



Rio de Janeiro, 06 de setembro de 2024
ABRAGET 030/24

À

**Agência Reguladora de Energia e Saneamento do Estado do Rio de Janeiro -
AGENERSA**

Av. Treze de Maio, 23, 23º andar, Centro – RJ – CEP: 20031-902

**Assunto: Contribuições da ABRAGET sobre CUSD para o segmento Termelétrico
Ref.: Processo Regulatório n.º SEI-480002/003694/2024. Consulta Pública
AGENERSA n.º 2/2024.**

Prezados Senhores,

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE GERADORAS TERMELÉTRICAS - ABRAGET, associação com fins não econômicos, com sede na cidade do Rio de Janeiro, estado do Rio de Janeiro, na Praia de Botafogo, 228, sala 609, inscrita no CNPJ (MF) sob o nº 05.045.195/0001-00, vem respeitosamente, apresentar seus comentários para a Consulta Pública AGENERSA n.º 02/2024, que trata da homologação do Contrato de Uso do Sistema de Distribuição para o segmento Termoelétrico, no âmbito da concessão de gás canalizado no Estado do Rio de Janeiro.

I. Considerações Iniciais

Antes de entrarmos especificamente nas contribuições propriamente ditas, a ABRAGET entende ser imperioso que as ações atinentes ao processo que visa à reformulação do arcabouço regulatório para os agentes Autoprodutores, Autoimportadores e Consumidores Livres sejam concluídas na maior brevidade possível, sobretudo a definição da TUSD e TUSD-E, de forma a encerrar o grave cenário de insegurança jurídica e instabilidade regulatória que se apresenta, em prejuízo do mercado de gás natural no Estado do Rio de Janeiro e, conseqüentemente, de sua própria economia.

Além disso, deve ser definida a metodologia de cálculo da tarifa para os agentes livres no setor termelétrico, incluídos aqueles atendidos por gasodutos dedicados, os quais aguardam desde 2009 pela regulamentação e consolidação das regras então definidas pela Lei n.º 11.909/2009. Tivemos um importante avanço com a Deliberação AGENERSA

n.º 4.142/2020, no entanto, somente com a conclusão do processo regulatório em andamento e o estabelecimento da TUSD e TUSD-E será possível estabelecer a segurança jurídica e regulatória tão necessária para atrair investimentos.

Quanto à metodologia de cálculo da TUSD-E, a ABRAGET renova as considerações realizadas na ocasião da Consulta Pública AGENERSA n.º 01/2023 - Metodologia de Cálculo da TUSD e TUSD-E, no sentido de que é crucial que a metodologia de cálculo reflita as especificidades de custo de Operação e Manutenção (O&M) de cada gasoduto dedicado, como também o investimento despendido pela distribuidora (CAPEX), caso haja participação desta na construção do gasoduto. Destaca-se a importância de a regulamentação considerar a hipótese de amortização integral da infraestrutura, em que o usuário passaria a remunerar a distribuidora somente pelo custo de O&M do gasoduto.

II. CUSD Termelétrico e formas de remuneração das UTEs do Rio de Janeiro

Em relação à Consulta Pública AGENERSA n.º 02/2024, objeto desta manifestação, enfatizamos que a implementação de um Contrato de Uso do Sistema de Distribuição específico para o segmento Termelétrico (CUSD Termelétrico), desde que em harmonia com a regulamentação vigente do setor, representa um passo fundamental para restaurar o protagonismo do Rio de Janeiro na vanguarda da abertura do Mercado de Gás.

É fundamental que o CUSD Termelétrico seja alinhado com a legislação e regulação vigentes, estabelecendo de forma clara e inequívoca que sua aplicação se restringe aos agentes termelétricos conectados à malha de distribuição da concessionária. Para os agentes termelétricos atendidos por gasodutos dedicados, a Lei 14.134/2021 e a Deliberação AGENERSA nº 4.142/2020 estabelecem a aplicação de contratos de operação e manutenção. Portanto, é imprescindível que o CUSD a ser homologado contemple essa distinção, a fim de garantir a segurança jurídica e a previsibilidade regulatória do setor, evitando assim a criação de interpretações divergentes e possíveis conflitos contratuais.

Como é sabido, as usinas termelétricas, associadas da ABRAGET, são agentes do setor elétrico brasileiro e, algumas delas, localizadas no Estado do Rio de Janeiro, na condição, ou em processo, de se tornar usuários livres de gás natural, utilizam as infraestruturas e/ou serviços prestados pela concessionária Naturgy para obter o suprimento do seu combustível.

O setor elétrico vem passando por uma forte evolução operativa e, nos últimos anos, as usinas termelétricas tiveram sua forma de operação alterada, para fazer frente aos

novos desafios sistêmicos, em especial à geração intermitente das fontes renováveis eólica e fotovoltaica. Com isso, o modo de acionamento e, via de consequência, de remuneração das termelétricas vem sofrendo mudanças significativas. Diante da nova realidade, é premente que as indústrias relacionadas à geração termelétrica a gás natural também se ajustem, do ponto de vista operacional e remunerativo, para também se adequarem às necessidades atuais do setor elétrico e de seus consumidores.

Cabe ressaltar que as atuais termelétricas em operação no Estado do Rio de Janeiro possuem as seguintes formas de remuneração:

a) Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), oriundos dos Leilões de Energia Elétrica:

Neste tipo de contrato, a Receita de Venda de cada usina é composta pela (i) Receita Fixa, aplicada independentemente do despacho demandado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), para remuneração dos custos fixos atrelados à disponibilidade do empreendimento, os quais incluem os custos vinculados ao uso do sistema de distribuição do gás natural; e (ii) pela Parcela Variável, aplicada somente quando do despacho da usina, tomado como referência o Custo Variável Unitário (CVU), em R\$/MWh, e o volume de energia despachada no período de um mês, em MWh, basicamente para efeitos de remuneração do custo do combustível e pequena parcela relativa ao O&M incremental decorrente do acionamento da usina.

Nos Leilões de Energia, o Índice de Custo Benefício (ICB) é utilizado para a ordenação econômica dos empreendimentos de geração termelétricos para efeitos de classificação no certame. Trata-se, portanto, de uma estimativa do quanto irá custar a energia para o comprador, durante o prazo de vigência do contrato por disponibilidade de energia.

Os requisitos deste tipo de Leilão estão voltados para o despacho energético, isto é, valoriza-se o custo total do empreendimento, pois se considera que a usina deverá gerar por períodos longos. De uma forma simplificada, são usinas termelétricas voltadas para a recuperação dos níveis dos reservatórios, com acionamento previsto para ocorrer em caso de necessidade energética, quando falta energia especialmente nos períodos de escassez hídrica. Neste caso, as termelétricas são de Ciclo-Combinado, uma vez que apresentam maior eficiência para despachos mais prolongados demandados pelo ONS. Estas usinas se caracterizam por um CVU mais econômico, entretanto, dada a perspectiva de um maior período de despacho, demandam maiores custos de Operação e Manutenção, o que acarreta uma Receita Fixa maior, comparada à de uma usina termelétrica com característica mais flexível, como as de Ciclo-Aberto.

b) Contrato de Potência de Reserva de Capacidade (CRCAP), na modalidade de disponibilidade de potência:

O Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) foi definido através da Lei 14.120/2021. Trata-se da nova forma de contratação de empreendimentos termelétricos, uma vez que está voltado para atendimento aos Critérios de Suprimento estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) em 2019. Portanto, é um Leilão voltado para atendimento à Segurança Elétrica, o que demanda um despacho mais flexível, por parte dos geradores termelétricos.

Busca-se garantir, através dos CRCAPs, o atendimento da potência requerida em determinados períodos do dia, em especial no horário de ponta, durante as primeiras horas da noite. É esse o período em que há a saída da fonte fotovoltaica e, ao mesmo tempo, o ápice do consumo dos usuários. Destarte, o acionamento das termelétricas sob esse regime é diferente do regime dos CCEARs, exposto no item anterior. Aqui, as usinas devem ser acionadas por algumas horas por dia, poucos dias por ano, de forma rápida (rampa curta de acionamento), e por isso há maior aderência das plantas termelétricas em ciclo aberto.

O primeiro Leilão de Reserva de Capacidade ocorreu em dezembro de 2021 e o segundo deverá ocorrer ainda em 2024. No LRCAP de 2021, o índice aplicado como critério de seleção dos empreendimentos foi o Preço da Potência, em R\$/ano, e foi previsto, também para efeitos de competitividade no Leilão, um despacho de apenas 120 horas por ano. Ou seja, dada a perspectiva de um despacho bem reduzido, é importante que a Receita Fixa seja a mais baixa possível. Por outro lado, é cabível que o CVU seja mais elevado, devido à característica de flexibilidade da usina. Além disso, ao não possuir previsão de acionamento em volume significativo, é natural que o suprimento de combustível tenha preços mais altos, quando comparado com os preços obtidos por uma termelétrica adquirida sob as condições de um Leilão de Energia e seus CCEARs.

Para o LRCAP previsto para 2024, a minuta de Portaria com as Diretrizes para o Leilão estabelece características de elevadíssima flexibilidade do despacho, ainda superiores às do LRCAP de 2021. Com isso, nota-se que a operação das usinas termelétricas foi alterada para acompanhar as necessidades sistêmicas, devendo se reduzir ao máximo os custos fixos arcados pelas centrais geradoras, inclusive os relativos à distribuição do gás natural.

c) Usinas *merchant*: termelétricas sem contratos com remuneração previamente aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL):

Algumas termelétricas já se encontram sem contratos de venda de energia em ambiente regulado e outras estão com contratos já se encerrando a partir de 2025, podendo permanecer assim até o início de um próximo contrato de longo prazo (a exemplo do CRCAP, proveniente do LRCAP de 2024).

No mercado nacional, as termelétricas são despachadas centralizadamente pelo ONS, de acordo com o Custo Marginal de Operação (CMO), que simplificada representa o custo da geração de um MWh adicional ao sistema. Portanto, diariamente, as usinas termelétricas com CVU menores ou iguais ao CMO são despachadas pelo ONS.

As usinas termelétricas sem contrato de energia (*merchant*) necessitam que seus respectivos CVUs sejam aprovados pela ANEEL. Quando uma usina termelétrica *merchant* é despachada, sua receita deve ser capaz de remunerar tanto seus custos variáveis quanto seus custos fixos, inclusive os custos fixos existentes durante os períodos em que a termelétrica não está sendo despachada. Afinal, não há contrato para remuneração mensal de suas despesas fixas, o que inclui o custo de uso do sistema de distribuição do gás natural.

Desta forma, os CVUs das usinas termelétricas a gás natural sem contrato tendem a ser mais elevados. A tendência é que as termelétricas *merchant* sejam despachadas somente em períodos hidrológicos bastante críticos, como ocorreu em 2014 e, principalmente, em 2021.

Portanto, daqui para frente teremos três tipos de situações que deverão ser criteriosamente analisadas para efeitos de homologação do CUSD para o segmento Termelétrico: (i) usina termelétrica com contrato prevendo um despacho flexível diário de pouca duração, com uma Receita Fixa menor; (ii) usina termelétrica com contrato prevendo um despacho mais constante, com uma Receita Fixa maior; e (iii) usina sem contrato e, consequentemente, sem Receita Fixa, sujeita ao despacho apenas em condições críticas do SIN.

III. Contribuições à Consulta Pública AGENERSA n.º 02/2024

Expostos os pontos acima, relevantes para fundamentar as contribuições que faremos, são listadas a seguir as principais alterações sugeridas para a Consulta Pública desta Agência sobre o CUSD Termelétrico.

Da análise do CUSD específico para o segmento industrial, disponibilizado pela AGENERSA na presente etapa da Consulta Pública, o ponto que mais pode causar impacto para o segmento termelétrico é a **Cláusula 2.5** (compromisso de *take or pay* e *ship or pay*) reproduzida abaixo.

2.5 A partir do INÍCIO DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO, o USUÁRIO obriga-se a utilizar e, se não utilizar, a pagar à CONCESSIONÁRIA pela capacidade mínima contratada anual correspondente a 90% (noventa por cento) da CAPACIDADE DIÁRIA CONTRATADA multiplicada pelos DIAS do período de apuração de cobrança correspondente, nos termos indicados do item 2.5.1 abaixo ("CAPACIDADE MÍNIMA CONTRATADA ANUAL"). Caso não seja atingida a referida CAPACIDADE MÍNIMA CONTRATADA ANUAL em cada período de apuração de cobrança, a diferença entre a CAPACIDADE MÍNIMA CONTRATADA ANUAL e aquela efetivamente utilizada pelo USUÁRIO será cobrada no documento de cobrança aplicável, com base na TUSD vigente no momento da cobrança, conforme item 6.1 abaixo.

A cláusula propõe fixar montante de *ship or pay* mínimo de 90%, o que não condiz com as práticas atuais do setor elétrico em relação às usinas térmicas. Ademais, vale comentar que os CUSDs vigentes das termelétricas conectadas à rede da Naturgy já preveem compromissos mínimos inferiores ao patamar de 90% da Capacidade Diária Contratada (CDC).

Os contratos vigentes preveem um compromisso mínimo mensal de 70% (setenta por cento) com base nas capacidades programada em base mensal e não de 90% (noventa por cento) com base na CDC.

A introdução de um compromisso mínimo de 90% (noventa por cento) da CDC, mantendo-se as tarifas atuais (vale ressaltar: uma das mais elevadas do país), desestabiliza a estrutura de custos dos usuários, causando grave desequilíbrio econômico-financeiro aos contratos vigentes e inviabilizando projetos novos e existentes, com a consequente perda de competitividade do Estado do Rio de Janeiro na atração de novos projetos e na manutenção dos atuais. Aplicar o compromisso mínimo de 90% aumentará significativamente a receita da concessionária em valores não previstos no processo de revisão tarifária, onerando o setor termelétrico e prejudicando sua sobrevivência.

A definição de um compromisso mínimo fixo deveria, necessariamente, ser antecedida pela conclusão do processo de revisão tarifária (4º e 5º ciclo) das concessionárias do Rio de Janeiro e, no caso do Contrato de O&M para os agentes atendidos por gasoduto dedicados, da implantação das tarifas específicas (TUSD-E), conforme §1º do Art. 29 da Lei 14.134/2021.

Aplicar 90% de compromisso mínimo aumentará significativamente a receita da concessionária em valores não previstos no processo de revisão tarifária, onerando o setor termelétrico e prejudicando sua sobrevivência.

Em uma análise muito simples, um empreendimento termelétrico que vise participar do próximo LRCAP, com as atuais diretrizes previstas para o certame, estará em posição de desvantagem competitiva quanto maiores forem seus custos fixos, pois terá um Preço de Potência elevado, o que o fará ser deslocado na ordem de contratação, podendo, inclusive, não se sagrar vencedor do certame.

Os Custos Fixos para usinas termelétricas *merchant*, em caso de *ship or pay* de 90%, têm representatividade ainda mais significativa, pois se somam aos riscos da incerteza do despacho, “penalizando” fortemente os empreendimentos termelétricos existentes sem CCEAR ou CRCAP. Quanto maior o CVU da UTE *merchant*, ademais, mais baixa é sua probabilidade de ser acionada. Assim, o incremento dos custos fixos pode influenciar na decisão do empreendedor da usina pela sua desmobilização, acarretando perdas econômicas ao Estado do Rio de Janeiro e à segurança elétrica e energética do SIN.

Um dos aspectos cruciais relacionados aos custos do empreendimento é a tarifa de movimentação de gás natural. Portanto, ao aumentar para 90% o pagamento mínimo, usando uma tarifa desarrazoada (sem especificidade e com volume subdimensionado), o Receita Fixa (RF) de todas UTEs do Rio de Janeiro será incrementado, prejudicando não só a competitividade da usina em si, mas também a atratividade do Estado do Rio de Janeiro para investimento em centrais termelétricas. Além disso, com a saída das termelétricas existentes da malha e a inexistência de novos projetos, ante o custo da distribuição de gás canalizado, a tarifa aplicável aos demais segmentos, como industrial, residencial e GNV, aumentará de modo significativo, afastando, por sua vez, a entrada e a manutenção de novos empreendimentos comerciais e industriais.

Portanto, é urgente e necessário que a AGENERSA conclua as revisões tarifárias para o 4º e 5º ciclo das concessionárias do Rio de Janeiro e defina uma metodologia de TUSD-E para UTEs novas e existentes atendidas por gasodutos dedicados, antes de aprovar qualquer modificação na cláusula de compromisso mínimo mensal existente nos CUSDs atualmente vigentes.

Considerando as diferentes formas de contratação das termelétricas no Estado do Rio de Janeiro, entende-se necessário estabelecer uma distinção acerca da cobrança da capacidade mínima anual (*ship or pay*) entre (i) as usinas *merchant* e (ii) as usinas contratadas (que possuem CRCAP ou CCEAR).

Como evidenciado acima, as usinas *merchant*, por estarem descontratadas, não possuem Receita Fixa atrelada à sua geração, sendo remuneradas pelo CVU associado ao empreendimento apenas quando do despacho do ONS, que usualmente ocorre em situações hidrológicas mais críticas. Nesse sentido, considerando a imprevisibilidade associada à geração de energia e à ausência de remuneração fixa, é fundamental que seja dado tratamento específico a esses empreendimentos na minuta do CUSD Termelétrico.

Dessa forma, sugere-se incluir (i) a definição de usuário *merchant* e (ii) a exceção à regra do compromisso de pagamento mínimo para o usuário *merchant*, de modo afastar esse pagamento, fixando-o em zero. A proposta de redação a ser incluída na minuta está transcrita abaixo:

USUÁRIO MERCHANT: AGENTE LIVRE ou PARCIALMENTE LIVRE que tenha celebrado o CUSD TERMELÉTRICO com a CONCESSIONÁRIA e que não possua contrato de energia celebrado no ambiente de contratação regulada.

2.5. Para o USUÁRIO MERCHANT, não haverá compromisso de pagamento mínimo do sistema de distribuição (PMSD).

Para as demais usinas, que possuem contrato de energia vigente, entende-se necessário reduzir o percentual de compromisso mínimo anual proposto para 2% (dois por cento), de modo a contemplar as necessidades específicas e peculiaridades dos agentes termelétricos. Dessa forma, nossa sugestão é que a **Cláusula 2.5** do CUSD Termelétrico tenha a seguinte redação:

2.5 A partir do INÍCIO DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO, o USUÁRIO obriga-se a utilizar e, se não utilizar, a pagar à CONCESSIONÁRIA pela capacidade mínima contratada anual correspondente a 2% (dois por cento) da CAPACIDADE DIÁRIA CONTRATADA multiplicada pelos DIAS do período de apuração de cobrança correspondente, nos termos indicados do item 2.5.1 abaixo ("CAPACIDADE MÍNIMA CONTRATADA ANUAL"). Caso não seja atingida a referida CAPACIDADE MÍNIMA CONTRATADA ANUAL em cada período de apuração de cobrança, a diferença entre a CAPACIDADE MÍNIMA CONTRATADA ANUAL e o efetivamente consumido pelo USUÁRIO será cobrada no documento de cobrança aplicável, com base na TUSD vigente, conforme item 6.1 abaixo.

O valor de 2% da Capacidade Diária Contratada está alinhado ao previsto na regulação do Estado do Rio Grande do Sul, conforme Resolução Homologatória AGERGS nº 442/2023, e corresponde ao montante máximo adequado a se cobrar de agentes que desconhecem se e quando serão acionados para gerar energia. Com a previsão de um baixo pagamento no período em que a termelétrica não está despachada, garante-se que apenas ocorra aumento de despesas, ao agente de geração e ao consumidor final, quando o acionamento da UTE se faça necessário ao sistema e aos cidadãos.

Alternativamente, considerando que o uso efetivo do gasoduto para movimentação da molécula de gás pelos usuários termelétricos está diretamente relacionado ao despacho do ONS para geração de energia, sugere-se que seja estabelecido (i) um valor fixo mensal, devido pelo usuário para reserva de capacidade do gasoduto pela distribuidora, e (ii) um valor variável, devido quando do uso efetivo da capacidade pelo usuário.

Essa mecânica está alinhada à regulação do Estado do Espírito Santo, que, no âmbito da Decisão ARSP/DG nº 002/2024, fixou valores específicos para (i) a Parcela de Reserva de Capacidade (PRC), em R\$/mês, valor fixo devido para reserva da capacidade no gasoduto da concessionária; e (ii) a Parcela de Uso de Capacidade (PUC), em R\$/MWh, tarifa reduzida aplicável quando do uso efetivo do sistema, variável conforme faixa de consumo das termelétricas, conforme tabela abaixo¹:

ANEXO II
TABELA CONTENDO PRC (PARCELA DE RESERVA DE CAPACIDADE) E PUC (PARCELA DE
USO DE CAPACIDADE) DO SEGMENTO TERMOELÉTRICO*
ES GÁS – COMPANHIA DE GÁS DO ESPÍRITO SANTO
VÁLIDA A PARTIR DE 01/05/2024

Segmento Termoeletrico				
Classe	Valor Mensal	Parcela de Reserva de Capacidade - PRC		Parcela de Uso de Capacidade - PUC
	(m³)	(R\$/MÊS)		(R\$/m³)
1	-	15.000,00	4.926,28	0,2759
2	15.000,01	45.000,00	5.408,96	0,2439
3	45.000,01	300.000,00	8.079,44	0,1844
4	300.000,01	900.000,00	15.825,03	0,1585
5	900.000,01	3.000.000,00	45.131,06	0,1259
6	3.000.000,01	9.000.000,00	131.257,23	0,0973
7	9.000.000,01	15.000.000,00	204.285,94	0,0746
8	15.000.000,01	30.000.000,00	221.225,22	0,0619
9	30.000.000,01	60.000.000,00	243.925,58	0,0463
10	Acima de 60.000.000,01		348.465,14	0,0324

(*) Os valores não incluem tributos. Esses serão aplicados conforme a legislação vigente.

Nesse sentido, dado o histórico de consumo mensal das termelétricas do Estado do Rio de Janeiro, sugere-se que seja estabelecido um valor fixo mensal no montante de R\$ 300 mil a título de encargo para a reserva da capacidade da concessionária de distribuição, somado a uma tarifa variável reduzida quando do efetivo uso da infraestrutura.

Outro ponto importante a ser equacionado em relação ao campo das propostas do CUSD para o segmento industrial, notadamente, são as **Cláusulas 9.1.2 e 9.1.3**, transcritas abaixo, pois há uma latente incompatibilidade entre os prazos exigidos pela Distribuidora e aqueles estabelecidos pelos Transportadores de Gás e pelo despacho do ONS.

¹¹ Fonte: Decisão ARSP/DG nº 002/2024. Disponível em: <
https://arsp.es.gov.br/Media/arsi/Legisla%C3%A7%C3%A3o/Resolu%C3%A7%C3%B5es%20G%C3%A1s%20Natural/ARSP/2024/Decisao_DG_N%C2%BA_002.2024.pdf>

9.1.2 Programação Diária

(i) A QUANTIDADE DIÁRIA MOVIMENTADA PROGRAMADA para o PONTO DE ENTREGA em um determinado DIA poderá ser aumentada ou diminuída pelo USUÁRIO, observado o limite da CAPACIDADE DIÁRIA CONTRATADA, na forma indicada pela CONCESSIONÁRIA, até às 9h (nove horas) do DIA anterior ao DIA de movimentação do GÁS. Uma vez respeitados os critérios e limites horários de programação, a nova QUANTIDADE DIÁRIA MOVIMENTADA SOLICITADA será considerada QUANTIDADE DIÁRIA MOVIMENTADA PROGRAMADA para o DIA seguinte, para o respectivo PONTO DE ENTREGA.

9.1.3 Alteração Intradiária

(i) Havendo condições técnico-operacionais, a QUANTIDADE DIÁRIA MOVIMENTADA PROGRAMADA de um PONTO DE ENTREGA poderá ser alterada pelo USUÁRIO, na forma indicada pela CONCESSIONÁRIA, até as 9h (nove horas) do DIA da entrega de GÁS, devendo a CONCESSIONÁRIA confirmar ou recusar a solicitação do USUÁRIO até as 18h (dezoito horas) do mesmo DIA. A falta de resposta da CONCESSIONÁRIA será considerada como aceitação tácita da nova QUANTIDADE DIÁRIA MOVIMENTADA PROGRAMADA para o respectivo PONTO DE ENTREGA no DIA em questão.

Sobre este aspecto, destaca-se que, segundo os Procedimentos de Rede, o ONS pode apresentar a programação de geração despachável até às 20h do D-1, ou seja, os agentes termelétricos apenas tomam conhecimento sobre o acionamento de suas usinas no dia anterior ao do despacho. Na prática, o encerramento do processo da programação vem sendo divulgado pelo ONS aos agentes somente após às 21 horas do dia anterior ao despacho, o que torna ainda pior o descasamento operacional entre o ONS e a Distribuidora de gás. De qualquer forma, a redação prevista nas Cláusulas divulgadas para Consulta Pública não atende ao segmento termelétrico.

As exigências apresentadas nas Cláusulas 9.1.2 e 9.1.3, referentes à Programação Diária e à Alteração Intradiária, respectivamente, também se mostram impeditivas à operação nos moldes dos atuais Leilões de Capacidade estabelecidos pelo Ministério de Minas e Energia (MME), uma vez que as atuais diretrizes demandam o despacho termelétrico praticamente em tempo real.

Ademais, assumindo que o objetivo da homologação de um CUSD Termelétrico é viabilizar a operação de térmicas e a expansão do sistema, a ABRAGET entende necessário prever que a programação – especialmente em se tratando de gasodutos ‘isolados’ da malha de distribuição – seja negociada entre as partes.

Dessa forma, sugere-se a seguinte redação para as **Cláusulas 9.1.2 e 9.1.3** do CUSD Termelétrico:

9.1.2 Programação Diária

(i) A CAPACIDADE DIÁRIA PROGRAMADA para o PONTO DE ENTREGA em um determinado DIA poderá ser aumentada ou diminuída pelo USUÁRIO, observado o limite da CAPACIDADE DIÁRIA CONTRATADA, na forma indicada pela CONCESSIONÁRIA, até às 22h (vinte e duas horas) do DIA anterior ao DIA de movimentação do GÁS. Uma vez respeitados os critérios e limites horários de programação, a nova CAPACIDADE DIÁRIA

SOLICITADA será considerada CAPACIDADE DIÁRIA PROGRAMADA para o DIA seguinte, para o respectivo PONTO DE ENTREGA.

9.1.3 Alteração Intradiária

(i) Havendo condições técnico-operacionais, a CAPACIDADE DIÁRIA PROGRAMADA de um PONTO DE ENTREGA poderá ser alterada pelo USUÁRIO, na forma indicada pela CONCESSIONÁRIA, com até uma hora de antecedência.

(ii) Havendo condições técnico-operacionais e interesse de ambas as PARTES, a CAPACIDADE DIÁRIA PROGRAMADA de um PONTO DE ENTREGA poderá ser alterada a qualquer momento do DIA, mediante comum acordo, por escrito, do USUÁRIO e da CONCESSIONÁRIA.

Destaque-se que a importância de permitir a operação intradiária com até uma hora de antecedência se justifica pelas atuais regras de acionamento termelétrico pelo ONS, que preveem o despacho com antecedência de uma hora e meia, apenas. Assim, o agente termelétrico deverá estar apto a acionar a usina, bem como o combustível necessário, no referido arco temporal.

Por derradeiro, é importante registrar que a elaboração e o aprimoramento do CUSD Termelétrico devem caminhar em conjunto com os processos regulatórios em trâmite na AGENERSA, de modo a permitir que a minuta observe integralmente as regulamentações vigentes e os temas objeto de debate no âmbito desta Agência reguladora. Para auxiliar em suas análises, a AGENERSA poderia se valer do Acordo de Cooperação Técnica que possui com a ANP, de forma a preservar a harmonização regulatória com os dispositivos federais.

Por todo exposto, rogamos que a AGENERSA analise as sugestões ora apresentadas pela **ABRAGET** e tome as medidas necessárias para assegurar a total conformidade da minuta de CUSD Termelétrico com a legislação e regulamentação vigentes e as boas práticas comerciais capazes de gerar incentivos para o desenvolvimento do Mercado de Gás Natural no Estado Rio de Janeiro, conferindo maior competitividade ao Estado na atração de investimentos.

De forma resumida, os principais pontos de atenção para o CUSD Termelétrico são:

- i. Inclusão de uma definição para usuário *merchant*;
- ii. Inclusão de uma subcláusula à Cláusula 2.5 para excetuar o usuário *merchant* à regra do compromisso de pagamento mínimo;
- iii. Alteração da Cláusula 2.5, de modo a (ii.1) afastar ou reduzir o *ship or pay* a 2% do CDC ou, alternativamente, (ii.2) incluir uma parcela fixa devida para a reserva da capacidade da distribuidora (em R\$/mês) e uma parcela variável, associada ao consumo efetivo das termelétricas (em R\$/MWh);

Rio de Janeiro, 06 de setembro de 2024.
ABRAGET 030/24

- iv. Modificação da Cláusula 9.1.2, permitindo que o agente termelétrico indique a Capacidade Diária Programada até às 22h do dia anterior; e
- v. Modificação da Cláusula 9.1.3, admitindo operações intradiárias com até uma hora de antecedência.

Por oportuno, a **ABRAGET** reafirma seu compromisso em colaborar com esta agência reguladora para o aperfeiçoamento da regulamentação do setor e permanece à disposição para quaisquer esclarecimentos, e, em particular, para discussão dos problemas relatados, em conjunto com suas associadas.

Mais uma vez, agradecemos a atenção e subscrevemo-nos.

Atenciosamente,



Xisto Vieira Filho

Presidente

Assunto

FAVOR CONSIDERAR ESTA VERSÃO DAS CONTRIBUIÇÕES ABRAGET: Processo Regulatório n.º SEI-480002/003694/2024. Contribuições ABRAGET para a Consulta Pública 02/2024 - CUSD Termelétrico

De Felipe Lamm <felipelamm@abraget.com.br>

Para secex@agenersa.rj.gov.br <secex@agenersa.rj.gov.br>, Vladimir P. Macedo <vpmacedo@agenersa.rj.gov.br>

Cc Edmundo Silva <edmundosilva@abraget.com.br>, Xisto Vieira <xistovf@abraget.com.br>, Daniela Souza <danielasouza@abraget.com.br>

Data sexta-feira 6 de setembro de 2024 09:52:40

Prezado Conselheiro Vladimir Macedo,

Em razão de alterações e inclusão de justificativas adicionais, solicitamos o favor de considerarem o documento em anexo, como aversão definitiva das contribuições da ABRAGET para a Consulta Pública 02/2024 referente ao Processo Regulatório n.º SEI-480002/003694/2024, para homologação do CUSD para o segmento Termelétrico.

Em nome do Dr. Xisto Vieira Filho, presidente da ABRAGET, agradecemos a compreensão e permanecemos à disposição da AGENERSA para quaisquer esclarecimentos que se façam necessários ao tema.

Atenciosamente,

Felipe Ernesto Lamm Pereira

Engenheiro Eletricista

ABRAGET - Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas

CNPJ 05.045.195/0001- 00

Praia de Botafogo 228/ sala 609 - Rio de Janeiro – RJ – CEP 22250-040

Tel/Fax: (21) 2516-1229/ 2253-0926/ 2296-9739 - www.abraget.com.br



De: Felipe Lamm

Enviada em: quinta-feira, 5 de setembro de 2024 08:55

Para: secex@agenersa.rj.gov.br; Vladimir P. Macedo <vpmacedo@agenersa.rj.gov.br>

Cc: Edmundo Silva <edmundosilva@abraget.com.br>; Xisto Vieira <xistovf@abraget.com.br>; Daniela Souza <danielasouza@abraget.com.br>

Assunto: Processo Regulatório n.º SEI-480002/003694/2024. Contribuições ABRAGET para a Consulta Pública 02/2024 - CUSD Termelétrico

Prezados, bom dia!

Em nome do Dr. Xisto Vieira Filho, Presidente da ABRAGET, encaminho em anexo, as contribuições para a Consulta Pública 02/2024 referente ao Processo Regulatório n.º SEI-480002/003694/2024, para homologação do CUSD para o segmento Termelétrico.

Atenciosamente,

Felipe Ernesto Lamm Pereira

Engenheiro Eletricista

ABRAGET - Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas

CNPJ 05.045.195/0001- 00

Praia de Botafogo 228/ sala 609 - Rio de Janeiro – RJ – CEP 22250-040

Tel/Fax: (21) 2516-1229/ 2253-0926/ 2296-9739 - www.abraget.com.br



Anexos

CARTA EXTERNA 030 - CP 02 AGENERSA - CUSD Termelétrico VF1.pdf (357 kB)