particularidades dos mesmos e o benefício para o sistema de forma mais ampla.

Com uma remuneração adequada, o modelo dá sinais aos agentes que mitigam riscos estimulando os investimentos necessários para a prestação dos serviços. Os consumidores ficarão menos expostos a falhas de suprimento causadas por restrições elétrico-energéticas.

A segunda é o maior papel do planejamento na fase das diretrizes e habilitação técnica dos Leilões. Nessa segunda linha, o planejamento passaria a direcionar a contratação das usinas, por meio de publicação de diretrizes para os Leilões, que determinaria,

dentre outros, a tecnologia, fonte, região (submercado), modalidade de contratação, direitos e obrigações dos geradores e montante mínimo de geração térmica a ser contratada.

Há inclusive a necessidade de adequações aos atuais geradores que prestam outros serviços ao sistema, não somente a confiabilidade energética. Em termos de precificação, o tratamento às termelétricas seria a adoção de CVU diferenciado ou ressarcimento do adicional de custo incorrido via Encargo de Serviços de Sistema – ESS, em razão do aumento do consumo específico de combustível quando a planta opera em carga reduzida ou ciclo aberto fornecendo reserva quente ao sistema, ou seja, fora de sua condição técnico-econômica ótima. Para as centrais em reserva de prontidão requer-se-ia, ao menos, o ressarcimento dos custos de partida. Além do benefício à confiabilidade do sistema advindo da disponibilidade e da despachabilidade de usinas que deve ser reconhecido e remunerado adequadamente.

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?

Para fins de planejamento integrado entre os setores de gás e elétrico, propõe-se que:

- Ocorram leilões de oferta de gás e capacidade de transporte como etapa inicial ao processo de viabilização de projetos termelétricos, assim como são realizadas a etapa preliminar de disputa por capacidade de escoamento no sistema de transmissão. Nesta etapa é interessante que outros *players* consumidores de gás natural participem a fim de promover maior competitividade;

- De forma subsequente, a partir da produção e capacidade contratada nos leilões de gás, devem ocorrer os leilões de energia com produto termelétrico, cuja disputa seria preconizada principalmente pela eficiência termelétrica, localização.

Entendemos que as ferramentas de planejamento da expansão da oferta de energia devem considerar o mesmo planejamento do lado da oferta de gás, considerando a demanda energética, risco de déficit aceitável e critério de otimização econômico.

Ademais, as ferramentas computacionais utilizadas atualmente precisam de aperfeiçoamentos para capturar as necessidades elétricas de atendimento a carga e não apenas energéticas do sistema. Ou seja, além de atendimento energético nos patamares de carga semanais, os modelos devem perceber a variação da carga e geração intermitente em patamares horários, além de características elétricas e de confiabilidade.

Seria interessante o mercado ter informações sobre a utilização das infraestruturas de gás, de forma a possibilitar a determinação de desenvolvimento potencial considerando restrições de infraestrutura. A transparência de informações é essencial para possibilitar a identificação de restrições de infraestrutura na cadeia do gás e possibilitar o planejamento de despacho.