



GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

Solução Regulatória e análise de custos x benefícios sistêmicos para Usinas Termelétricas de Alto CVU: Uma discussão necessária

**DOREL SOARES RAMOS (1,2); MATHEUS SABINO VIANA (1); ROBERTO CASTRO (1); ESMERALDO
MACEDO SANTOS (3); CESAR CERQUEIRA LIMA DE ARAÚJO (3)
MRTS CONSULTORIA (1); ESCOLA POLITÉCNICA DA USP (2); GLOBAL PARTICIPAÇÕES EM ENERGIA
S/A (3)**

RESUMO

Muito se tem discutido no setor elétrico recentemente, a respeito das Usinas Termelétricas a óleo combustível, com prazo contratual vencendo nos próximos anos. Uma solução trivial seria o descomissionamento dessas usinas ao final do contrato, porém, como está sendo cabalmente demonstrado na crise hídrica sem precedentes que desafia a criatividade do setor, essas UTE's ainda podem ser muito úteis no quesito segurança do atendimento ao mercado. Dentro dessa perspectiva, esse IT apresenta os benefícios sistêmicos que podem ser auferidos em função da presença das UTE's de Alto CVU, como também discute possíveis soluções regulatórias para viabilizar sua permanência no Sistema.

PALAVRAS-CHAVE: Contratação de Potência; Segurança do Sistema; Térmicas de Alto Custo; Flexibilidade do Sistema

1.0 INTRODUÇÃO

Uma discussão muito atual e candente no âmbito do setor, envolve as Usinas Termelétricas de Alto Custo Variável Unitário de Operação - CVU a óleo combustível, posto que seus prazos contratuais estão vencendo nos próximos anos e, ao mesmo tempo, as Distribuidoras que contratam essas Usinas através de Contratos por Disponibilidade estão sobrecontratadas, em face da redução de demanda na esteira dos impactos da pandemia da Covid-19, 19 e, também, em decorrência da liberalização do mercado regulado e do aumento da geração distribuída em âmbito das instalações consumidoras. De fato, esse na verdade é um tema que precisa ser bem contextualizado e tem sido tratado com certo viés, considerando-se que o simples descomissionamento de todas essas usinas, encurtando-se o prazo de contratação vigente, mediante ressarcimento, chegou a ser proposto para solucionar o problema de sobrecontratação das Distribuidoras e, simultaneamente, para contribuir com a descarbonização da Matriz Energética Brasileira. Não obstante, é relevante e oportuno estabelecer que as Térmicas de "alto custo" ainda podem ser muito úteis ao Sistema Brasileiro no quesito segurança do atendimento ao mercado, como aliás estão demonstrando nesse contexto de severa crise hídrica, no biênio 2021/2022, como também proporcionando flexibilidade operativa ao Sistema Interligado Nacional – SIN, em um cenário prospectivo de entrada intensiva de fontes renováveis não despacháveis (fontes eólicas e solares, em particular no subsistema Nordeste). Nessa perspectiva, estudos desenvolvidos no âmbito do Projeto de P&D referenciado ao final, mostram que uma solução virtuosa para as Térmicas de alto custo pode ser a de alterar a forma de contratação dessas Usinas, deixando o papel de produzir energia exclusivamente contratada com o mercado regulado e assim contribuindo para a mitigação da sobrecontratação das Distribuidoras, mas, diferente do que vem sendo apontado como solução, não sendo sucateadas e sim passando a ser contratadas em outro contexto, que é o da segurança do sistema, passando a prestar um serviço a todo o sistema.

Nesse âmbito de considerações, esse trabalho se propõe a analisar o papel das várias fontes de geração para que se garanta o atendimento das necessidades operativas sistêmicas, em particular no que se refere à aderência das características de flexibilidade operativa e tempo de resposta das UTE's com elevado CVU. Assim, se pode postular a racionalidade de uma solução regulatória em que se tenha a contratação das UTE's de alto CVU durante o período de transição para a entrada das UTE's a GN do Pré-Sal, a partir de alteração na modalidade de contratação para prestação de serviços ao sistema.

2.0 TERMELETRICAS DE ALTO CVU _ UM SEGURO CONTRA AS SECAS

2.1 VISÃO RETROSPECTIVA

A atual situação de crise energética (biênio 2021/2022) que impacta fortemente o País atualmente já poderia ter sido vislumbrada e contemplada a tempo no planejamento da operação, programando-se uma operação antecipada de termelétricas para preservar o estado de armazenamento dos reservatórios mais relevantes para o suprimento de energia ao SIN, observadas as limitações de transmissão entre submercados, particularmente no que diz respeito à exportação do Nordeste para o Sudeste. A Figura -1: Comportamento de variáveis estratégicas no suprimento ao mercado de energia elétrica desde 2010. ilustra que as vazões afluentes no SIN durante o período úmido anual (Dez. a Abr.) tem se situado sistematicamente abaixo da média histórica desde o ano 2010.

Exatamente no sentido oposto, conforme se poderia esperar, a geração termelétrica, embora com naturais oscilações, tende a crescer em média, enquanto o armazenamento dos reservatórios, ano após ano, no mesmo período, não tem sido recuperado durante o período chuvoso e, por isso, a cada ano do período de 2010 até o momento, o SIN inicia o período seco anual com armazenamento inferior ao do ano anterior. Nota-se que as termoeletricas a óleo combustível são bastante acionadas em secas severas, que têm ocorrido com relativa frequência em anos recentes.

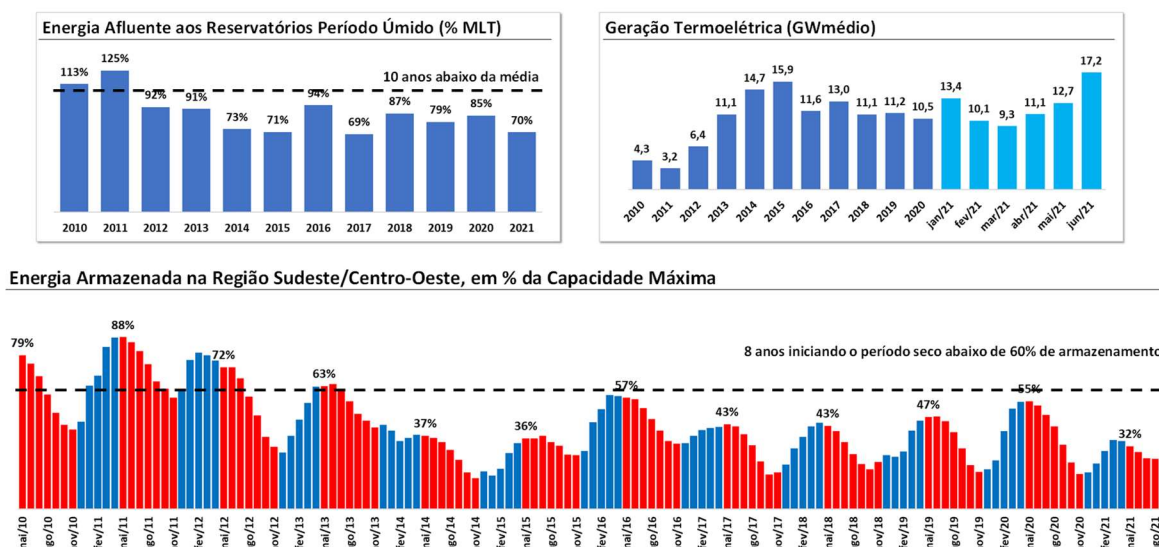


Figura -1: Comportamento de variáveis estratégicas no suprimento ao mercado de energia elétrica desde 2010.

Os benefícios da operação de termelétricas de alto CVU para o SIN se materializam na forma de (i) benefício na melhora de indicadores de desempenho operativo do próprio SIN e (ii) benefícios diretos ao Consumidor. Para o Sistema, o impacto ocorre na redução dos Custos Marginais de Operação e, consequentemente, no Custo Total de Operação e, ainda, no nível de armazenamento dos reservatórios que rebate diretamente no risco de restrição ao suprimento, ou risco de racionamento, visto que um incremento de oferta no sistema SEMPRE reduz o custo médio da operação e pode contribuir para a recuperação dos Reservatórios. Por sua vez, os benefícios e custos de incidência direta ao Consumidor são percebidos através (i) da redução dos custos de despacho das térmicas fora da ordem de mérito (GFOM) alocado através dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS), (ii) do custo de exposição de GSF¹ alocada aos contratos com hídricas (Custo de Exposição Hídrica) e, também, do custo de contratos de disponibilidade com térmicas.

Para fins de quantificação de benefício sistêmico e aferição de impacto ao Consumidor, realizou-se uma simulação prospectiva, montando-se um estudo de caso em que se assumiu a ocorrência da situação hidrológica atual, desde o ano de 2019, comparando-se a situação real com a situação hipotética de que se tivesse promovido, em Janeiro de 2019, a adição de UTE's de CVU no entorno de R\$ 640,00 / MWh e blocos de 2 ou 3, ou então 6 UTE's de 180 MW de capacidade instalada, totalizando 1080 MW de adição de capacidade quando se considera as 6 unidades, a partir de janeiro de 2019. A Figura - 2: Influência de UTE's de Alto CVU no nível de armazenamento dos reservatórios sintetiza a contribuição dessas usinas expressa em termos de melhoria de armazenamento do reservatório equivalente do SIN como um todo e destacando-se a região Nordeste. A simulação foi realizada considerando que as UTE's adicionais somente são despachadas quando o Custo Marginal de Operação (CMO) do submercado Nordeste (onde se imaginou essas plantas instaladas) for superior ao CVU de R\$ 640,00 / MWh, permitindo observar nitidamente uma contribuição significativa das UTE's adicionadas, em particular na Região Nordeste, que teria seu reservatório equivalente praticamente replecionado.

¹ Fator MRE, que mede a relação entre a produção total das hidrelétricas participantes do MRE e a somatória das Garantias Físicas do mesmo conjunto de usinas.

Uma outra visão do porte dos benefícios sistêmicos proporcionados pelas UTE's de "médio" CVU pode ser obtida com a premissa de que as UTE's adicionais, aqui utilizadas como teste de sensibilidade, seriam despachadas no lugar de térmicas mais caras que foram efetivamente despachadas, produzindo a mesma quantidade de energia, mas a um custo significativamente menor. Cumpre ressaltar que nesse caso o armazenamento seria exatamente igual ao caso de referência (situação vigente), posto que a mesma quantidade de energia seria produzida, com as UTE's mais caras substituídas na operação, deixando de gerar energia. Nas simulações verificou-se que redução de Custo destas UTE's foi de R\$ 678 MM, para o mês de Junho de 2021 somente, sendo incorrido um custo de despacho para substituir as UTE's mais caras de R\$ 471 MM, implicando redução de custo apenas no mês de jun/21 de R\$ 207 MM, valor bastante significativo para apenas um mês. O benefício dessas termoeletricas na redução do custo do despacho das demais termoeletricas, somente neste episódio de seca atual (2019 para cá), seria de R\$ 1 bilhão.

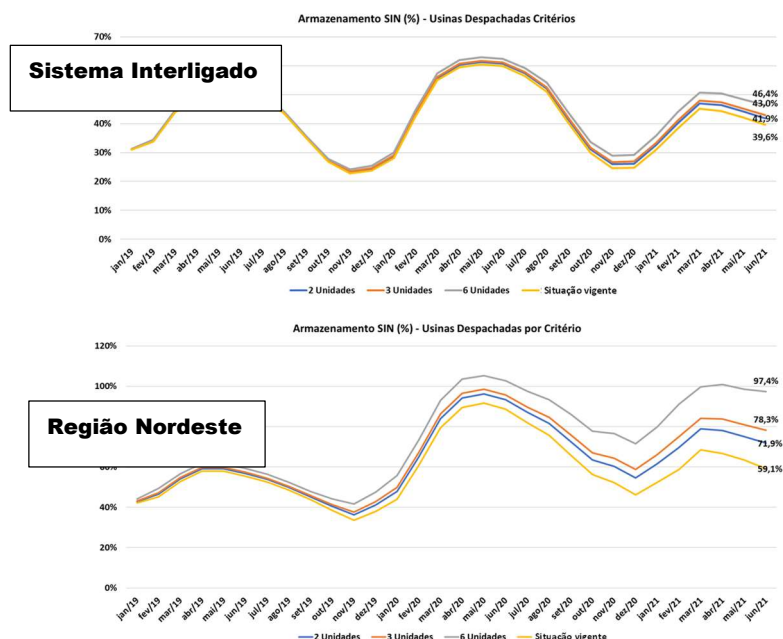


Figura - 2: Influência de UTE's de Alto CVU no nível de armazenamento dos reservatórios

No cenário recente (2012-2021), as simulações com o Modelo setorial oficial (NEWAVE) evidenciam que as UTE's de Alto CVU se mostrariam como um importante instrumento para reduzir o custo da seca e seus impactos tarifários, conforme ilustra a Figura - 3: Redução de CMO - Custo Marginal de Operação proporcionado pelas UTE's adicionais a seguir, cobrindo o período de Jun / 21 a Dez / 22, a partir das condições iniciais de Junho de 2021 (armazenamento dos reservatórios e tendência hidrológica) e utilizando-se séries sintéticas daí para frente.

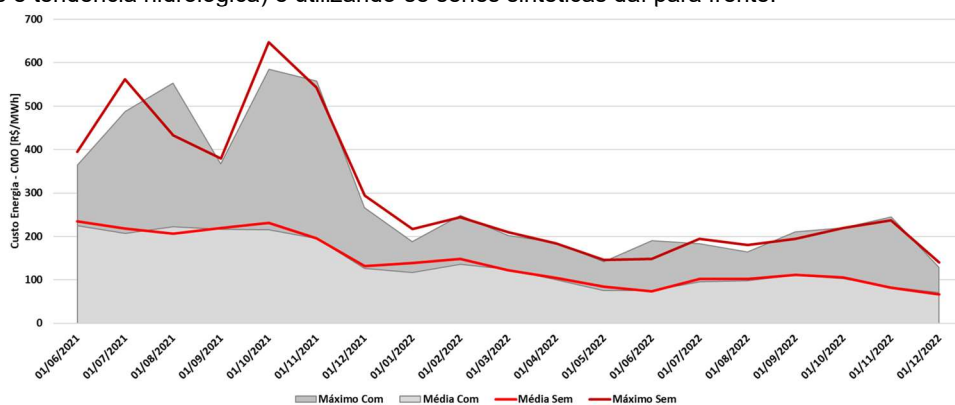


Figura - 3: Redução de CMO - Custo Marginal de Operação proporcionado pelas UTE's adicionais

Os resultados da Tabela -1 deixam evidentes os benefícios obtidos, lembrando que se está considerando cerca de apenas um GW de UTE's de alto CVU adicionais em mais de 170 GW de capacidade instalada do SIN. O impacto no custo do risco hidrológico para o Consumidor pode ser estimado conforme a Figura - 4: Impacto Tarifário resultante, permitindo estimar, a partir de um balanço de benefícios e de custos, que o consumidor seria beneficiado em R\$ 633 Milhões. Isto significa uma redução de 0,4% na tarifa de todos os Consumidores, apenas com a presença das UTE's cenarizadas para efeito de análise de sensibilidade (~1 MW de capacidade instalada).

2.2 VISÃO PROSPECTIVA

Para se obter uma visão prospectiva do impacto da presença de UTE's de alto CVU no SIN, efetivou-se simulações com o modelo NEWAVE, a partir de condições iniciais de armazenamento nos reservatórios e tendência hidrológica que existiram em Junho de 2021, porém iniciando-se as simulações com o sistema projetado para Junho de 2023, quando já não se prevê restrições de intercâmbio importantes na interligação Nordeste / Sudeste, fato que permite auferir pleno benefício da presença de geração termelétrica adicional na região NE.

CMO (R\$ MWh)	Sem UTE's Adic.	Com UTE's Adic.	Redução
Média 2021	205,4	200,9	4,5
Máximo 2021	464,9	454,7	10,2

Tabela -1: Redução de CMO proporcionada pela presença de UTE's adicionais de alto CVU

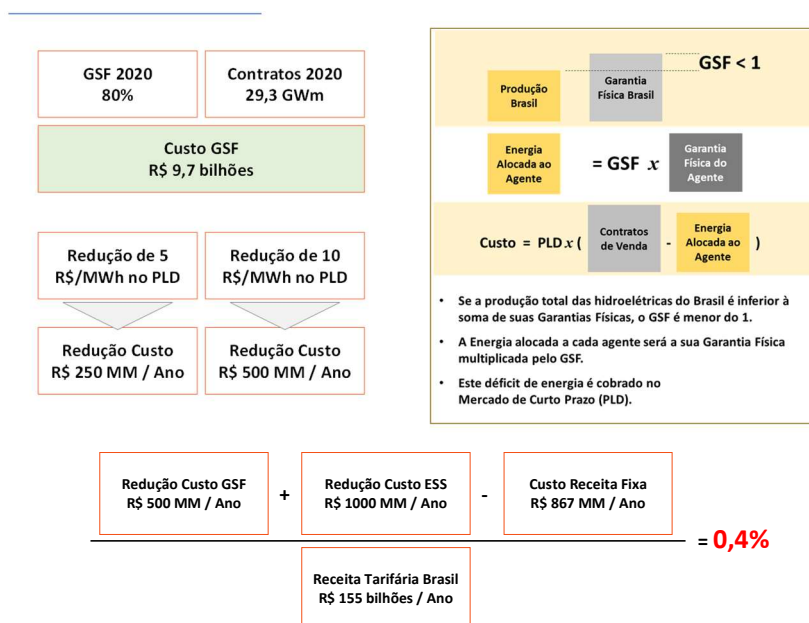


Figura - 4: Impacto Tarifário resultante

Como o papel de UTE's de alto CVU se caracteriza como um "seguro contra seca", para ilustrar o impacto da presença dessas UTE's no SIN buscou-se o que se poderia denominar de "sinistros hidrológicos", caracterizando períodos muito secos plausíveis de ocorrência, uma vez que as séries sintéticas preservam as características estatísticas do histórico de vazões, com captura de resultados para os episódios hidrológicos de seca mais significativos. Observou-se que a redução de CMO na região NE, para as piores séries pode chegar a mais de R\$ 300,00 / MWh em média, no período de 1 ano, a partir de Jun/23, com os resultados acumulados para dois desses "sinistros" ilustrados na Figura Erro! Nenhum texto com o estilo especificado foi encontrado no documento.- 5, onde fica nítida a diferença de distribuição de valores de CMO nas duas ocorrências, que rebate em perfil bastante distinto dos custos acumulados. O impacto tarifário correspondente, decorrente da redução de ESS é de cerca de 1% para a Tarifa média Brasil apenas para um ano de observação (Jun 23 / Mai 24), resultado praticamente idêntico caso fosse feita a avaliação através de se quantificar o benefício de melhoria de armazenamento do SIN e a consequente redução do custo de exposição GSF (custo do risco hidrológico), lembrando-se que nessa situação não se considera a substituição térmica das UTE's de CVU mais elevado do que as UTE's adicionadas, mas se permite que todas operem ao máximo, com contribuição ao nível de armazenamento do SIN ao final do período de um ano atingindo cerca de 2%.

3.0 QUANTIFICAÇÃO DO BENEFÍCIO DO ATENDIMENTO DE DA CARGA NA PONTA

Para fundamentar de forma quantitativa as propostas de solução regulatória para a questão, serão apresentados estudos energéticos que tiveram por objetivo avaliar a operação de UTE's de alto CVU em horário de Ponta, beneficiando o Sistema Interligado em cenários de baixa geração eólica na região Nordeste, principalmente em períodos hidrológicos secos concomitantes, assim como aferir a diferença de custo operacional quando se implementa uma expansão com reforço substancial na opção térmica denominada nesse estudo de opção de "UTE's de Base".

As simulações permitiram quantificar o custo de operação térmica devido à necessidade de atendimento da Ponta de Carga, ou seja, o despacho térmico que não ocorreria se a curva de carga tivesse associada a mesma energia (mesma área sob a curva), mas sem o pico do horário de demanda máxima, ou seja, despacho que não ocorreria se a curva de carga fosse flat. Vale lembrar que nas simulações em âmbito do NEWAVE se utilizou metodologia pioneira, que permite simular a geração eólica de forma estocástica, enquanto no âmbito das simulações do SUIISHI não foi viável utilizar o mesmo artifício para simular eólicas estocásticas. Como antes enfatizado, a quantificação do custo de operação do sistema no patamar pesado é feita através da comparação de dois casos rodados nos modelos NEWAVE e SUIISHI, um configurado com a carga modulada entre patamares e outro com a carga sem modulação, em ambos os casos a quantidade de energia mensal a ser atendida não é alterada, mantendo os casos equilibrados. Os casos analisados tiveram como base o PMO de janeiro de 2019 e foram consideradas 3 configurações do parque térmico, 2 cenários de hidrologia e 2 cenários de cargas (modulada e flat) totalizando 12 casos simulados.

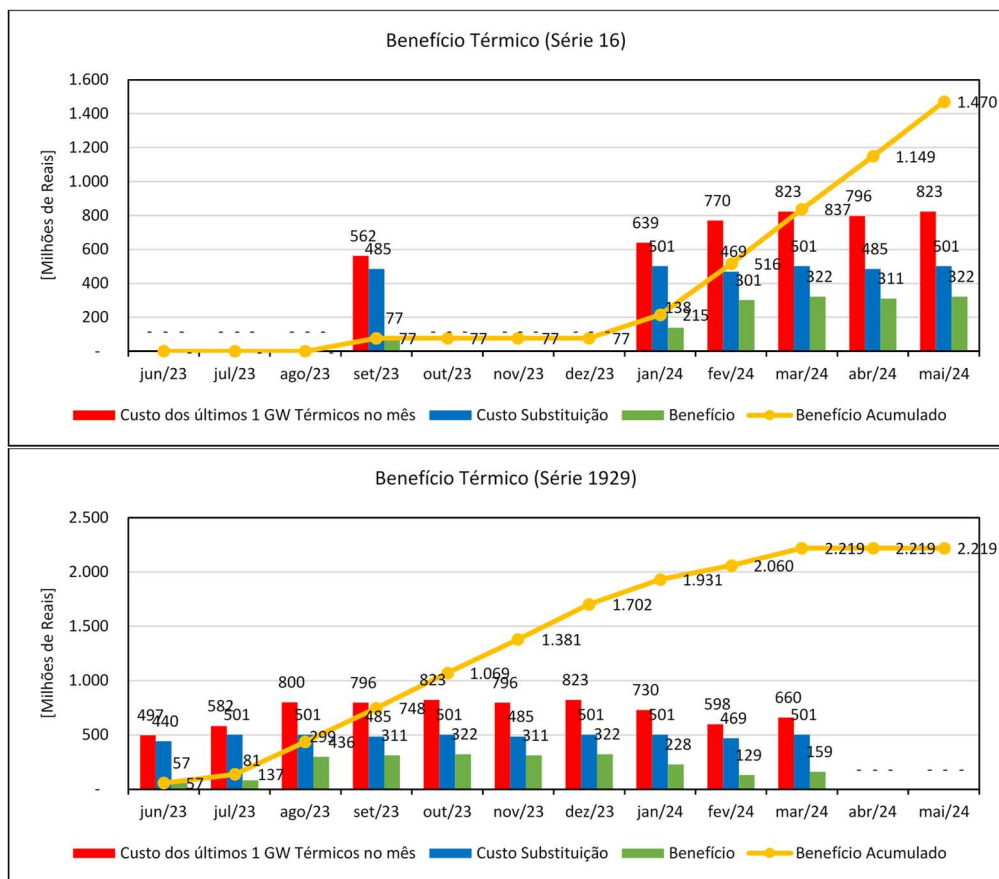


Figura Erro! Nenhum texto com o estilo especificado foi encontrado no documento.- 5: Benefício Térmico para duas séries hidrológicas críticas

As três configurações do parque térmico foram: (i) Referência (REF) – Configuração original do PMO; (ii) Desativação das Térmicas de Alto CVU (STAC) – Descomissionamento de todas térmicas com CVU superior a R\$548/MWh totalizando 3,5 GW de redução da oferta; (iii) Térmicas de Base (TB). As térmicas removidas no cenário anterior foram reinseridas e convertidas a gás natural com CVU de R\$194/MWh. A conjuntura do sistema também foi considerada, sendo que cada caso simulado consistiu de duas situações hidrológicas, a primeira denominada favorável (h19) onde os níveis de reservatórios e vazões realizadas são as utilizadas no PMO de janeiro de 2019, enquanto a segunda considera o sistema em uma condição crítica (h15) e, para tal, foi emulada situação semelhante a janeiro de 2015, considerando níveis de reservatório e vazões realizadas deste ano trazidos para a configuração do PMO de janeiro de 2019. Na Figura -6 é apresentado o custo Operativo da Ponta total de 5 anos, definido como a diferença entre atender a carga modulada subtraído do custo operativo de atendimento a carga sem modulação. Na configuração de referência do sistema a ponta é responsável por 1,1% e 6,4% do custo operacional, para a hidrologia boa e crítica respectivamente. Ao se retirar as térmicas de alto CVU o custo de operação total aumenta, porém, a ponta deixa de ser atendida por essas térmicas. Já a conversão para térmica de base traz flexibilidade (liberando hidráulicas) ao sistema reduzindo impactos das diferenças entre os patamares.

A sinalização contrária na variação do patamar pesado para o caso H19_REF, onde a disponibilidade térmica é a original do sistema, indica que algumas térmicas de CVU mais elevado passam a ser acionadas “na base” quando a

energia da ponta é transferida aos demais patamares. No caso da carga “flat” as hidros perdem a sinalização para operar no patamar de ponta e são despachadas igualmente ao longo da curva de carga, fato que em situações de balanço de ponta no limite leva a que UTE’s de alto CVU venham a ser acionadas no patamar de “ponta”.

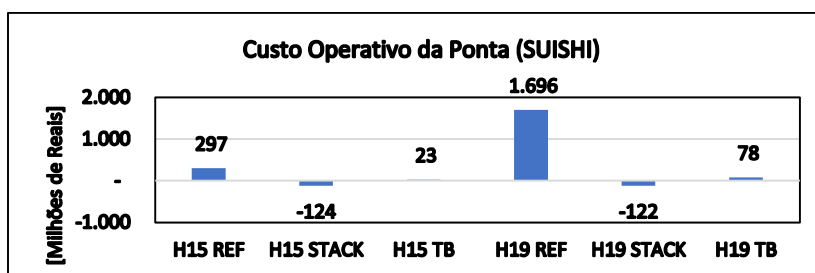


Figura -6: Custo Operativo da Ponta (Custo Operativo Modulado – Custo Operativo Flat)

Os resultados permitem concluir que estudos do atendimento da ponta do ponto de vista energético são insuficientes, por si só, para justificar a presença das UTE’s de alto CVU no SIN, mas mesmo nesses estudos é possível verificar que a presença de térmicas contribui para redução do custo operativo médio nos casos de hidrologia severa e, no custo das piores séries, considerando hidrologias boas, justificando mais uma vez o papel das UTE’s de alto CVU como um seguro para o sistema. Na Figura -7 verifica-se que sem UTE’s se incrementa em R\$ 400 Milhões a operação média do sistema em casos de hidrologia crítica e R\$ 300 Milhões considerando a hidrologia boa, valores significativos para 5 anos.

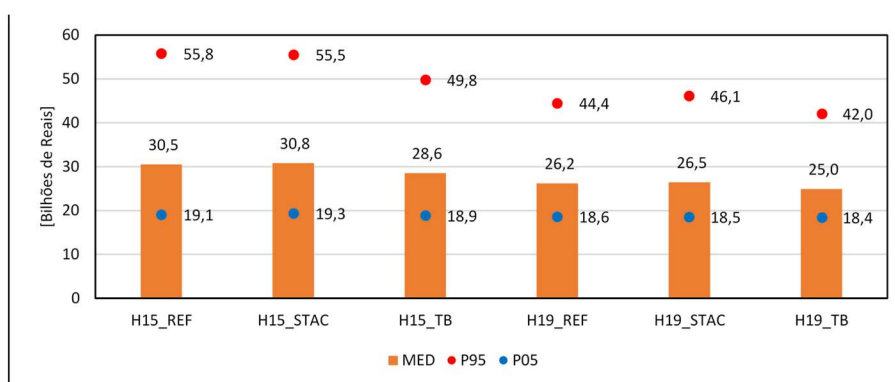


Figura -7: Custo Operativo Total

4.0 ANÁLISE DE CONFIABILIDADE

Nesta seção é apresentado um estudo de confiabilidade composta (geração/transmissão) do Sistema Interligado Nacional (SIN) para a avaliação da contribuição das UTE’s de alto CVU para a confiabilidade do sistema.

4.1 METODOLOGIA

A análise de confiabilidade tem enfoque probabilístico, em regime permanente, com caráter preditivo, adequado a estudos de planejamento. Embora os resultados da análise sejam condicionados a um conjunto pré-estabelecido de premissas, de formas distintas de representação de incertezas e técnicas de cálculo de confiabilidade, servem como referência para avaliar o impacto de mudanças no sistema, tais como a inserção de geração eólica em larga escala e a contribuição da capacidade das usinas de ponta. O modelo computacional utilizado é o Programa de Análise de Confiabilidade Composta (NH2) [1], de propriedade do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), desenvolvido para viabilizar estudos de confiabilidade composta de sistemas de grande porte, como o SIN. As características principais da análise realizada se seguem e a Figura **Erro! Nenhum texto com o estilo especificado foi encontrado no documento.- 8** apresenta as etapas do estudo.

- Representação integral do sistema de geração e transmissão;
- Método de Enumeração de Estados, considerando contingências simples de transmissão, em uma linha ou transformador por vez e modelagem de incertezas por meio de taxas de falha e tempos médios de reparo típicos da *BDCConf (1999-2003)*, obtidos mediante análise estatística de desempenho do SIN no período de 1999 a 2003;
- Análise de adequação via fluxo de potência;
- Possíveis medidas corretivas pós-contingência via Fluxo de Potência Ótimo (FPO): redespacho de potência ativa, controle de tensão em barras PV, controle de tap de transformadores e chaveamento de *shunts*;

- Quantificação da probabilidade, frequência, duração e profundidade do corte de carga por meio de índices de confiabilidade.

4.2 ESTUDO DE CASO

Para o estudo de caso, define-se um **Modelo Base de Rede (MBR)** construído a partir da Base de Dados Fluxo de Potência da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [2], considerando o ano 2029 do PDE 2029, Carga Pesada e Norte Úmido. Para caracterizar uma situação severa do sistema, foi considerada uma redução da geração eólica no Nordeste de 2163,7 MW, compensada por um aumento no despacho das UHE's da região Sudeste de 1624,7 MW, de modo a não violar os limites de geração das barras de referência. O método de redução da geração eólica no Nordeste consiste na aplicação de um fator de redução por estado proporcional ao fator de capacidade do mês com menor fator de capacidade mínimo concomitante de geração eólica no período de 2015 a 2017, com base em dados da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) [3]. Foi considerado um valor limite de redução com o qual ainda seja possível a convergência do MBR no Programa de Análise de Redes (ANAREDE) de propriedade do CEPEL, que posteriormente é utilizado para as simulações no NH2. O estudo de caso tem como objetivo comparar a confiabilidade do SIN com e sem um grupo de usinas ora denominadas *UTE's de Alto CVU*. A Figura - 9 apresenta os cenários do estudo de caso. O *Caso Base* consiste na adição ao MBR da possibilidade de redespacho de potência ativa das *UTE's de Alto CVU* como medida corretiva pós-contingência. Já no *Caso1semUTES*, são excluídas do MBR as *UTE's de Alto CVU*.

Na Figura -10 estão detalhadas as etapas das simulações de confiabilidade. No *Caso1semUTES*, com a exclusão das *UTE's de Alto CVU* do MBR, anula-se um valor original de despacho destas usinas de 760,6 MW, o que é compensado por um aumento da potência das UHE's do Sudeste de 640,3 MW, para evitar a violação dos limites de geração das barras de referência.

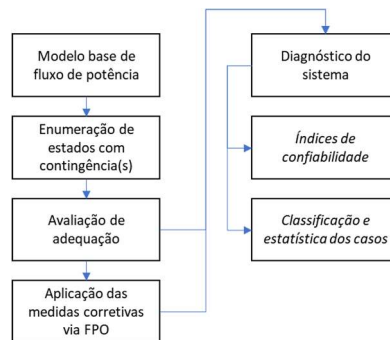


Figura *Erro! Nenhum texto com o estilo especificado foi encontrado no documento.* - 8 – Etapas da avaliação de confiabilidade. Fonte: elaborado a partir de [1]

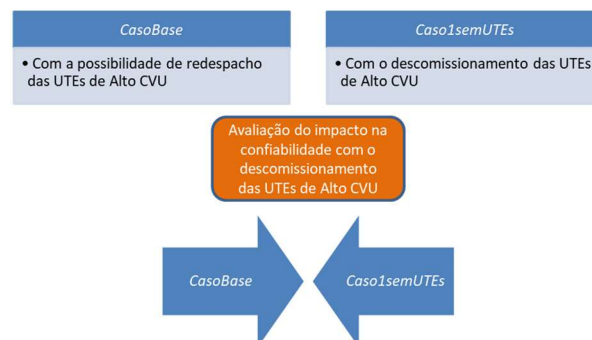


Figura - 9: Cenários do estudo de caso. Fonte: elaboração própria

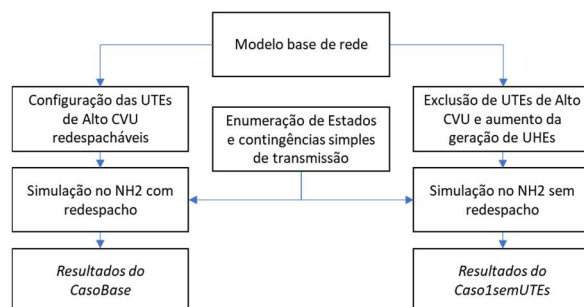


Figura -10: Etapas das simulações de confiabilidade. Fonte: elaboração própria

A **Tabela 2** apresenta o resultado comparativo dos índices de confiabilidade sistêmicos. Os índices de confiabilidade estão relacionados à probabilidade, frequência, duração e profundidade do corte de carga. Logo, um aumento do índice indica deterioração da confiabilidade. Observa-se, nos resultados do *Caso1semUTES*, que houve piora de confiabilidade em relação ao *Caso Base*. O maior aumento foi de 215,7% nos índices LOLP e LOLE.

Tabela 2 – Comparativo dos índices de confiabilidade sistêmicos. Fonte: elaboração própria

Índice	Significado	Unidade	CasoBase	Caso1semUTES	Variação
LOLP	Probabilidade de Perda de Carga	%	2,71900E-03	8,58268E-03	215,7%
LOLE	Expectância de Perda de Carga	h/ano	2,38184E-01	7,51843E-01	215,7%
LOLF	Frequência de Perda de Carga	oc/ano	2,15675E-01	5,25141E-01	143,5%
LOLD	Duração Média de Perda de Carga	h	1,10437	1,4317	29,6%
EPNS	Expectância da Potência Não Suprida	MW	4,32883E-04	5,34786E-04	23,5%
EENS	Expectância da Energia Não Suprida	MWh/ano	3,79205	4,68472	23,5%
IS	Severidade	min	1,92348E-03	2,37628E-03	23,5%
Carga		MW	118287,0	118287,0	

Avaliando-se os resultados de 6 amostras de contingências do NH2 (contingências nºs 217, 339, 763, 1124, 3713 e 3736), verificou-se o redespacho de todas as *UTE's de Alto CVU* no *Caso Base*, em montantes de 1388,0 MW a 1940,2 MW. O estudo realizado permitiu comparar índices de confiabilidade do SIN cenários com as *UTE's de Alto CVU* redespacháveis e com o seu descomissionamento, a partir de um MBR que considera redução da geração eólica na região Nordeste, com base em dados históricos de fator de capacidade. Os resultados indicaram, de forma quantitativa, a deterioração da confiabilidade sem o recurso das *UTE's de Alto CVU*.

5.0 ANÁLISE REGULATÓRIA DAS ALTERNATIVAS DE CONTRATAÇÃO

Os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) são firmados a partir da realização dos leilões públicos, onde as vendedoras são empresas de geração qualificadas previamente para participarem do certame e os compradores são os consumidores cativos, através da declaração da necessidade elaborada pelas distribuidoras que os suprem. Nesses contratos, seja na contratação por quantidade ou por disponibilidade, há uma transferência do lastro de Garantia Física do vendedor ao comprador, de tal maneira que a responsabilidade da cobertura da Garantia Física comercializada junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), no processo de contabilização e liquidação das diferenças contratuais, passa a agregar, a partir do registro do contrato, a responsabilidade sobre as diferenças entre energia comprada e energia consumida, ou revendida. Essa regra de comercialização é aplicada a todos os contratos de compra e venda de energia registrados junto à CCEE, inclusive aos contratos firmados através dos leilões públicos para o ambiente regulado, os CCEAR's.

Observa-se que quando a UTE não é chamada a gerar, a distribuidora arca com a compra da energia no MCP. Considerando que a UTE tem elevado CVU, essa compra pode ser realizada a PLD's elevados. Por outro lado, quando a usina é chamada a gerar, a distribuidora arca com o pagamento do CVU da usina pela geração realizada, além de uma eventual parcela de exposição, valorada a PLD, na hipótese da usina não gerar toda sua Garantia Física. Portanto, o impacto do elevado CVU das usinas se reflete no consumidor cativo da distribuidora que adquiriu o contrato por disponibilidade junto a UTE em quaisquer circunstâncias, seja com a UTE despachada ou não. Essa avaliação demonstra que a modalidade de contratação das usinas de elevado CVU deve ser ajustada para que os consumidores das distribuidoras que compraram energia nos leilões não arquem sozinhos, com os custos da disponibilidade dessas usinas no sistema.

5.1 CONTRATAÇÃO COMO RESERVA DE CAPACIDADE

Uma alternativa para a contratação das usinas que continuam prestando serviços ao sistema é através da remuneração dos empreendimentos para se manterem em stand-by para o operador do sistema utilizá-las como reserva de capacidade, nos momentos de necessidades sistêmicas. As usinas térmicas de elevado CVU que apresentam condições operativas adequadas são relevantes para o sistema elétrico em situações de necessidade de controle operativo da tensão na rede. A recente experiência com a crise hídrica de 2021, demonstra que mesmo

do ponto de vista energético, esses empreendimentos exercem papel significativo na operação de curto prazo. Para ilustrar esse aspecto, com base nos dados divulgados pelo ONS, considerando-se o período de outubro de 2020 a junho de 2021, a geração das usinas a combustíveis fósseis líquidos, foi equivalente a 9% da energia armazenada no submercado Sudeste verificada no mês de junho, o mais representativo de todo o Sistema Interligado Nacional (SIN), ou a 5% da energia armazenada em todo o SIN no mesmo mês de jun/21. Essa base de comparação mostra que a geração das UTE's de elevado CVU têm papel relevante no armazenamento verificado nas UHE's.²

Há particularidades nas UTE's de alto CVU que não devem ser desconsideradas, em prol do benefício ao consumidor final de eletricidade. São usinas, em sua grande maioria, em condições adequadas de operação, com horizonte de vários anos de vida útil operativa, porém que já cumpriram sua vida útil econômica, tendo os investimentos realizados totalmente amortizados e que têm disponibilidade de sistema de transmissão adequado ao escoamento da energia gerada. Tendo em vista este aspecto e considerando que um processo de desmobilização dos ativos e encerramento das atividades operacionais nessas plantas demandariam um horizonte de no máximo 5 anos, a estrutura contratual para manter esses empreendimentos em operação pode ser bem ajustada com base na possibilidade de contratação como reserva de potência (ou reserva de capacidade), prestando serviços a todo o SIN por horizonte contratual em torno de 5 anos.

5.2 REGULAMENTAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DE RESERVA

O decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2001 regulamenta a contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, de que tratam os art. 3º e art. 3º-A da lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. A partir da publicação deste decreto, com a regulamentação da contratação de reserva de capacidade de potência, abre-se uma alternativa relevante para a contratação das UTE's de elevado CVU após o final do período de suprimento nos contratos vigentes para o ambiente regulado. De acordo com o decreto, a reserva de capacidade, na forma de potência, será contratada com vistas ao atendimento à necessidade de potência requerida pelo Sistema Interligado Nacional, com o objetivo de garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Essa disposição do artigo 2º do decreto, pressupõe que a necessidade de potência requerida pelo sistema seja determinada pelas instituições setoriais, essencialmente pela EPE e ONS, responsáveis pelo planejamento da expansão e da operação, respectivamente, cabendo ainda ao ONS, as ações de curto prazo para garantir a segurança operativa do sistema interligado. As necessidades sistêmicas identificadas serão as demandas de reserva de capacidade a serem atendidas nos respectivos leilões, que serão definidas por metodologia colocada em audiência pública.

Essas metodologias podem ser usadas como suporte à análise da expectativa de demanda nos leilões de capacidade, uma vez que, de acordo com a regulamentação, os estudos para definição dos montantes de contratação serão colocados em audiência pública, permitindo que os agentes do mercado contribuam para evolução no processo de cálculo, ficando estabelecido que a reserva de capacidade será contratada por meio de leilões promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). As diretrizes para realização dos respectivos leilões serão estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia, destacando-se que será permitida a participação de empreendimentos novos e existentes, prevendo-se penalidades aos agentes vendedores que não cumprirem os compromissos negociados nos leilões. Este aspecto da regulamentação representa evolução do arcabouço regulatório vigente.

Em adição, fica prevista a possibilidade de valoração de benefícios regionalizados trazidos pelos projetos, à medida que o decreto 10.707 estabelece que nos leilões de capacidade poderão ser considerados sinais econômicos relacionados aos benefícios para o sistema associados à localização dos empreendimentos, indicando que a contratação poderá premiar os empreendimentos que apresentam mais eficácia no atendimento às necessidades do sistema nas regiões elétricas onde essas necessidades se verifiquem. O prazo contratual do leilão de reserva de capacidade é fator relevante a ser avaliado, à medida que a previsão de contratos de até 15 anos, abarca o horizonte de contratação de empreendimentos com investimentos já remunerados, onde o período de contratação pode ser menor e dessa maneira, essas usinas podem ser mantidas em operação no sistema como suporte à etapa de transição da matriz de geração no Brasil, até a entrada efetiva das usinas a gás natural.

6.0 CONCLUSÕES

Concluindo, pode-se afirmar que as termoeletricas são um importante instrumento para reduzir o custo e os impactos tarifários das secas severas se comportando como um seguro para o sistema contra momentos de seca. Com a operação destas termoeletricas, as secas severas – cada vez mais frequentes – poderiam ter um impacto tarifário menor do que nas opções atuais. As análises, observando condições já registradas, demonstram benefícios destas térmicas em relação à redução de custos de despacho térmico e de custos de exposição das hidroelétricas, que recaem sobre os bolsos dos consumidores.

² Observe-se que os valores percentuais de 9% e 5% não se referem ao armazenamento máximo do Sudeste e SIN, respectivamente, mas ao armazenamento verificado no mês de junho, podendo-se afirmar que se não fosse a geração dessas UTE's, o armazenamento no Sudeste em junho seria 9% inferior ao verificado em termos e 5% inferior ao verificado no SIN no mesmo mês.

A análise prospectiva, olhando para séries secas (“sinistros”), ratifica este benefício para o sistema e para o consumidor, com melhoria do armazenamento em momentos críticos, com aumento da Geração Hidroelétrica, redução da Geração Termoelétrica e redução do Custo de GSF pago principalmente pelo consumidor Cativo.

Em síntese, existem aberturas na regulação vigente que permitem a mudança de papel defendida para as UTE's de alto CVU (Energia de Reserva, por exemplo), lembrando que essas plantas oferecem resposta rápida para contrabalançar as variações inevitáveis no balanço carga x geração do sistema e, embora existam também outras alternativas para atingir esse objetivo, as térmicas de alto custo não tem investimento a ser amortizado, seu combustível não tem cláusulas do tipo “take-or-pay” e somente serão despachadas nos momentos em que o Sistema necessitar. Fazendo-se a triagem daquelas usinas que ainda apresentam boas condições operativas, o Artigo enfatizou que a manutenção no sistema das UTE's em condições operativas razoáveis, pode ser solução do tipo “ganha-ganha”.

7.0 AGRADECIMENTOS

Agradecimentos ao Grupo Global, através de suas subsidiárias Cia. Energética Candeias, Cia. Energética Potiguar e Cia. Energética Manauara, como proponente do Projeto “*Expansão da Capacidade do Atendimento de Ponta no SIN como suporte à implementação de Fontes Renováveis Intermitentes: Uma Abordagem Integrada Técnico, Econômica e Regulatória*” (PD-06961-0008/2018 do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL), tendo como Executoras a MRTS Consultoria e a FDTE – Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia, ligada à Escola Politécnica da USP.

8.0 REFERÊNCIAS

- [1] CEPEL, “Programa de Análise de Confiabilidade Composta (NH2). Manual. Versão 11.1.3.” 2019.
- [2] EPE, “Dados para Simulações Elétricas do SIN. Base de Dados Fluxo de Potência. Referência 05/12/2019,” 2019. <http://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao/dados-para-simulacoes-eletricas-do-sin> (accessed Dec. 12, 2019).
- [3] ABEEólica, “Dados ABEEólica,” 2019. <http://abeeolica.org.br/dados-abeeolica/> (accessed Jul. 12, 2019).
- [4] Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021

DADOS BIOGRÁFICOS



DOREL SOARES RAMOS, possui graduação, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo, onde é professor concursado do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da USP, sendo ainda sócio administrador da MRTS Consultoria. Com mais de 45 anos de experiência no Setor Elétrico, exerceu cargo de Diretor de Regulação do Grupo EDP Energias do Brasil tendo sido ainda Diretor das Distribuidoras do Grupo. Participou das principais reformas do Setor Elétrico, 5 livros publicados, 250 artigos em periódicos e conferências nacionais e internacionais, tendo orientado 31 Dissertações de Mestrado e 10 Teses de Doutorado, além de cerca de 70 Projetos de Formatura.