



Grupo de Estudo de Geração Térmica-GGT

**EVOLUÇÃO DOS REQUISITOS DE COMPROVAÇÃO DE DISPONIBILIDADE E DE PENALIDADES POR
INDISPONIBILIDADE DE GÁS NATURAL ÀS TERMELETRICAS**

BEATRIZ FARIA FAJARDO (1);
Eletrobras (1);

RESUMO

As projeções da matriz elétrica apontam para uma tendência de perda da participação das hidrelétricas com reservatórios e para o incremento das fontes renováveis intermitentes. Neste contexto, usinas termelétricas a gás natural emergem como possível solução à insegurança de abastecimento. A regulação do setor está sendo mais rígida com as condicionantes exigidas para demonstração da disponibilidade de combustível e impondo penalidades severas em caso de falha de suprimento. As usinas termoeletricas estão indicadas no Plano Estratégico do Sistema Eletrobras (2015-2030). Os últimos editais tem introduzido inovações objetivando segurança regulatória para atrair investidores.

PALAVRAS-CHAVE

Gás Natural, Usinas Termelétricas, Leilões de Energia Nova, Comprovação de Disponibilidade, Penalidades

1.0 - INTRODUÇÃO

Uma das características da matriz elétrica brasileira é a predominância das fontes renováveis. Esta posição deve-se às decisões tomadas pelo planejamento energético de priorizar a construção de usinas hidroelétricas (UHE) com grandes reservatórios de regularização, devido à vocação natural do nosso país, com abundância de recursos hídricos e de rios, implicando no custo marginal de expansão das hidroelétricas ser o mais baixo para o país até anos recentes, considerando ainda os recursos materiais, tecnológicos e de engenharia brasileiros.

O perfil da matriz elétrica se encontra em um processo de diversificação. A projeção decenal realizada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para 2027 estima que a participação hídrica na capacidade instalada deve cair do patamar de 60%, em 2018 (equivalente a 94 GW), para cerca de 51%, até 2027 (103 GW) e aumento da participação das fontes eólica e solar (de 9% em 2018 para 16% em 2027) (1). O crescimento de fontes renováveis alternativas é fundamental para a expansão do SEB, justamente pela contribuição para o equilíbrio energético.

Entretanto, deve-se ressaltar que estas fontes apresentam característica de intermitência, evidenciando a necessidade adoção de medidas que garantam a confiabilidade do suprimento de energia elétrica. É importante também ressaltar que o Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (PDE 2027) aponta para um risco de déficit de potência no sistema. De acordo com o PDE 2027, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética, será necessária a entrada em operação de 13 GW com perfil de atendimento de ponta até o ano de 2027 (1).

Dentre as alternativas para tratar de tais problemas, tem-se as hidroelétricas, as térmicas e ainda tecnologias de armazenamento, conforme comentado a seguir.

As hidroelétricas vem enfrentando dificuldades para alcançarem a etapa de leilão, devido a questões socioambientais e regulatórias. No entanto, não podem ser descartadas, dado o relevante potencial ainda a ser

explorado existente e dada a importante característica dessa fonte renovável é prestação dos chamados serviços ancilares, imprescindíveis para se manter o equilíbrio dinâmico e em tempo real entre demanda e oferta de energia elétrica, assegurando uma operação do sistema eficiente, segura e com qualidade. Observa-se que tais características podem vir a ser remuneradas, inclusive sendo objeto da Agenda Regulatória 2019-2020 da ANEEL, o que pode aumentar a competitividade de tal fonte (2). Outro aspecto importante é a possibilidade de explorar locais com capacidade de regularização de vazões. Nesse sentido, em 2015 a EPE elaborou um estudo com o objetivo de selecionar um conjunto de projetos hidrelétricos de regularização e avaliá-los sob a ótica energética, econômica e socioambiental, de forma a subsidiar as discussões e possíveis tomadas de decisão quanto à implantação destes projetos. Os resultados mostram que os percentuais de armazenamento, em termos locais, são bastante significativos, ou seja, que energeticamente esses projetos são muito importantes para as bacias e regiões em que estão localizados (3).

Já as tecnologias de armazenamento foram indicadas pela primeira vez pela EPE em seu PDE 2026. Contudo, é necessário destacar que a introdução de sistemas de armazenamento via baterias no sistema elétrico brasileiro depende muito dos custos associados. Hoje, o grau de viabilidade econômica para a aplicação imediata é ainda considerado bastante baixo. Além disso, são necessários também mecanismos de contratação e remuneração adequados para sua efetiva implementação na matriz elétrica brasileira (4).

Neste contexto, conforme o foco deste artigo, a geração termelétrica gás natural emergem como uma possível solução à redução da capacidade de armazenamento energético e à insegurança de abastecimento do sistema elétrico nacional.

Uma das opções mais adequadas para o atendimento da ponta são as usinas termoeletricas (UTE) a gás natural de ciclo aberto. Trata-se de um tipo de planta que tem como características a partida rápida e a alta flexibilidade operativa, que permite aumentar a geração de energia em um curto intervalo de tempo. Por outro lado, deve-se também considerar a importância das UTE para operação com maior continuidade, ou seja, operação na base, em função da sua maior competitividade em termos de custo variável unitário e por oferecer mais flexibilidade da operação, considerando a prioridade crescente da manutenção da energia armazenada nos reservatórios (5).

No entanto, uma importante barreira identificada para a expansão da geração termelétrica gás natural no Brasil tem sido a comprovação de disponibilidade de combustível no momento da habilitação para participação do leilão, bem como as penalidades associadas em caso de indisponibilidade pela falta do insumo. Desde 2014 foram contratadas apenas nove termelétricas a gás natural (6).

Esse trabalho tem objetivo analisar a evolução das mudanças regulatórias, tendo em vista que nos últimos anos a regulação do setor elétrico está sendo mais rígida com as condicionantes exigidas para a demonstração da disponibilidade de combustível e impondo penalidades severas em caso de falha de suprimento.

2.0 - O NOVO PAPEL TERMELÉTRICAS DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

Em março de 2019, o parque gerador brasileiro contava com 163 GW de capacidade instalada. A participação termelétrica alcança 26%, sendo 15% provenientes de combustíveis fósseis. O gás natural se destaca como a fonte termelétrica mais importante, contribuindo com cerca de 8% da potência instalada. Térmicas movidas a óleo combustível e a diesel representam 5% do total, enquanto as movidas a carvão correspondem a apenas 2% e as nucleares, 1% (1).

As usinas termelétricas durante muito tempo desempenharam um papel de backup do sistema hídrico, sendo acionadas basicamente nos momentos de escassez hidrológica, as usinas hidrelétricas com grandes reservatórios conferem ao Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) grande capacidade de regularização da oferta hídrica ao longo do ano já que os grandes reservatórios podem armazenar água para períodos de hidrologia desfavorável.

Entretanto, nos próximos anos, deve-se verificar uma tendência de alteração significativa na composição da matriz, ainda que a participação hídrica se mantenha predominante, ver Figura 1 (1). Por um lado, a expansão hídrica será basicamente por usinas a fio d'água. Por outro, a maior variabilidade e imprevisibilidade da oferta de energia tende a aumentar significativamente com a maior participação de geração das fontes alternativas (principalmente eólica). Nesta direção, a geração distribuída pode acelerar ainda mais a penetração das fontes alternativas com a instalação de painéis fotovoltaicos, demandando maior flexibilidade do parque residual.

Diante desta característica, o novo paradigma operativo do sistema elétrico brasileiro tende, com o tempo, a exigir cada vez um uso mais frequente das usinas termoeletricas. Haverá a necessidade de geração termoeletrica de forma contínua ao longo do período seco e do período úmido em anos de hidrologias desfavoráveis. A transição do parque térmico de um papel de backup para o papel de fonte contínua de energia só será feita de forma econômica com a presença de usinas termoeletricas com características técnicas e econômicas compatíveis com a geração na base (5).

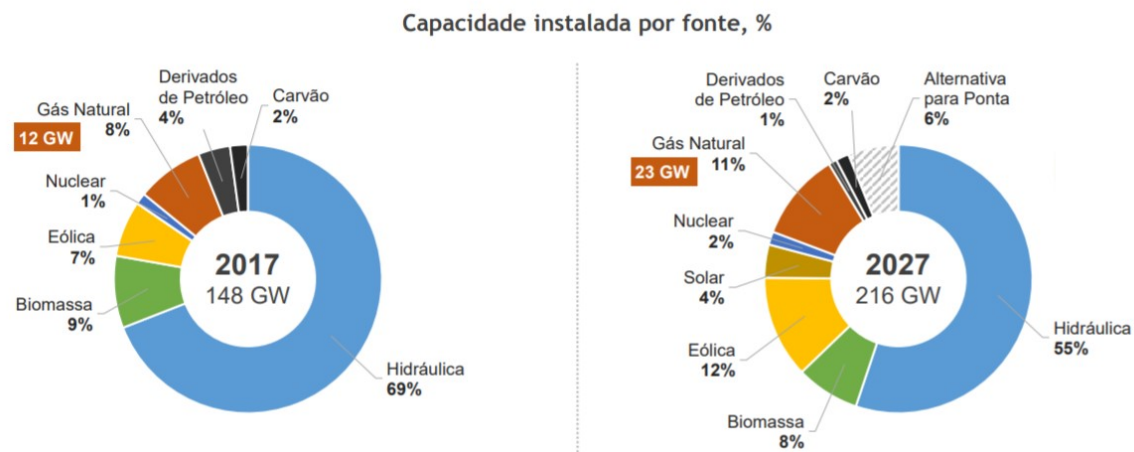


Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira (4)

O planejamento da expansão indica a contratação de mais de 23 GW de novas usinas (5 GW já contratado) a gás até 2027, representando incremento de até 90 milhões de m³/dia no consumo de gás para termelétricas, sendo mais da metade para atendimento de ponta, que exige flexibilidade para mitigar os impactos na matriz renovável. Como a produção de gás natural no Brasil é preponderantemente offshore e associada ao petróleo, portanto inflexível e com elevados custos de escoamento, a flexibilidade térmica requerida passou a ser coberta pela importação variável de GNL (1).

De acordo com o PDE 2027 (1) será necessária a entrada em operação de 13 GW com perfil de atendimento de ponta até o ano de 2027, que não seria suprida necessariamente por térmicas a gás. No caso dessa demanda ser integralmente atendida como a contratação de termelétricas de partida rápida, haveria um acréscimo de demanda de gás natural de 84 milhões de m³/dia entre os anos de 2022 e 2027. Para suprir essa demanda indicativa, uma das soluções apontadas seria a instalação gradual de seis novos terminais de GNL (indicativos) até o final do período, com capacidade de 14 milhões de m³/dia cada.

3.0 - LEILÃO DE ENERGIA

A contratação de energia nova de projetos termelétricos a gás natural ocorre somente via leilões, em que a competição entre os projetos está baseada pelo Índice de Custo e Benefício (ICB). Entre os anos de 2005 a 2018, vinte e quatro termelétricas a gás natural foram vencedores nos leilões de energia nova, totalizando 13,7 GW, ver Figura 2 (6).

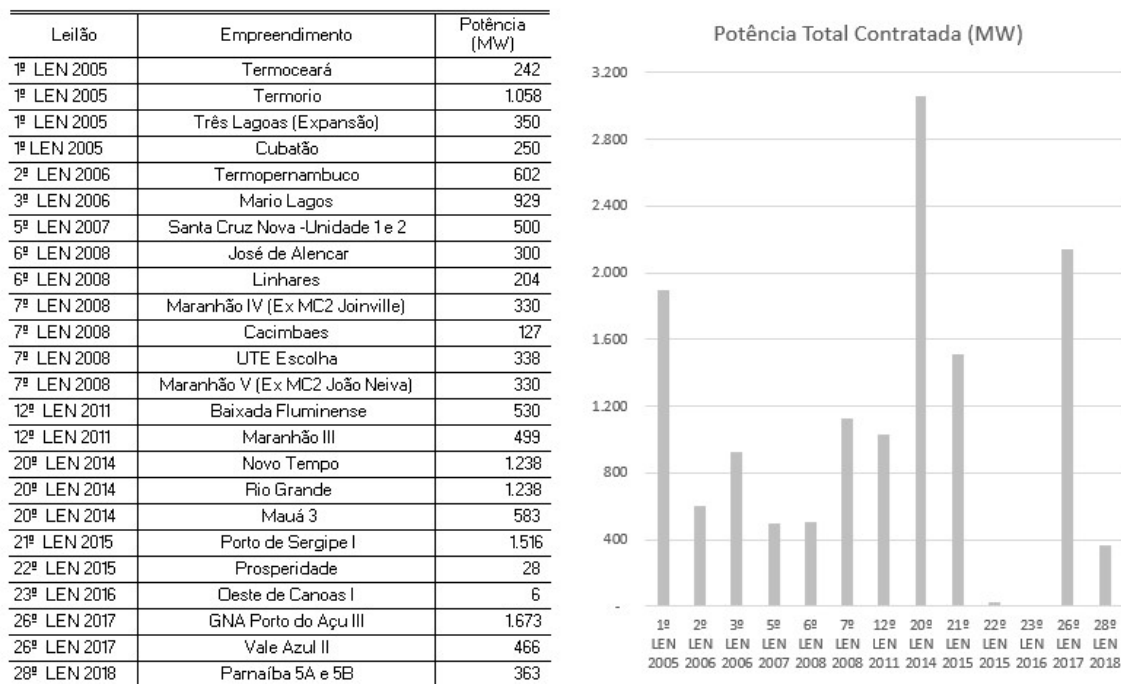


Figura 2 – Histórico das termelétricas a gás natural contratadas nos leilões de energia nova (6)

A Figura 3 apresenta a potência total de acordo com as vigências contratuais estabelecidas para os vencedores nos LEN. Muitas térmicas que foram contratadas em 2005 e 2006 terão prazos de concessão expirados. No entanto ainda não foi apresentado um estudo contemplando a substituição dessas térmicas. Uma possível desmobilização das termelétricas existentes, por falta de condições contratuais satisfatória, ira degradar a segurança elétrica e energética do SIN além de comprometer fortemente a criação de um mercado competitivo de gás no país.

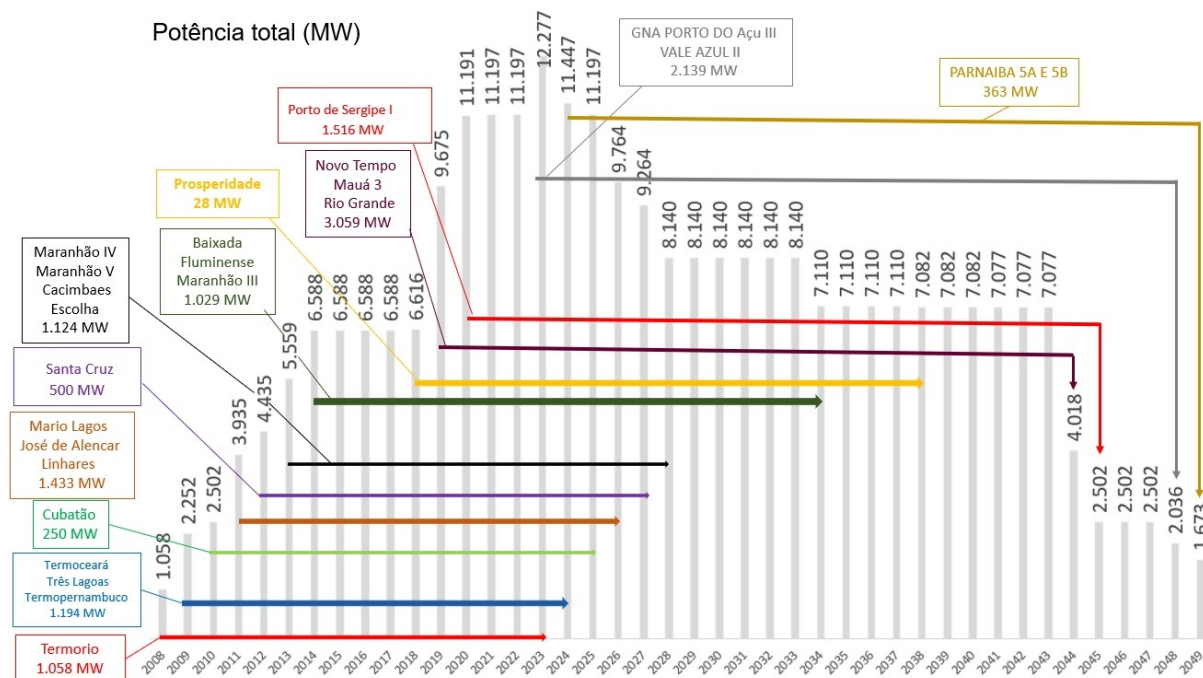


Figura 3 – Potência total (MW) de acordo com as vigências contratuais estabelecidas para os vencedores LEN (6)

Desde 2014, foram contratadas nove termelétricas a gás natural que adicionarão 7,1 GW ao parque gerador brasileiro. Há quatro projetos (5,6 GW no total) que preveem a construção de novos terminais de regaseificação (Rio Grande do Sul, Sergipe e Pernambuco), para suprir as centrais com GNL importado. Os outros cinco projetos serão abastecidos com gás nacional, uma térmica será suprida pelo gás de Urucu (onshore), em Manaus, três projetos gas-to-wire e uma será suprida pelo gás do pré-sal (offshore), ver Figura 4.

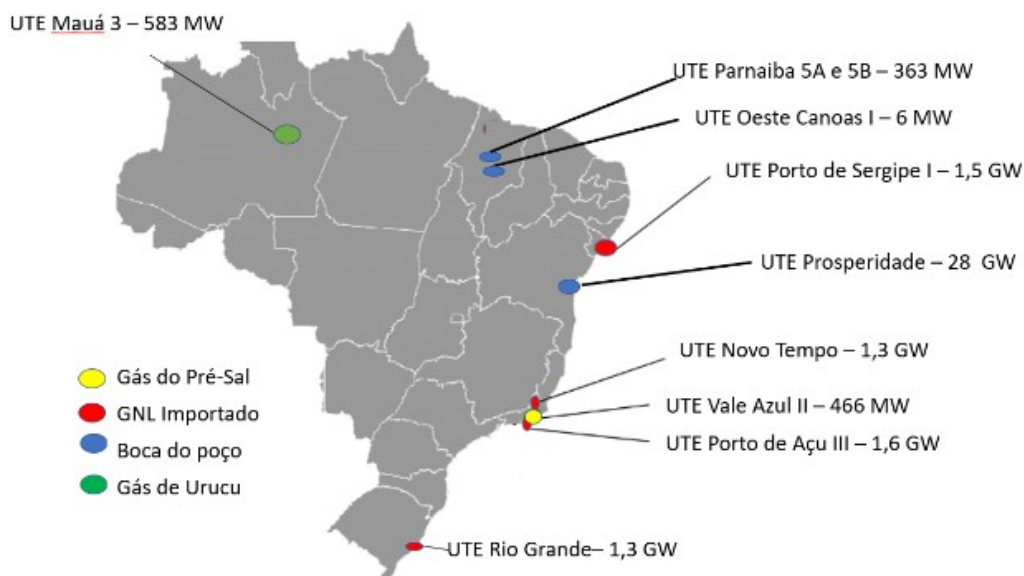


Figura 4 – Termelétricas a gás natural contratadas desde 2014 nos leilões de energia nova (5)

No leilão A-5 de 2014 foram contratados um projeto com inflexibilidade a gás de Urucu, em Manaus e dois projetos totalmente flexíveis de grande porte (1.238 MW), um no Rio Grande do Sul e outro em Pernambuco Pertencentes originalmente ao Grupo Bolognesi. No entanto essas duas térmicas tiveram suas outorgadas comercializadas. A outorga da térmica Novo Tempo foi adquirida pela Prumo Logística e transferida para o Rio de Janeiro (Porto de Açú), onde será construído um novo terminal com capacidade de 10 MMm³/d. Este terminal também abastecerá outra térmica da Prumo (Porto do Açú III), contratada no LEN A-6 de 2017. A construção da térmica Rio Grande ainda está incerta, tendo em vista o processo de suspensão de outorga em curso na ANEEL, estando atualmente a americana ExxonMobil na tentativa de sua viabilização.

A tendência de contratação de térmicas baseada no GNL foi reforçada nos LEN A-5 de 2015, a termelétrica Porto de Sergipe I (1516 MW), considerada a maior termelétrica da América Latina, foi vencedora, integrado a um terminal de regaseificação a ser construído no estado de Sergipe pela Genpower Energy.

Nos últimos anos, a expansão da geração térmica a gás começa a se direcionar para térmicas na base, como acenam os projetos vencedores com alta inflexibilidade. Em 2015 dois projetos gas-to-wire venceram os LEN A-3 e A-5: as usinas Prosperidade I (28 MW) e Oeste de Canoas (5,5 MW). Em 2017 no LEN A-6 o projeto da térmica Vale Azul saiu vencedor, com potência de 466 MW, empreendida pela Mitsubishi, a térmica localizada em Macaé (RJ) promete utilizar gás do pré-sal suprido pela Shell, desde o início de suas operações, em 2023.

Nesta direção, a usina termelétrica UTE Parnaíba 5A e 5B ("UTE Parnaíba V"), a ser instalada no Complexo Termelétrico Parnaíba, estado do Maranhão, sagrou-se vitoriosa no leilão de energia nova A-6 de 2018. A UTE Parnaíba V contratou 326,4 MW pelo prazo de 25 anos, a partir de janeiro de 2024.

O Complexo Termoelétrico do Parnaíba, no estado do Maranhão, é o melhor exemplo do modelo de geração reservatório to wire (R2W), consiste na geração térmica nas proximidades dos campos produtores onshore de gás natural. O gás utilizado na geração é produzido em campos situados nas proximidades do parque térmico. A energia produzida no Complexo Parnaíba é enviada para o Sistema Interligado Nacional (SIN) a partir da rede de transmissão que passa nas proximidades. O R2W permitiu a monetização de acumulações de gás em regiões remotas do onshore brasileiro, ao usar a infraestrutura de transmissão para escoar a produção. A Parnaíba Gás Natural (PGN) é a fornecedora exclusiva de gás natural para o complexo termelétrico do Parnaíba e a Gasmar é a distribuidora que presta serviços de Operação e Manutenção para a Eneva.(7).

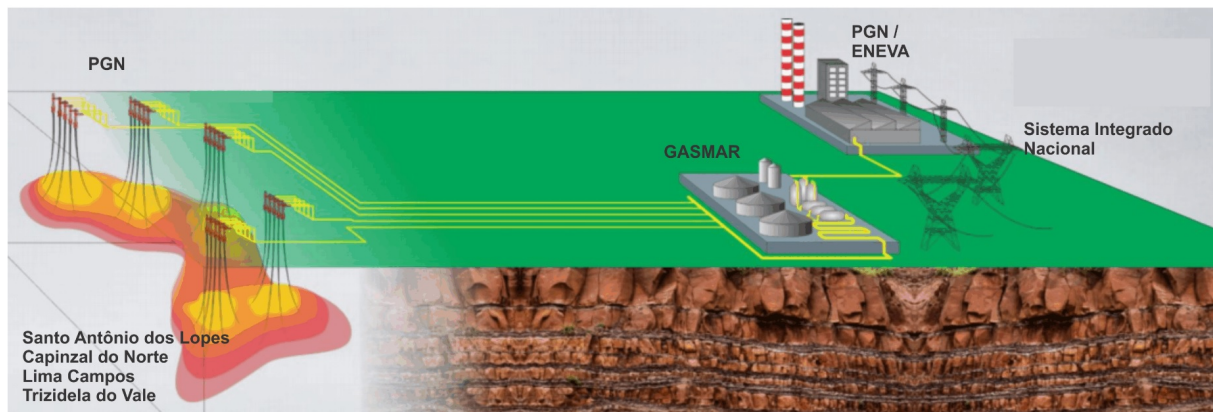


Figura 5 – Modelo de geração reservatório to wire (7)

4.0 - EVOLUÇÃO DA COMPROVAÇÃO A DISPONIBILIDADE DO GÁS

Como já mencionado anteriormente, desde 2014 somente 9 térmicas a gás natural foram habilitadas em processos de leilão de energia. As exigências do setor elétrico com relação a comprovação da disponibilidade do gás natural ao longo dos anos foram alteradas de maneira significativa, promovendo uma seleção mais rigorosa para participação de empreendimentos a gás natural nos leilões de energia elétrica.

Em 2005 a regra para comprovação era menos rígida. De acordo com a Portaria MME nº 328/05 (8), os empreendedores que pretenderem propor a inclusão dos aproveitamentos ou projetos registrados na ANEEL nos leilões de energia proveniente deveriam comprovar a disponibilidade de combustível, não havia detalhava em que condições deveria se dar a comprovação. A Portaria MME nº 21/2008 (9), que alterou a Portaria MME 328/05 (8), não trouxe alterações significativas com relação aos requisitos de comprovação da disponibilidade do combustível.

No entanto em 2009, a regra se tornou mais severa com a publicação da Portaria MME nº 175 (10). As determinações dessa Portaria indicavam a necessidade do empreendedor de usinas termelétricas movidas a gás natural e derivados de petróleo apresentar termo de compromisso de compra e venda de combustível, ou contrato

preliminar para obtenção da habilitação técnica. Além disso, a redação introduzida pela Portaria MME nº 175/2009 (10) passou a exigir que a comprovação de disponibilidade do combustível seja para operação contínua das usinas. Por sua vez, Portaria MME nº 514/2011(11) inclui a exigência de comprovação de origem ou caracterização das reservas do gás a ser contratado. Desta forma, o empreendedor que queira ter seu projeto termoeletrico habilitado para o leilão de energia nova possui a obrigação de comprovar reserva para todo o horizonte do contrato, o qual costuma ser de 20 a 25 anos, o que impõe em um elevado investimento ao empreendedor, sem realmente eliminar o risco de indisponibilidade de combustível. Isso porque, mesmo detendo reservas provadas, ainda será necessário investir pesadamente no desenvolvimento dos campos, a fim de tornar o combustível disponível no volume necessário para geração. Além disso, parte do gás provado não será utilizado neste período, uma vez que é improvável que se verifique, na prática, o despacho na base por todo o período do contrato. Há elevada incerteza quanto ao consumo efetivo de gás, pois as usinas termoeletricas despachadas por ordem de mérito podem ter baixo fator de despacho (12).

A comprovação de disponibilidade de gás natural foi flexibilizada para a habilitação técnica de no Leilão de Energia Nova (LEN) A-5 de 2016. A Portaria MME nº 382/2015 (13) exige a comprovação, no ato de cadastramento, de disponibilidade de combustível para a operação contínua, por período mínimo de 15 anos. Além disso, foi exigida, no ato da habilitação, a comprovação de fornecimento compatível com o restante do contrato, para, no mínimo, cinco anos antes do seu último ano. Dessa maneira, os empreendedores não precisaram apresentar comprovação de disponibilidade para todo o período de 20 anos dos CCEARs no momento da habilitação aos leilões, ganhando uma flexibilização dos últimos 5 anos de contrato, cuja comprovação deve ser apresentada com antecedência mínima de também 5 anos (ou seja, no décimo ano do CCEAR). Entretanto, apesar da flexibilização, a comprovação exigida continua bastante restritiva.

O LEN A-6 de dezembro de 2017 foi bastante positivo porque foram contratadas duas termelétricas a gás natural (Vale Azul e Porto de Açu) totalizando 2.138 MW, com baixo Custo Variável Unitário (R\$ 85/MWh e R\$ 167/MWh, respectivamente). Duas alterações no edital, realizadas através da Portaria MME nº 318/2017 (14), foram importantes. Uma foi a flexibilização da comprovação de disponibilidade de combustível. Com a alteração, a comprovação passou a ser de um período mínimo de dez anos, com período adicional de cinco anos e prazo remanescente compatível com o contrato. A segunda alteração foi a possibilidade de sazonalização mensal sem limites da declaração de inflexibilidade dos empreendimentos, preservando em 50% o limite máximo de inflexibilidade anual. A Vale Azul concentrou inflexibilidade total no período úmido (novembro a abril), permanecendo totalmente flexível nos outros meses do ano, maximizando a probabilidade de despacho. Já a termica Porto de Açu, que declarou concentrou a sua inflexibilidade no período seco (julho a novembro), correspondente a preços spots potencialmente menores pela menor demanda por GNL no hemisfério norte (verão).

O LEN A-6 de 2018 teve novas regras através da Portaria MME nº 121/2018 (15). A novidade foi que a Agência Nacional de Petróleo teve que emitir para o empreendedor um documento que ateste a viabilidade da entrega do gás natural de modo que contemple toda a cadeia, desde a origem do insumo até a chegada à termelétrica. Teve ainda a exigência da comprovação da disponibilidade do gás por, no mínimo, dez anos para operação contínua, mas ainda pode entrar um prazo adicional de cinco anos e outro prazo remanescente.

Os editais de cada leilão têm se mostrado importante e estratégico porque normalmente são alterados e elaborados segundo critérios e objetivos das estratégias de planejamento e da política energética.

A Figura 6 apresenta evolução dos requisitos do setor elétrico de comprovação de gás natural desde o momento da habilitação para participação do leilão.

Portaria MME 328/2005	Portaria MME 175/2009	Portaria MME 514/2011	Portaria MME 382/2015	Portaria MME 318/2017	Portaria MME 121/2018
• Comprovar disponibilidade de combustível	• Comprovar disponibilidade do combustível seja para operação contínua das usinas	• Comprovação de origem ou caracterização das reservas do gás	• Comprovação do combustível para a operação contínua, por período mínimo de 15 anos	• Comprovação do combustível para a operação contínua, por período mínimo de 10 anos	• Comprovação do combustível para a operação contínua, por período mínimo de 10 anos

Figura 6: Evolução dos requisitos do setor elétrico de comprovação da disponibilidade de gás natural

5.0 - EVOLUÇÃO PENALIDADES POR INDISPONIBILIDADE DE GÁS NATURAL

Uma importante barreira identificada para a expansão da geração termelétrica gás natural no Brasil tem sido a penalidade imposta pela regulação do setor elétrico pela não geração por falta de combustível, que passaram a incidir não apenas sobre o gerador de energia elétrica, mas também sobre o fornecedor de gás natural.

Em 2005, através Resolução Normativa nº 190/2005 (16), a ANEEL estabeleceu que os agentes termelétricos deveriam apresentar o contrato de fornecimento do combustível principal para fins de início da operação comercial, além de exigir que o contrato contemplasse cláusula estabelecendo penalidade pela falta de combustível, cuja sanção deve ser equivalente ao Preço Máximo de Liquidação de Diferenças - PLDmax, multiplicado pela quantidade de energia que deixar de ser produzida e que o valor arrecadado com a penalidade deve ser revertido em favor da modicidade tarifária de energia elétrica. Essa regulamentação alterou a Resolução Normativa nº 433/2003 (17), que estabelece as condições para início da operação em teste e comercial de empreendimentos de geração de energia elétrica.

Em 2006, por meio da edição da Resolução Normativa nº 222 (18), o cálculo da penalidade relativa à falha no fornecimento de combustível foi modificado. De acordo com essa Resolução, a penalidade pela indisponibilidade de geração de energia elétrica, decorrente da falta de combustível, é calculada mensalmente, com base na energia não gerada, conforme informado pelo ONS. A precificação é definida pelo PLD médio do período em que se constatar a ausência de geração, acrescido de uma rampa gradual de preços. Assim, no primeiro mês, a penalidade corresponderá ao PLD médio, acrescido de 25% da diferença entre o PLD máximo e o PLD médio. Nas verificações mensais seguintes, esse acréscimo aumenta para 50%, 75% e, finalmente, 100%, precificação que se mantém constante por 12 meses seguidos, sem novas ocorrências de falta de combustível.

A resolução também incumbiu a CCEE de elaborar regras e procedimento de comercialização para imposição de penalidade ao agente gerador, em valor equivalente à sanção ao fornecedor de gás, pela indisponibilidade de geração decorrente da falta de combustível, e sua reversão em favor da modicidade tarifária.

Resolução Normativa nº 583/2013 (19) substituiu a Resolução Normativa nº 433/2003 (17). No entanto, foram preservados os requisitos de comprovação de disponibilidade de combustível e previsão de penalidades ao fornecedor do insumo e ao agente gerador em caso de falta do mesmo.

O instrumento normativo atualmente vigente é a Resolução ANEEL nº 827/2018 (20), que substituiu a Resolução Normativa nº 583/2013 (19). A principal alteração foi vincular o cálculo da penalidade ao Custo Variável Unitário ("CVU"), em substituição ao Preço de Liquidação das Diferenças ("PLD"). A penalidade é aplicada de forma diversa para termelétricas movidas a combustíveis líquidos e para aquelas movidas a outros combustíveis fósseis. No caso de combustível líquido, a penalidade será de 10% do custo de energia no mês (CVU x quantidade de energia não suprida no mês em decorrência da falha de suprimento). No caso dos demais combustíveis, a penalidade passou a ser calculada em uma rampa de 10% a 30% do custo da energia no mês, de forma proporcional à indisponibilidade de 10% a 50% (a partir de 50% de indisponibilidade a multa se torna constante em 30%). Em qualquer caso a penalidade somente é aplicável a partir de 10% de indisponibilidade em qualquer período mensal.

Resolução ANEEL nº 827/2018 (20), permite a livre negociação entre produtor de energia e fornecedor de combustível a respeito da penalidade aplicável em caso de falha de suprimento. Nesta direção, as regras e Procedimentos de Comercialização passarão a disciplinar penalidade a ser imposta somente aos geradores de energia termelétrica, sendo apenas facultado às partes prever o repasse da sanção por meio de eventual cláusula no contrato de suprimento de combustível.

A Figura 7 apresenta a evolução das penalidades por indisponibilidade de gás natural às termelétricas ao longo dos anos.

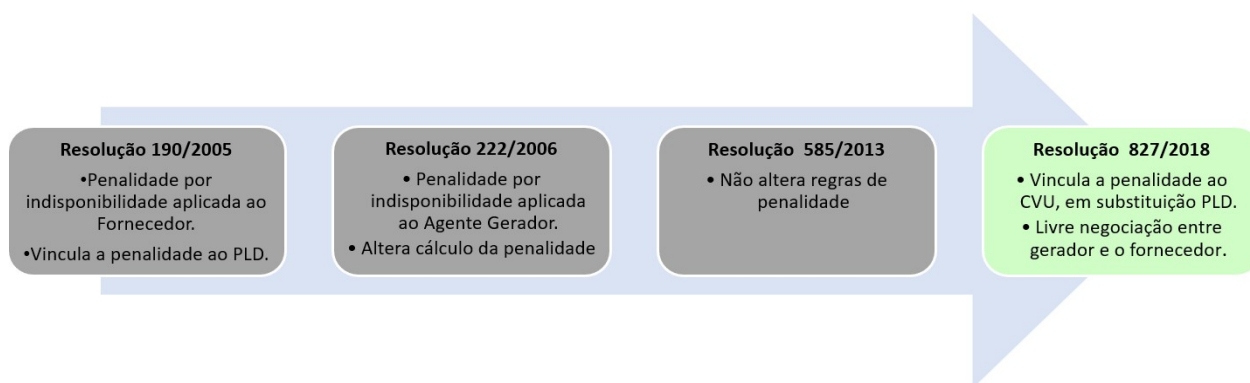


Figura 7: Evolução das penalidades por indisponibilidade de gás natural às termelétricas

6.0 - CONCLUSÃO

A matriz elétrica brasileira está passando por um processo de transição marcado pela diminuição da participação das usinas hidroelétricas com grandes reservatórios e pelo aumento das fontes renováveis, notadamente eólica e solar.

Este novo paradigma de geração, marcado pela diminuição progressiva da capacidade de regularização da oferta de energia e pela contratação de fontes de energia sujeitas a intermitências e sazonalidades, tem como principal consequência a necessidade da adoção de medidas que garantam a confiabilidade do suprimento de energia elétrica.

Frente a este novo cenário, as usinas termelétricas a gás natural se destacam como uma fonte segura e econômica dada possibilidade de atuação tanto na base quanto na ponta da curva de carga.

Nos últimos anos a regulação do setor elétrico brasileiro aumentou os requisitos de comprovação de disponibilidade de combustível para Habilitação nos Leilões de Energia Elétrica. O empreendedor deve apresentar comprovação do gás natural operação contínua das usinas e há inclusive necessidade de apresentação de lastro do gás no momento da habilitação técnica

No entanto, os leilões tem sido um instrumento muito eficiente pois ajustam parâmetros de acordo com as estratégias do planejamento e da política energética. Nesta direção LEN A-6, realizado em dezembro de 2017, teve alterações em parâmetros de seu edital com o objetivo de dar segurança regulatória para atrair investidores privados.

A Resolução ANEEL nº 827/2018 vinculou o cálculo da penalidade ao Custo Variável Unitário ("CVU"), em substituição ao Preço de Liquidação das Diferenças ("PLD"). Além disso, tornou-se livre a negociação entre produtor de energia e fornecedor de combustível acerca da penalidade aplicável em caso de falha no fornecimento.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Energia 2027. EPE. Rio de Janeiro. 2018.
- (2) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) (ANEEL). Agenda Regulatória 2019-2020>Disponível em: http://www.aneel.gov.br/agenda-regulatoria-aneel/-/asset_publisher/ZtZANuipCQFP/content/agenda-regulatoria-2019-2020/660863?inheritRedirect=false.
- (3) EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Nota Técnica Identificação e Classificação de Potenciais Reservatórios de Regularização no SIN . Rio de Janeiro. 2015.
- (4) EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Plano Decenal de Energia 2027. EPE. Rio de Janeiro. 2018
- (5) CASTRO, N; BRANDÃO, R; DANTAS, G. Regulação Econômica da Geração Termelétrica: Formas de contratação e metodologia de cálculo do custo de operação. Rio de Janeiro, 2018.
- (6) CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). Disponível em: www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes.
- (7) Modelo de Geração Reservoir to Wire (R2W) do Complexo Termoelétrico do Parnaíba. Disponível em: <http://www.eneva.com.br/quem-somos/modelo-reservoir-to-wire/Acesso em: 15 de março 2019>
- (8) MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Portaria MME nº 328, de 29 de julho de 2005. Dispõe sobre o registro de projetos e novos empreendimentos de geração para fins de habilitação técnica pela Empresa de Pesquisa Energética. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 01 ago. 2005.
- (9) MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Portaria MME nº 21, de 18 de janeiro de 2008. Dispõe sobre o registro junto à ANEEL de todos os projetos e novos empreendimentos de geração, inclusive ampliação e repotenciação de empreendimentos existentes e importação de energia elétrica, para fins de habilitação técnica pela Empresa de Pesquisa Energética. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 21 jan. 2008.
- (10) MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Portaria MME nº 175, de 16 de abril de 2009. Altera a Portaria MME nº 42, de 1º de março de 2009. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 17 abr. 2009.

(11) MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Portaria MME nº 514, de 02 de setembro de 2011. Dispõe sobre Editais dos Leilões previstos no art. 19 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, elaborados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 05 set. 2011.

(12) CASTRO, N; VARDIERO, P; OLIVEIRA, C; HIDD, G; ALVES, A. O Papel das Usinas Termoelétricas na Matriz Elétrica Brasileira. Rio de Janeiro, 2018.

(13) MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Portaria MME nº 382, de 12 de agosto de 2015. Define as diretrizes gerais do Leilão nº 01/2016. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 14 ago. 2015

(14) MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Portaria MME nº 318, de 11 de agosto de 2017. Altera a Portaria MME nº 293, de 4 de agosto de 2017. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 14 ago. 2017.

(15) MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Portaria MME nº 121, de 4 de abril de 2018. Estabelecer as Diretrizes para a realização do Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, denominado "A-6", de 2018, de que trata o art. 1º da Portaria MME nº 44, de 8 de fevereiro de 2018. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 18 abr. 2018.

(16) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa Nº 190 de 12 de dezembro de 2005. Altera dispositivos da Resolução nº 433, de 26 de agosto de 2003. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 16 dez. 2018.

(17) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa Nº 433 de 26 de agosto de 2003. Estabelece os procedimentos e as condições para início da operação em teste e da operação comercial de empreendimentos de geração de energia elétrica. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 27 de ago. 2003.

(18) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa Nº 222 de 6 de junho de 2006. Altera dispositivos da Resolução nº 433, de 26 de agosto de 2003 e da Resolução nº 190, de 12 de dezembro de 2005. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 12 de jun. 2006.

(19) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa Nº 583 de 22 de outubro de 2013. Obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida de empreendimento de geração de energia elétrica. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 5 de nov. 2013.

(20) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa Nº 583 de 21 de agosto de 2018. Altera a Resolução Normativa ANEEL 583, de 22.10.2013. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 23 de ago. 2018

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Autor de contato: Beatriz Faria Fajardo

Nome: Beatriz Faria Fajardo

Local/Ano nascimento: Carmo/RJ, Beatriz Faria Fajardo

Formação: Engenharia Civil (UFJF, 2003). Mestre em Engenharia Civil (COPPE, 2005). MBA Executivo em Administração: Negócios do Setor Elétrico (FGV, 2019).

Experiência profissional: De 2005 a 2010 trabalhou na empresa Petrobras Distribuidora como consultora técnica. Ingressou na Eletrobras em 2010 trabalhando na análise técnica de Estudos de Inventário e Estudos Viabilidade Técnico-Econômico (EVTE) de aproveitamentos hidrelétricos. Atua na elaboração e verificação de orçamentos de projetos energéticos dando suporte ao desenvolvimento dos devidos estudos energéticos para identificação da potência instalada e da geração de energia de uma dada usina hidrelétrica. Atualmente trabalha na área de Prospecção de Novos Negócios.