

## **METODOLOGIA DE CÁLCULO DO REQUISITO DE POTÊNCIA PARA APOIO À GESTÃO DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

Yasmina El-Heri<sup>1</sup>

Bruno Borba<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Universidade Federal Fluminense – UFF, Niterói – RJ, Brasil.

### **Resumo:**

A composição da matriz de energia elétrica do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) sofreu significativa alteração nos últimos anos. As usinas hidrelétricas ainda que predominantes na matriz, vem dando lugar às eólicas e as solares. São esperadas também a introdução de baterias associadas às usinas renováveis e o aumento no uso da geração distribuída. Estas fontes dificultam a atuação do Operador Nacional do Sistema (ONS) no que diz respeito ao atendimento à demanda de ponta, pois contribuem com energia, mas podem não contribuir com potência nas horas necessárias. De acordo com o planejador a necessidade de atendimento à demanda de ponta e não somente à demanda de energia já ocorre no país e há necessidade de contratação de potência partir de 2026. Este trabalho sugere uma nova forma de calcular a contribuição de potência firme para as fontes hídricas e renováveis não despacháveis. O trabalho busca, portanto, analisar no horizonte de 2027 a 2030 a gestão do planejamento da expansão do SEB considerando como requisito a contratação de energia e de potência e o atendimento aos critérios de suprimento atuais e utilizando a comparação entre a metodologia proposta e a metodologia do planejador. A metodologia aplicada neste estudo considera o efeito do histórico de vazões para as usinas a fio d'água, o que não ocorre na metodologia do planejador, e considera cenários de geração eólica e solar de forma individualizada, diferente da metodologia do planejador que utiliza os cenários agregados. Foi possível perceber que a atual metodologia utilizada pelo planejador pode estar otimista, o que acaba distorcendo a real necessidade de contratação de potência no sistema.

Palavras-chave: Planejamento da Expansão, Requisitos de Potência, Requisitos de Energia, Contribuição de Potência, Demanda de Ponta.

### **1. INTRODUÇÃO**

O atual modelo do SEB entrou em vigor com a publicação da Lei nº 10.848/2004. Esta lei alterou o marco regulatório de maneira significativa e objetivou focar em instrumentos que garantissem a segurança de suprimento de energia. A publicação desta Lei e conseqüentemente a reestruturação do setor,

foram impulsionadas pelo racionamento de energia sofrido pelo país em 2001. Naquela época acreditava-se que estas soluções seriam suficientes para garantir o atendimento ao consumo ao menor custo total.

A matriz de energia elétrica brasileira sofreu alterações em seu portfólio, recebendo uma alta penetração de usinas renováveis com característica de geração variável e diminuição da participação das usinas hidrelétricas com reservatórios [1]. Devido à esta alteração, o SEB se encontra novamente em uma necessidade de reestruturação [1]. Uma nova regulamentação, chamada de Modernização do Setor Elétrico está sendo tramitada no governo através do PLS (Plano de Logística Sustentável) nº 232/2016 e do PL (Projeto de Lei) nº 1.917/2015. As medidas da nova regulamentação visam aumentar a segurança e a garantia no atendimento ao consumo ao menor custo. Uma das medidas que já está foi implementada é a alteração nos critérios de suprimento, com a introdução de critérios que visam a garantia de atendimento à potência. Os critérios de suprimento são parâmetros determinados pelo governo através do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), de forma a garantir a expansão do setor ao menor custo total (custos de operação mais custos de investimento) dado o atendimento a um critério de segurança, de forma a minimizar o risco do não atendimento à demanda de energia. Com o novo marco regulatório, a previsão é de que o consumo seja lastreado pela contratação de energia, e pela contratação de potência.

O objetivo deste trabalho é, portanto, analisar no horizonte de 2027 a 2030 a gestão do planejamento do sistema considerando o requisito mínimo de contratação de potência como parâmetro de decisão do modelo de planejamento da expansão, sugerindo um aprimoramento na forma de calcular a contribuição de potência firme para as fontes hídricas e renováveis não despacháveis, que difere das atuais regras utilizadas pelo planejador do SEB. A metodologia aplicada neste estudo considera o efeito do histórico de vazões para as usinas a fio d'água, o que não é realizado pelo planejador em sua metodologia. Considera cenários de geração eólica e solar de forma individualizada, diferente da metodologia do planejador que utiliza os cenários agregados, além de a métrica aqui sugerida considerar a média dos 100 piores cenários. Já o planejador utiliza o P95% da geração conjunta eólica e solar.

Será utilizado o modelo de planejamento da expansão OPTGEN para realizar as simulações acerca do planejamento da expansão que serão apresentadas, desenvolvido pela empresa de consultoria PSR. Informações sobre o modelo podem ser encontradas em [2]. Serão comparados os resultados do planejamento do sistema elétrico para o horizonte de 2027 a 2030 sem considerar a restrição de potência como parâmetro de decisão do modelo e considerando a restrição mínima de contratação de potência de 105% da demanda anual conforme metodologia utilizada pelo planejador [3]. Para a análise de

atendimento aos critérios de suprimento foram realizadas simulações no modelo de despacho hidrotérmico SDDP desenvolvido pela empresa de consultoria PSR. Informações sobre o modelo podem ser encontradas em [4].

Uma sensibilidade na fórmula de cálculo da contribuição de potência de cada usina hidrelétrica também será mostrada de forma a averiguar a importância da forma de cálculo da contribuição de potência das fontes através da comparação destes dois cenários. E será aplicada a metodologia do planejador no estudo de caso deste trabalho, de modo a comparar os dois métodos, a sugerida e a atual, verificando se a metodologia utilizada hoje está adequada para refletir a real necessidade de contratação de potência no sistema.

## 2. METODOLOGIA E PREMISSAS

O primeiro passo para a realização deste estudo é a determinação da configuração inicial do SEB, incluindo a oferta de geração e transmissão já existentes e a planejada a entrar em operação no horizonte de análise. Após a determinação do plano já existente, outras premissas também devem ser observadas. A Figura 1 exemplifica a metodologia utilizada neste trabalho.

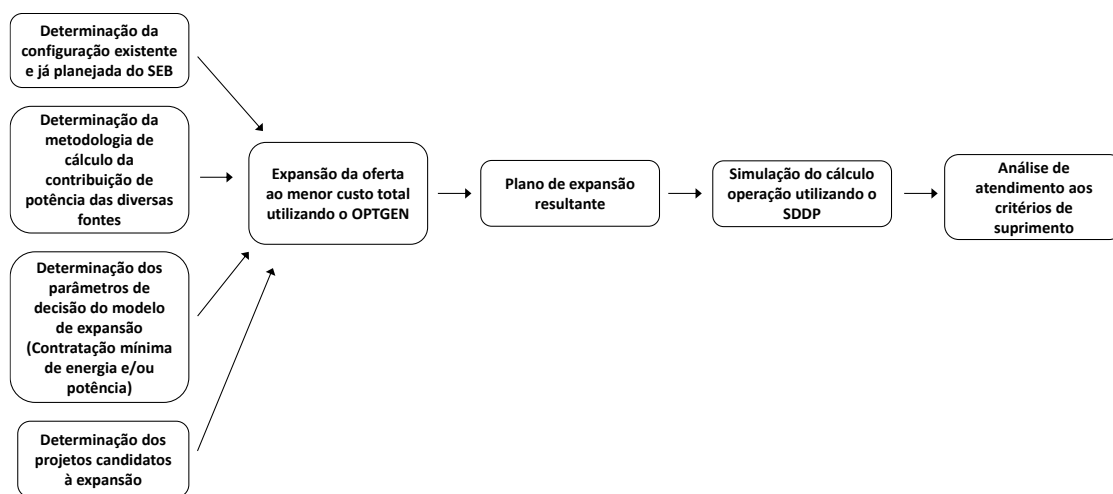


Figura 1 – Metodologia geral dos estudos de caso

### 2.1. Cálculo da Garantia Física

Para todos os casos que serão apresentados o cálculo de garantia física por tipo de fonte para cada usina considerou as regras dispostas na regulamentação vigente nas Portarias nº 101, de 22 de março de 2016 e nº 351 de 06 de julho de 2016.

### 2.2. Cálculo da Potência Firme

Para a realização dos estudos acerca do planejamento da expansão considerando requisitos de potência, devem ser determinadas as contribuições de potência firme para cada tipo de fonte utilizada no estudo. O requisito de potência firme ainda é um parâmetro novo no setor que não tem regulação específica determinada. Serão apresentados dois tipos de metodologia para o cálculo da potência firme de usinas renováveis e hidrelétricas, e apenas uma metodologia para usinas termoeletricas. A metodologia de cálculo da contribuição de potência do planejador pode ser encontrada em [5].

### 2.2.1. Cálculo da Potência Firme para Usinas Termoeletricas

Para as usinas termoeletricas, a disponibilidade de capacidade em MW é determinada como a potência efetiva da planta, ou seja, sua capacidade instalada abatidos os valores das taxas de indisponibilidades forçadas e programadas, considerando o seu fator de capacidade máximo. No caso das térmicas, a potência firme é igual à potência efetiva.

$$P_{ef_{term}} = Cap.Inst. \times FC_{m\acute{a}x} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \quad (1)$$

Onde:

$P_{ef_{term}}$  = Potência efetiva térmica [MW]

$Cap.Inst$  = Capacidade instalada [MW]

$FC_{m\acute{a}x}$  = Fator de capacidade máximo [%]

$TEIF$  = Taxa de indisponibilidade forçada [%]

$IP$  = Taxa de indisponibilidade programada [%]

### 2.2.1. Cálculo da Potência Firme para Usinas Hidrelétricas

Para realizar o cálculo da contribuição de potência das usinas hidrelétricas foi necessário simular um caso estático (sem expansão do sistema e sem aumento da demanda ao longo dos anos) no modelo de despacho hidrotérmico utilizando as séries históricas até a convergência CMO=CME. O caso estático permite avaliar os parâmetros das usinas sem a influência das condições hidrológicas atuais nos reservatórios, utilizando a média histórica como referência. Considera-se também as seguintes equações abaixo:

$$P_{ef_{hidr}} = Cap.Inst. \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \quad (2)$$

$$P_{max} = P_{ef_{hidr}} \times \left( \frac{hl}{hefe} \right)^{\beta} \quad (3)$$

Onde:

$P_{ef_{hidr}}$  = Potência efetiva hidrelétrica [MW]

$P_{max}$  = Potência máxima hidrelétrica [MW]

$hl$  = Altura de queda líquida [m]

$hefe$  = Altura de queda efetiva [m]

$\beta$  = Constante que varia de acordo com o tipo de turbina

Portanto, para todos os tipos de usinas hidráulicas, hidrelétricas com reservatórios e usinas a fio d'água, foi utilizada uma metodologia que consiste em:

- (i) realizar uma simulação de um caso estático no modelo de otimização energética;
- (ii) somar por série e por etapa (mensal) as gerações das usinas a fio d'água resultantes do caso estático com a potência máxima das hidrelétricas com reservatório, equação (3);
- (iii) avaliar qual a série possui a menor contribuição anual de geração hidráulica calculada no item (ii). Neste caso o critério escolhido foi a menor contribuição, mas poderia ter sido utilizada a média simples, média ponderada, um percentil etc.;
- (iv) analisar qual o mês possui a maior demanda (neste caso foi o mês de fevereiro);
- (v) para a série encontrada na etapa (iii) e para cada usina, utilizar a geração/potência da etapa (ii) correspondente ao mês encontrado na etapa (iv), este então será o valor da contribuição de potência das usinas hidráulicas.

Além de ser utilizada a série encontrada na etapa (iii), que considera a pior série de geração hidráulica, também foi utilizada a série que corresponde ao percentil 90% de forma a analisar as diferenças no resultado do planejamento da expansão conforme a alteração na contribuição de potência das usinas hidrelétricas, fonte de maior representação na matriz atualmente. A contribuição total das hidrelétricas considerando a pior série do histórico é de aproximadamente 76GW e considerando o percentil 90% é de aproximadamente 79GW.

### **2.2.2. Cálculo da Potência Firme para Usinas Renováveis**

Na metodologia desenvolvida para o estudo, a contribuição das renováveis consiste em:

- (i) separar e agregar as usinas renováveis em postos renováveis que contenham as mesmas características geográficas e meteorológicas; (uma descrição mais detalhada encontra-se no Anexo B);
- (ii) criar um histórico de geração utilizando um modelo matemático (foi utilizado o Time Series Lab, desenvolvido pela empresa de consultoria PSR), que consiste em utilizar a mesma base de dados

que o planejador utiliza (MERRA-2) sobre o regime solar e/ou de ventos de uma determinada região, como por exemplo, velocidade do vento, direção, pressão, temperatura etc. e simular qual seria o histórico de geração dadas estas determinadas condições climáticas citadas anteriormente, associadas aos parâmetros de uma turbina eólica e/ou painel solar (uma descrição mais detalhada encontra-se no Anexo C);

- (iii) calcular a demanda líquida horária (haverá uma para cada cenário), abatendo, portanto, da demanda total, a geração térmica inflexível e a geração renovável (diferentes cenários);
- (iv) ordenar as 100 maiores demandas líquidas horárias das 8.760 horas do ano;
- (v) tirar a média por posto da geração (séries sintéticas criadas) de cada uma destas 100 horas com maiores demandas;

A contribuição de potência firme de cada posto renovável será o valor encontrado na etapa (v).

### 2.3. Definição da Configuração Base Considerando os Projetos em Implantação

A Figura 2 apresenta a capacidade instalada existente e contratada até o ano de 2026 utilizada em todos os 4 casos simulados.

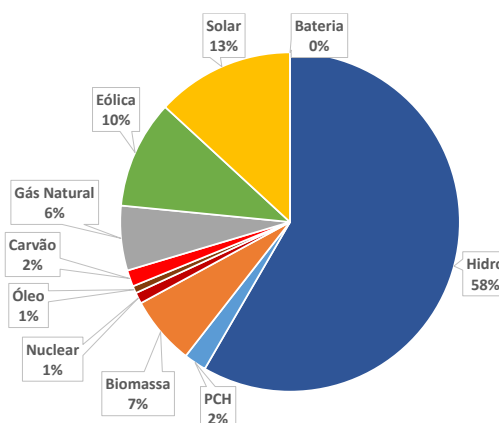


Figura 2 - Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada no SIN 2026

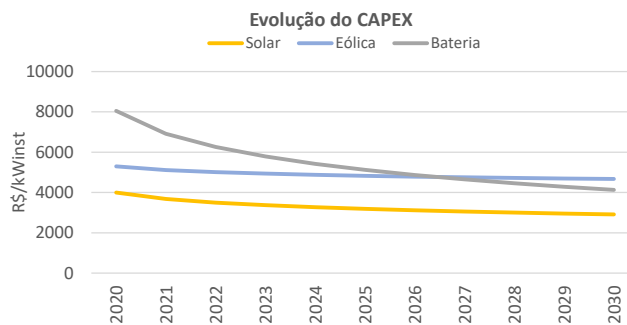
### 2.4. Definição dos Candidatos à Expansão

#### 2.4.1. Custos dos Projetos

Para quantificar os projetos indicativos que irão competir para fazer parte da expansão, foram utilizadas premissas do Annual Technology Baseline – NREL [6]. A Tabela 1 resume os custos de investimento dos projetos candidatos à expansão utilizados neste estudo. Para as usinas eólicas, solares e baterias, há uma curva de redução do Capex, como pode ser observado através da Figura 3.

**Tabela 1 – Custos de Investimentos dos Projetos Candidatos à Expansão**

Projeto	Capacidade	CAPEX	OPEX	Garantia Física
	MW	R\$/kWinst	R\$/kWano	%
PCH	30	6.500	40	71%
Hidro	1.000	4.500	35	71%
Biomassa	100	5.500	85	58%
Térmicas GNL	900	3.336	35	89%
Ciclo Combinado Gás Natural	450	3.336	35	100%
Carvão Nacional	500	2.125	60	96%
Carvão Importado	500	1.750	50	100%
Nuclear	1.000	5.500	180	100%
Eólica	30	5.300	85	50%
Solar	30	4.000	35	30%
Bateria	500	8.051	99	-



**Figura 3 – Evolução do Capex EOL/SOL/Baterias**

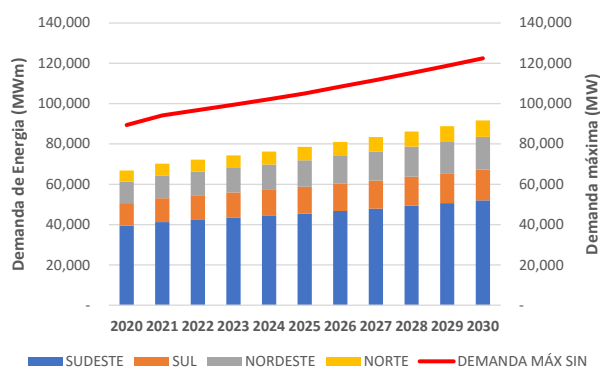
São apresentadas também as premissas utilizadas para calcular o custo variável unitário das usinas termelétricas conforme Tabela 2.

**Tabela 2 - Premissas para o cálculo do Custo Variável Unitário das Térmicas**

Índice	Fonte	Unidade	2026	2027	2028	2029	2030
IPCA	BCB - 09/25/2020	%	3.68%	3.89%	4.09%	4.30%	4.50%
Câmbio	BCB - 09/25/2020	(R\$/US\$)	4.47	4.47	4.47	4.47	4.47
Henry Hub	World Bank (Abr/20)	(US\$/MMBtu)	2.84	2.97	3.10	3.22	3.34
Carvão Importado	CME Grp - Mai/19/2020	(US\$/ton)	64.58	64.58	64.58	64.58	64.58

### 2.4.2. Demanda de Energia

A demanda de energia foi calculada com base nas projeções de PIB do Banco Central do Brasil realizadas em setembro de 2020 para o horizonte de 2020 até 2024 (média das projeções diárias para cada ano), e posteriormente foi utilizada uma taxa de crescimento de aproximadamente 3% a.a. para os demais anos. As curvas de carga foram representadas em forma horária nos modelos. A Figura 4 apresenta as projeções de demanda de energia e de ponta para cada um dos submercados e para o SIN.



**Figura 4 – Projeção de Demanda de Energia e Demanda de Ponta**

### 2.4.3. Premissas do Modelo de Planejamento da Expansão

Para considerar as restrições de potência, foi utilizada a mínima contratação de potência = 1,05 da demanda máxima do ano. Esta premissa é a mesma utilizada pelo planejador em seus estudos, porém ao invés de considerar a demanda por patamar, foi considerada a demanda máxima horária de cada ano. A seguir é apresentada a tabela com os valores em MW para as restrições de potência.

**Tabela 3 - Restrições de Potência Mínima**

Ano	Mínima Contratação de Potência (MW)
2027	117.327,85
2028	120.954,49
2029	124.710,23
2030	128.599,31

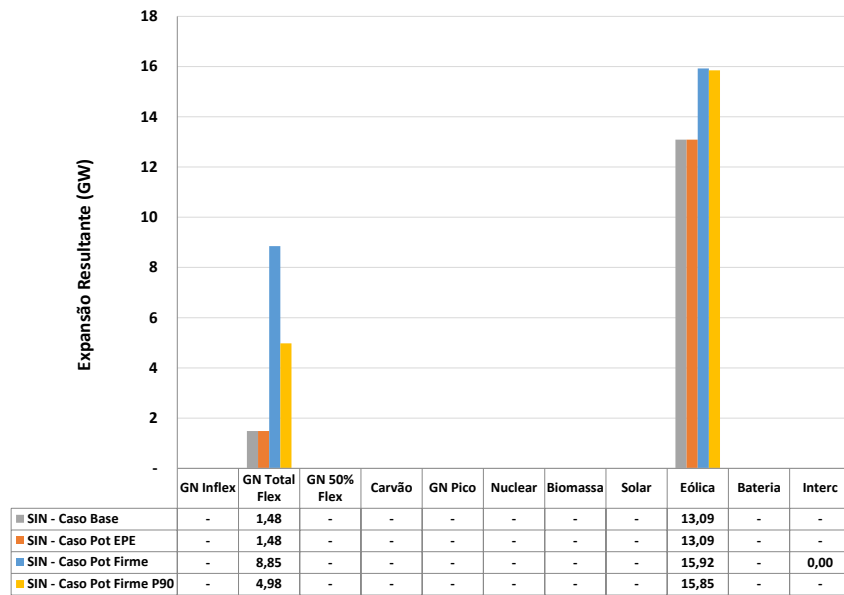
## 3. RESULTADOS

### 3.1. Planejamento da Expansão do SEB

Todos os casos simulados consideram incerteza associada à hidrologia e foram simulados com o objetivo de indicar a expansão ótima resultante do modelo para o horizonte de 2027 a 2030. Os casos simulados foram:

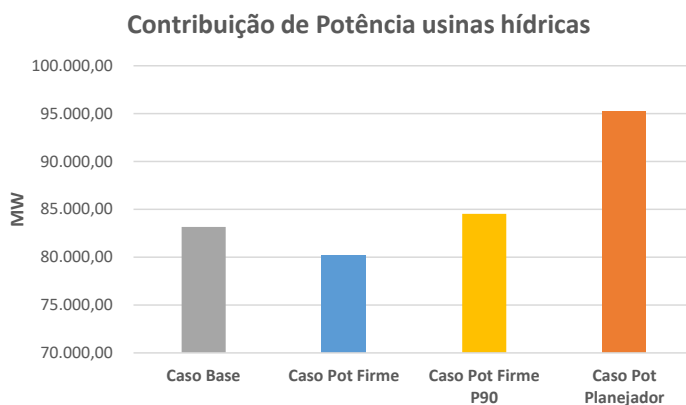
1. Caso Base (não considera restrição de mínima contratação de potência para o sistema e não considera contribuição de potência das usinas);
2. Caso Potência Firme (considera restrição de contratação mínima de potência de 1,05% da demanda conforme Tabela 3, e considera a metodologia de contribuição de potência das usinas conforme descrito anteriormente, considerando a pior série de hidrologia para as hidrelétricas e as demais metodologias para térmicas e renováveis);
3. Caso Potência Firme P90% (considera restrição de contratação mínima de potência de 1,05% da demanda conforme Tabela 3, e considera a metodologia de contribuição de potência das usinas conforme descrito anteriormente, considerando o percentil 90% das séries de hidrologia para as hidrelétricas e as demais metodologias para térmicas e renováveis);
4. Caso Potência Planejador (considera restrição de contratação mínima de potência de 1,05% da demanda conforme Tabela 3, e considera a metodologia de contribuição de potência das usinas do planejador para todos os tipos de fontes).





**Figura 5 – Resultado da Expansão Total por Caso (SIN)**

A Figura 5 apresenta o resultado total da expansão adotado pelo modelo para o SIN para os casos simulados. Percebe-se que para o Caso Base a expansão total foi de 14,58 GW sendo 1,48 GW em térmicas a gás natural 100% flexíveis e 13,09 GW em usinas eólicas. Para os casos que consideram os cálculos de contribuição de potência considerando o pior cenário hidrológico para as hidrelétricas, a expansão total resultante foi de 24,77 GW, sendo 8,85 GW em térmicas a gás natural 100% flexíveis e 15,92 GW em usinas eólicas. Para o caso em que as contribuições individuais das usinas hidráulicas considera o percentil 90% das séries hidrológicas, o resultado total da expansão do SIN foi de 20,83 GW, sendo 4,98 GW em térmicas a gás natural 100% flexíveis e 15,85 GW em usinas eólicas. Já o caso que considera o cálculo de contribuição de potência do planejador resultou em uma expansão igual ao Caso Base. Isto ocorreu porque a metodologia utilizada neste caso para o cálculo da contribuição de potência está considerando uma contribuição elevada principalmente para as fontes hidrelétricas. A Figura 6 exemplifica a contribuição das fontes hídricas para cada caso. Percebe-se que o Caso Potência do Planejador possui de 10GW a 15GW de diferença de contribuição de potência em relação aos Casos Potência Firme e Potência Firme P90. O que ocorreu foi que a contribuição de potência das usinas existentes se tornou tão alta ao ponto de que considerar ou não a restrição de potência, não resultou em diferença na decisão de expansão do sistema tomada pelo modelo.



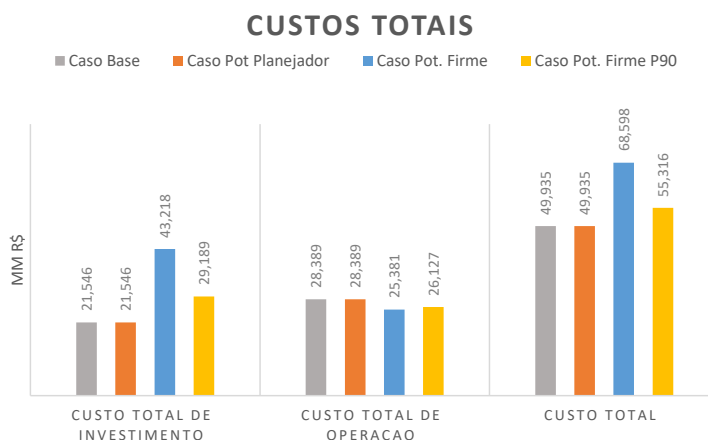
**Figura 6 - Contribuição de potência usinas hídricas**

Estes resultados demonstram que há uma diferença significativa em colocar uma restrição de contratação mínima de potência quando realizada a análise de expansão de um sistema elétrico em um modelo de otimização. A diferença entre adotar uma restrição mínima como obrigação de contratação de potência e não adotar esta obrigação entre os Caso 1 e 2 foi de aproximadamente 10,20 GW, e entre os Casos 1 e 3 foi de aproximadamente 6,25 GW.

Percebe-se também diferenças expressivas ao considerar no modelo um valor com um cálculo mais rigoroso para a contribuição de potência para cada fonte, especificamente para cada usina. A expansão resultante foi maior no Caso 2 em relação ao Caso 3, pois ao se considerar o pior cenário hidrológico ocorrido como referência para o valor de contribuição de cada usina hidráulica, foi necessário expandir o sistema com mais usinas a gás natural 100% flexíveis, para que a restrição de contratação mínima de potência fosse atendida. Isto significa que caso ocorra um ano com hidrologia similar à pior do histórico e este valor não for adotado como critério de contribuição de potência para as usinas hidrelétricas, pode não haver potência o suficiente no sistema para atender ao critério mínimo de 5% acima da demanda.

Os custos totais dos 4 casos simulados podem ser observados através da Figura 7. Percebe-se que para garantir que o atendimento à demanda de energia e de potência ocorram, o planejador deve estar disposto a pagar um preço mais elevado na expansão do sistema, e quanto maior for a restrição, maior será este custo. Isto pode ser percebido devido as diferenças de custo entre os casos 2 e 3. Apesar de a restrição mínima de potência não ter sido alterada entre estes casos, o valor de potência com que cada fonte contribui foi alterado. O Caso 2 que considera que as usinas hidrelétricas terão uma capacidade menor de contribuição no atendimento à ponta em relação ao caso 3 foi o que resultou em um maior custo total. Em contrapartida, seu custo de operação foi o menor dentre todos os casos, isto é, na garantia de atendimento à potência os custos de investimento são mais elevados, porém, os custos de operação são

menores. O Caso Potência do Planejador teve o mesmo custo do Caso Base, uma vez que a expansão resultante é igual.



**Figura 7 – Custos Totais (Custo de Operação + Custo de Investimento) - SIN**

### 3.2. Atendimento aos Critérios de Suprimento

A análise de atendimento aos atuais critérios de suprimento foi feita considerando os resultados de expansão obtidos com o modelo de decisão de investimentos OPTGEN, realizando uma simulação da operação detalhada com o modelo de otimização do despacho hidrotérmico SDDP.

#### 3.2.1. Caso Base e Caso Potência Planejador

A Figura 8 mostra o atendimento aos critérios para o Caso Base e para o Caso Potência do Planejador. Uma vez que a expansão destes dois casos é a mesma, os resultados da operação do sistema também são iguais, e consequentemente o atendimento aos critérios de suprimento. Observa-se que somente o critério econômico não foi atendido neste estudo de caso. O não atendimento a um dos critérios indica uma necessidade de adequação no planejamento da expansão, uma vez que os critérios são violados, isto indica que este cenário de expansão não é confiável de acordo com a aversão ao risco determinada pelo próprio planejador e pelo ministério.

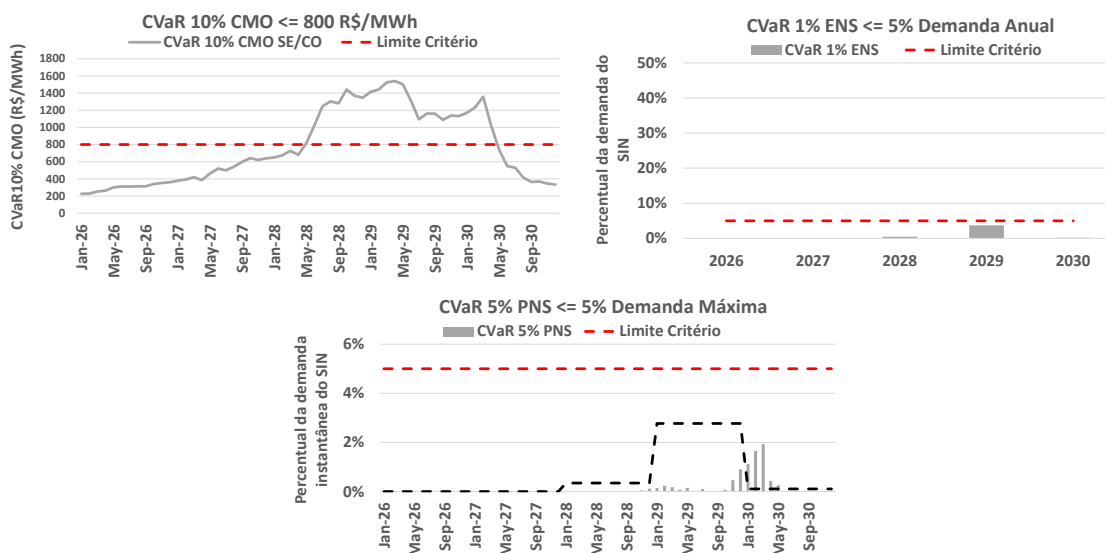


Figura 8 – Atendimento aos Critérios de Suprimento – Caso Base e Caso Pot Planejador

### 3.2.2. Caso Potência Firme

Para o Caso de Potência Firme, todos os critérios de suprimento para o planejamento da expansão foram atendidos.

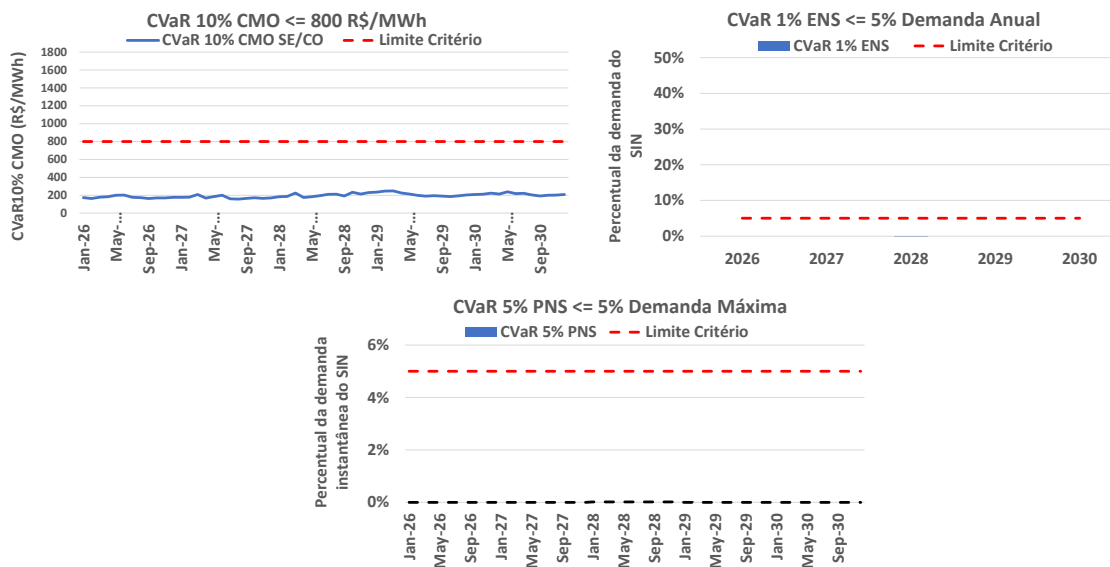
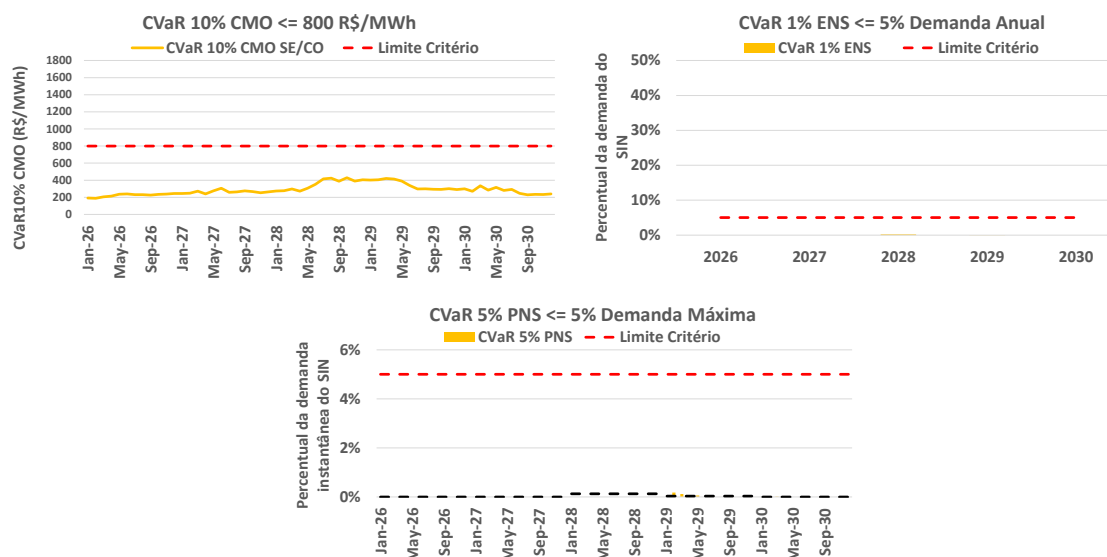


Figura 9 - Atendimento aos Critérios de Suprimento– Caso Potência Firme

### 3.2.3. Caso Potência Firme P90%

Para o Caso de Potência Firme percentil 90%, todos os critérios de suprimento para o planejamento da expansão foram atendidos.



**Figura 10 - Atendimento aos Critérios de Suprimento – Caso Pot. Firme P90%**

Percebe-se que o atendimento ao critério econômico CVaR 10% (CMO) foi violado somente nos Casos 1 e 4 a partir do ano de 2028 e obteve os menores resultados no Caso 2. Isto ocorreu porque no Caso 1, não havia restrição mínima de contratação de potência, com isto a expansão térmica foi menor e o modelo de despacho hidrotérmico teve que despachar as térmicas ao final do horizonte de simulação de modo a evitar um baixo armazenamento. Com relação ao Caso 4, isto ocorreu pois como a contribuição de potência considerada neste caso era elevada, a expansão não sofreu alteração em relação ao Caso Base, levando a operação do sistema a ter o mesmo comportamento de despachar as usinas mais caras a fim de evitar o déficit e poupar água nos reservatórios. Já nos Casos 2 e 3 a expansão térmica foi maior e o modelo otimizou o seu uso durante todo o horizonte evitando a necessidade de um despacho mais elevado pois conseguiu manter um nível de armazenamento constante ao longo do horizonte de estudo.

Os critérios de segurança não foram violados em nenhum dos casos, o que não indicaria ainda uma necessidade de contratação de potência no SEB se o critério econômico não tivesse sido violado nos Casos 1 e 4. No entanto, para o ano de 2029 o valor de CVaR 1% da ENS ficou próximo de violar o critério. A análise de atendimento ao critério de suprimento econômico violado a partir do ano de 2028 e o critério de segurança CVaR 1% da ENS quase violado para os Casos Base e Potência do Planejador no ano de 2029 indicam que há sim necessidade de contratação de potência no Sistema Elétrico Brasileiro.

#### 4. CONCLUSÃO

Este trabalho objetivou analisar a gestão do planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro ao se inserir o requisito de potência mínimo como parâmetro de decisão nos modelos, sugerindo ainda, novas metodologias de cálculo para a contribuição de potência firme para usinas hidrelétricas e

para usinas renováveis. O Caso 1 que não possui obrigatoriedade de contratação de potência resultou em um plano de expansão com custos de investimento menos elevados, porém, com custos operacionais mais altos. Já o Caso 2 que possui uma obrigatoriedade na contratação de potência mínima e cálculo de contribuição de potência mais rigoroso para as usinas hidrelétricas e renováveis, resultou em um plano de expansão com custos de investimento mais elevados, porém, custos de operação reduzidos. Quando o critério de contribuição de potência das usinas hidrelétricas foi relaxado conforme o Caso 3, o plano de expansão resultou em custos de investimento e de operação intermediários entre os casos simulados. Já o Caso 4 que considerou a metodologia de cálculo de contribuição de potência utilizada pelo planejador, mostrou resultados que indicam que a metodologia de cálculo utilizada parece estar sendo otimista, gerando uma falsa perspectiva de que não haveria necessidade de contratação de potência, pois as atuais usinas já estariam contribuindo com o valor necessário para atender a este requisito do sistema.

Os resultados apresentados indicam uma necessidade de contratação de potência a partir do ano de 2028, pois o critério de suprimento econômico foi violado para os Casos Base e Caso Potência do Planejador. O cálculo da contribuição de potência de formas distintas resulta em planos de expansão distintos, devendo-se avaliar a aversão ao risco do planejador deste sistema ao realizar o cálculo da contribuição de potência das diversas fontes de energia. A necessidade de adoção de um critério mais rigoroso pode ocasionar custos totais elevados, e não haver diferença significativa no atendimento aos critérios de suprimento em relação a um plano com a adoção de uma metodologia de cálculo mais relaxada, conforme os resultados simulados nos Casos 2 e 3.

### **REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- [1] Ministério de Minas e Energia - MME, "PROPOSTA COMPILADA DE APRIMORAMENTO CONTEMPLANDO TODAS AS ALTERAÇÕES," Brasília, 2018.
- [2] "PSR," [Online]. Available: <https://www.psr-inc.com/software/?current=p4038>.
- [3] Empresa de Pesquisa Energética - EPE, "Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 |," Rio de Janeiro, 2020.
- [4] "PSR," [Online]. Available: <https://www.psr-inc.com/software/?current=p4026>.
- [5] EPE - Empresa de Planejamento Energético, "Avaliação do Suprimento de Potência no Sistema Elétrico e impactos da Covid 19," Rio de Janeiro, 2020.
- [6] National Renewable Energy Laboratory - NREL, "Annual Technology Baseline: The 2020 Electricity Update," 2020.

- [7] EPE - Empresa de Pesquisa Energética, “Avaliação do Suprimento de Potência no Sistema Elétrico e impactos da Covid 19,” Rio de Janeiro, 2020.
- [8] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, “LIMITES DE TRANSFERÊNCIA DE ENERGIA ENTRE REGIÕES E GERAÇÃO TÉRMICA POR RESTRIÇÕES ELÉTRICAS PARA O PERÍODO DE SETEMBRO DE 2020 A DEZEMBRO DE 2024,” Rio de Janeiro, 2020.