



## GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

### O MERCADO DE CAPACIDADE NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO – RESILIÊNCIA E SEGURANÇA

J.C.O. Mello

A.G. Viana

V.H. Ribeiro dos Santos

L.N. Cechetto

THYMOS ENERGIA

X. Vieira Filho

E.A. Pochmann da Silva

F.E. Lamm Pereira

ABRAGET

#### RESUMO

A lei nº 14.120/21 cria um Mercado de Capacidade com a contratação de ativos e/ou recursos que possam prover a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN) através dos Leilões de Reserva de Capacidade. A solução é pragmática ao considerar uma abordagem incremental para contratação, com ativos estratégicos de geração à disposição do ONS, novos ou existentes, com volumes e métricas estabelecidas pelo poder concedente. Neste artigo é apresentada uma metodologia de cálculo para estabelecer os volumes e as métricas que deveriam ser consideradas pelo poder concedente na demanda dos leilões de reserva de capacidade.

#### PALAVRAS-CHAVE

Confiabilidade, Mercado de Capacidade, Metodologia de Cálculo, Desenho de Mercado

#### 1. INTRODUÇÃO

As oportunidades de avanço na matriz futura de energia elétrica são amplas. O mix tecnológico de geração do setor elétrico brasileiro (SEB) é conhecido internacionalmente pela predominância das fontes renováveis, com especial destaque para as usinas hidrelétricas, as quais representam atualmente ao redor de 60% da capacidade instalada. Outra característica relevante do SEB é a continuidade de abundância de recursos renováveis para expansão da capacidade de geração em termos energéticos, destacando eólicas e solar fotovoltaicas (PV) com preços extremamente competitivos na componente energia. O Brasil está mudando o seu desenho do mercado de energia elétrica para incluir mecanismos de capacidade, com o principal objetivo de garantir a segurança e a resiliência da operação do sistema no âmbito da matriz futura.

A motivação para introduzir um novo Mercado de Capacidade no SEB decorre da combinação de dois fatores principais: a expectativa de um crescimento expressivo do mercado livre de energia (ACL) a partir de 2025, e o aumento da participação das novas fontes renováveis (eólica e solar), que comercializam o produto energia com preços imbatíveis.

O mercado cativo é representado no atacado pelas concessionárias de distribuição (D), que compram antecipadamente suas necessidades nos leilões públicos. Essa estrutura foi capaz de garantir a expansão da oferta com contratos de longo prazo, com duração entre 15 e 30 anos, agregando capacidade de geração de diversas fontes, inclusive hidrelétrica e termelétrica, além das já mencionadas eólica e solar. Por outro lado, os consumidores livres podem gerenciar seu portfólio de contratos, sendo comum o uso de estratégias que combinam níveis de contratação diferentes para o curto, médio e longo prazo. Com a perspectiva futura de ampliação do ACL e a expansão da geração distribuída (GD) no varejo, surgem incertezas para a contratação de nova capacidade pelas D, de forma que os grandes leilões de compra de energia diminuirão naturalmente. Ao mesmo tempo, as novas renováveis têm sido as mais competitivas no produto energia, garantindo a expansão da participação dessas fontes na matriz energética.

Dada esta estrutura de mercado, o Governo Federal brasileiro e o Legislativo aprovaram a Lei nº 14.120/21 para implementar o Mercado de Capacidade. O objetivo principal é garantir a segurança e resiliência para a operação futura do sistema de energia. A ideia é realizar um leilão de capacidade central no mercado com exigências baseadas em metas de adequação e segurança, já aprovadas pelo Governo Federal através do Conselho Nacional de Política

Energética (CNPE). A melhor maneira de implementar o Mercado de Capacidade é uma solução prática com uma abordagem de contratação marginal, onde ativos novos e estratégicos existentes competirão.

A operação do sistema nos próximos 10 anos, considerando os requisitos de confiabilidade, será verdadeiramente desafiadora, uma vez que um grande conjunto de usinas térmicas pode ser descomissionado e a segurança e resiliência das operações do sistema elétrico serão comprometidas com a crescente integração de fontes renováveis intermitentes. Embora estejam previstos grandes investimentos na expansão da transmissão, os mesmos não são suficientes para garantir segurança e resiliência, especialmente em situações climáticas extremas.

Assumindo a lógica de que o preço de mercado de energia deveria ser o meio fundamental de alocação dos recursos e indução e eficiência, restaria um Mercado de Capacidade marginal no qual se contrataria somente os recursos necessários para confiabilidade do SIN e que via o mercado de energia não fosse possível manter ou atrair.

Aprofundando a análise, o mercado de capacidade deve prover apenas a receita que os empreendimentos não conseguem obter no mercado de energia, até que se atinja o retorno mínimo exigido pelos investidores. Como os agentes obtêm renda no mercado de energia por meio de contratos ou liquidando ao PLD, a formação dos preços de energia e capacidade é essencial, dado que um preço desequilibrado pode prover uma renda excessiva ou insuficiente para os geradores.

A Figura 1 ilustra uma separação de produtos “energia” e “capacidade & confiabilidade” atrelados às fontes e seus atributos.







Fontes	Produtos
 Eólicas  Solar  Biomassa	<b>Energia</b>
 Térmicas flexíveis CVU alto (> PLD <sub>med</sub> )  Motorização Hidrelétricas	<b>Capacidade/confiabilidade</b>
 Hidrelétricas e PCHs  Térmicas de base CVU médio e baixo  Térmicas flexíveis CVU médio	<b>Energia</b> <b>Capacidade/confiabilidade</b>

Figura 1 – Fontes e Produtos – Mercado Capacidade

O cálculo das metas de confiabilidade são critérios probabilísticos e as análises devem incorporar as principais incertezas do SIN. A importância das térmicas para atender os produtos da Figura 1 pode ser demonstrada com o valor agregado por estes projetos na confiabilidade do SIN. A formatação da modelagem para cálculo das quantidades necessárias de nova oferta para atender os critérios do CNPE deve incluir: (i) Modelagem das incertezas da oferta de capacidade; (ii) Representação da curva de carga; (iii) Manutenção e falhas nos equipamentos com dados estocásticos; (iv) Simuladores para verificação da adequação e segurança. A incorporação destes aspectos no planejamento setorial se impõe devido à exigência de cada vez mais flexibilidade na operação. No entanto, é preciso definir quais projetos são elegíveis para aprimorar a resiliência e segurança do sistema. A matriz energética brasileira passou por mudanças profundas nos últimos anos, tendência essa que deve se intensificar no futuro. Surge, pois, a necessidade de aprimoramento da sincronia entre a expansão e a operação para garantir a segurança do SIN.

O artigo discute o cálculo da capacidade futura necessária para atender os critérios do CNPE, baseado em metas de confiabilidade. Simulações cronológicas da oferta frente a curva de carga serão adotadas para cálculos dos indicadores para confrontar os critérios do CNPE. O artigo oferecerá também uma avaliação da situação atual do mercado brasileiro de energia e os requisitos futuros de confiabilidade. Um estudo de caso será apresentado para demonstrar os novos requisitos para serviços de geração no sistema brasileiro.

## 2. MERCADO DE CAPACIDADE - RACIONAL

Os mercados de energia elétrica foram reestruturados ao longo das décadas de 1980 e 1990 focados no produto energia, uma vez que as tecnologias então disponíveis (principalmente hidrelétricas e termelétricas) atendiam naturalmente aos demais requisitos sistêmicos, inclusive de confiabilidade. Todavia, a matriz energética deixou de ser ancorada em um número reduzido de grandes ativos de geração controláveis (despacháveis), se tornando em uma matriz pulverizada em ativos menores e com tecnologias não despacháveis. Esta mudança paradigmática demanda uma revisão dos modelos de mercado, para que remunere não apenas a energia, mas também os outros requisitos sistêmicos.

Outro elemento extremamente relevante é o preço, uma vez que os desenhos de mercado tradicionais contemplavam um preço spot robusto suficiente para a atração de investimentos. Contudo, observa-se mundialmente uma tendência

cada vez maior de preço marginais baixos nos mercados desenvolvidos, destacando a maior inserção de renováveis e a amortização de boa parte dos ativos de geração térmica. Em um contexto de abundância da componente energia, refletindo em um preço baixo, pode se ter uma situação inusitada de escassez de outros serviços necessários para a confiabilidade do sistema [2]. A experiência internacional aponta como solução para tal fenômeno a criação de um mercado de capacidade, considerando os serviços necessários e sua forma de contratação, para encontrar uma combinação ativos e recursos que permitam custos competitivos com um nível de segurança estabelecido [1].

Um desenho de mercado internacional “padrão” também contempla, além do mercado de capacidade, a criação de outros mecanismos complementares ao mercado de energia elétrica, tais como serviços ancilares, para assegurar que se tenha capacidade de geração e recursos sistêmicos visando a confiabilidade, assumindo um determinado nível de segurança [3]. Assim, em um cenário de Mercado de Capacidade se criam diferentes produtos com uma remuneração mínima para as usinas, e seus recursos permanecem disponíveis para o Operador do Sistema - ONS. Sintetizando, pode-se dizer que o Mercado de Capacidade nasce do fenômeno de insuficiência de renda no Mercado de Energia puro, o que significa que a renda obtida no Mercado de Energia, refletida pelo preço spot (PLD), não é suficiente para atrair e manter ativos geração e recursos necessários para confiabilidade do sistema. Em outras palavras, o preço spot não é alto suficiente para remunerar as usinas, uma premissa presente na desregulamentação na década de 1990.

Os novos leilões de expansão devem atender as necessidades de um mercado de capacidade – adequação e segurança elétrica e energética – de forma distinta da expansão atual para atender apenas os requisitos energéticos dos compradores ACR e ACL. Este deve ser um processo hierárquico de competição para a seleção da matriz futura – certames de atendimento dos requisitos num processo sequencial. A complementação das necessidades deve ser realizada numa visão de longo prazo até o curto prazo (leilões de serviços ancilares). A Figura 2 demonstra os princípios do mercado de capacidade no atendimento dos requisitos do mercado.

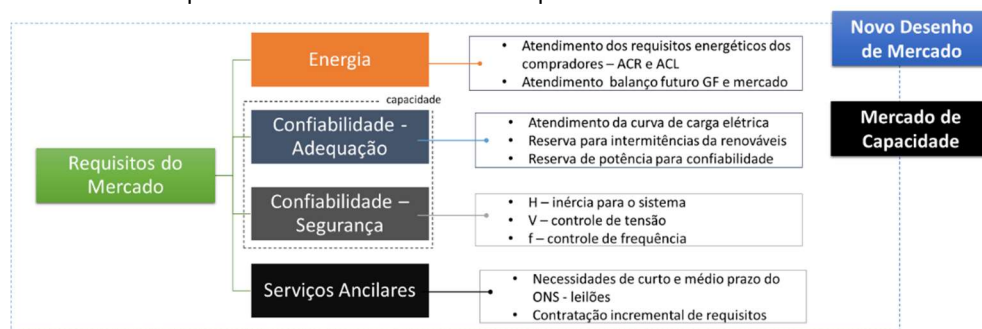


Figura 2 – Requisitos do Mercado e a Separação em Produtos– Mercado Capacidade

Neste novo desenho de mercado, a capacidade das tecnologias, com os atributos adequados para a segurança do sistema, seriam inicialmente contratado de forma central, a partir de estudos técnicos coordenados pelo MME, realizados pela EPE e ONS, com regulação do processo pela ANEEL e operacionalização da CCEE, o que tornaria concreta a previsão estabelecida na Lei nº 14.120/21.

### 3. MERCADO DE CAPACIDADE – CRITÉRIOS DE SUPRIMENTO

A tarefa de planejar um sistema elétrico resiliente está cada vez mais desafiadora diante a uma crescente complexidade das incertezas, dos cenários, das situações disruptivas e mudanças climáticas. Diante disso, aumentam as responsabilidades do Poder Concedente e o do planejador do sistema do seu compromisso em compreender a realidade física do SIN.

Os novos critérios gerais de garantia de suprimento foram aprovados pelo CNPE ao final de 2019 (Resolução nº 29, de 12 de dezembro de 2019), e de forma positiva revisou o critério de suprimento energético, e incluiu também o critério geral de garantia de suprimento para aferição da adequabilidade do atendimento à potência.

Esta já era uma necessidade identificada pelos agentes com a entrada maciça de renováveis intermitentes no varejo e no atacado, além das demais fontes hidrelétricas fio d’água sem capacidade de armazenamento e os projetos de biomassa, muito dependentes das safras e plantações associadas. Em poucas palavras, o SIN ficou cada vez mais dependente de fontes com variabilidade grande do recurso energético primário, subordinando-se a natureza e potenciais eventos climáticos.

A definição das necessidades do mercado de capacidade futuro é, na grande maioria dos mercados de energia, uma atribuição central com capacidade de avaliar as necessidades sistêmicas. No Brasil, a Lei nº 14.120/21, e o Decreto 10.707/21 definem esta atribuição ao Poder Concedente (MME), com apoio das instituições técnicas EPE e ONS. No Leilão de Reserva de Capacidade de 2021, a metodologia da EPE está oferecida em “Metodologia de Análise para o Atendimento à Demanda Máxima de Potência e Requisito de Capacidade” com fundamentos adequados, no entanto aprimoramentos nas premissas e critérios de análise são necessários.

### 3.1 Demanda do Sistema

A avaliação de capacidade deve feita pela análise de atendimento à demanda máxima instantânea, no entanto um critério importante no SIN é o efeito de pontas não coincidentes em cada subsistema, que devem ser consideradas como coincidentes. A alegação de que o sistema é interligado e a capacidade de transmissão consegue atender as demandas de subsistemas interconectados, e, portanto, seria possível atender a máxima demanda do SIN não é razoável. Esta premissa é pouco realista, e pode levar a um excesso de transmissão para oferta de capacidade. Ao mesmo tempo, para a reserva de potência na metodologia EPE adota-se o acréscimo de 5% à demanda máxima de cada região, e na metodologia ora proposta este acréscimo da reserva operativa não é considerado nas simulações. Não se adota este critério, dado que a simulação de alguns dos eventos considerados como causa da aplicação de reserva serão modelados em detalhe, como quebra e reparo de unidades e intermitência de renováveis.

### 3.2 Capacidade da Oferta

De forma geral, a EPE adota a capacidade da oferta no balanço de capacidade idêntica com os riscos apurados na simulação energética das fontes, no entanto existem efeitos específicos de variabilidade nas fontes que devem ser simulados com maior detalhe.

- (i) **Hidrelétricas** - Ao longo dos últimos anos, a precipitação observada em algumas das principais bacias hidrográficas integrantes do SIN tem se mostrado significativamente abaixo da média histórica. O déficit de precipitação acumulado nos últimos 10 anos em algumas bacias chega alcançar um valor maior do que o total de chuva que ocorria em média num ano. Em consequência, as vazões afluentes às usinas localizadas nessas bacias também têm se situado abaixo da média histórica nos últimos anos. O deplecionamento recorrente nos reservatórios do SIN pode forçar uma possibilidade concreta de perda do controle hidráulico e déficit de potência. Cabe ressaltar que tal situação não se caracteriza como uma surpresa. No P&D estratégico ANEEL nº 10 de 2013, foi exposto que as cargas críticas sofreriam perdas de até 25% até o ano de 2041 [6]. Adicionalmente, outros estudos se sucederam como o projeto META do MME, Banco Mundial (2018) e o trabalho específico da Bacia do Paraná (PNUD-MME). Todos oferecem previsões com diminuição no nível médio de precipitação e uma maior concentração de chuvas no período úmido e aumento do período seco dificultando a regularização dos rios [4]. O conjunto de usos consuntivos também contribui para indisponibilidades hídricas para produção de energia [5]. Face ao exposto, o cálculo da disponibilidade máxima de potência das usinas hidrelétricas a ser considerado no balanço de capacidade futura no SIN deve ser aprimorado.
- (ii) **Portfólio Eólica e Solar** - A dissonância entre simulação e realidade física do SIN deve ser evitada. A EPE adota, para as usinas eólicas, os valores estimados a partir da análise de dados verificados de medição anemométrica. Como o histórico de medição disponível tende a ser pouco representativo da variabilidade do recurso, os valores simulados de geração eólica são estendidos com base nos dados de modelo estatístico (MERRA 2). Ainda, a EPE propõe a composição de um portfólio formado por fontes solar e eólica a partir do P95 da distribuição mensal dos valores de disponibilidade horária de potência projetados para essas fontes. O efeito portfólio é um aspecto positivo, no entanto, a recomendação para um estudo de necessidades de um leilão de reserva de capacidade é não utilizar os recursos de energia eólica e solar de forma conjunta e sim individual para efeito de simulação. Além disto, já existe um volume de produção eólica e solar razoável em cada submercado e sugestão é utilizar uma série de dados históricos horários de cada fonte.
- (iii) **PCH e Biomassa** - A disponibilidade é considerada de forma aproximada como sendo o valor médio mensal da sua geração. O motivo apontado pela EPE é que, atualmente, o despacho dessas usinas não é realizado de forma centralizada. Acrescenta-se ainda a baixa sinalização dos atuais patamares de PLD para o incentivo da modulação dessas fontes, o que pode evoluir com o preço horário. Neste sentido, a premissa foi considerada razoável e a metodologia ora adotada utiliza a curva de disponibilidade da EPE para a capacidade de PCHs e Biomassa.
- (iv) **Térmicas** - A representação detalhada das térmicas é um ponto de destaque na metodologia proposta. A capacidade disponível da oferta das térmicas deve considerar no período de análise apenas os projetos contratados existentes ou em comissionamento. As térmicas dependem fundamentalmente dos contratos,

portanto a continuidade como “merchant” é pouco plausível, a não ser em momentos conjunturais de desbalanço, que é o que se quer evitar.

### 3.3 Visão Geral da Metodologia

A importância dos projetos para a segurança elétrica pode ser demonstrada com o valor agregado por estes projetos na confiabilidade do SIN. Para atender os critérios probabilísticos do CNPE na definição da capacidade adequada do SIN é necessária uma avaliação ampla das incertezas na operação – análise probabilística.

A metodologia ora proposta difere daquela aplicada pela EPE. A análise probabilística dos critérios de suprimento do CNPE ora adotada é a “Simulação Sequencial (Cronológica)” para captura de todas as incertezas de forma simultânea [7]. O diagrama simplificado da simulação sequencial é apresentado na Figura 3. Ao final da simulação com uma configuração selecionada são calculados índices LOLP e CVaR(PNS) e comparado com os critérios do CNPE. Após analisar várias configurações possíveis, ao encontrar a convergência com os critérios do CNPE, a necessidade do leilão de reserva de capacidade é alcançada.

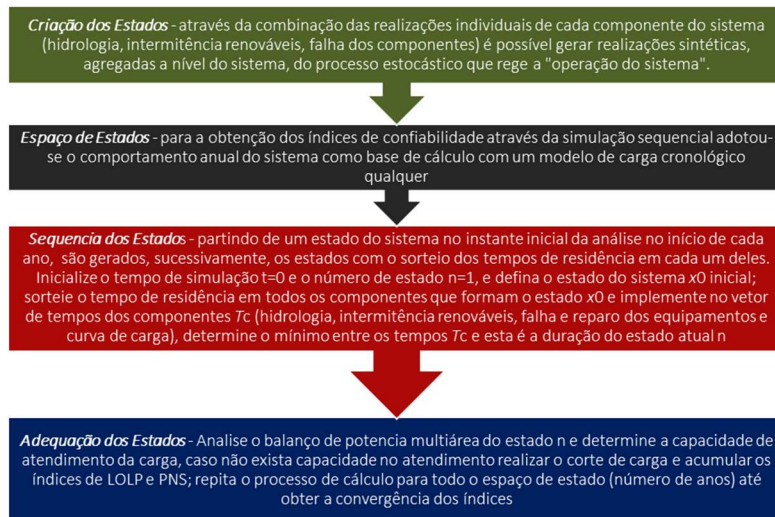


Figura 3 – Análise Confiabilidade – Simulação Sequencial

## 4. MERCADO DE CAPACIDADE – ESTUDO DE CASO

Um estudo de caso no horizonte 2025-27 é oferecido neste trabalho. A simulação ampla da disponibilidade probabilística necessita de um conjunto de dados bem abrangente, como adotado na representação do SIN detalhada a seguir: (i) a representação adotada na simulação da disponibilidade probabilística é a multiárea com as principais interligações entre os submercados; (ii) a geração será modelada em detalhe dos blocos hidrelétricos, térmicos, eólicos e solares; (iii) cenários de carga futura são representados; (iv) a variação da disponibilidade da capacidade conforme a produção das hidrelétricas, PCHs, e biomassa serão modeladas conforme os dados da EPE (modelo MDI); (v) a variação da disponibilidade da capacidade da produção das eólicas e solares serão modeladas conforme os dados reais históricos do ONS; (vi) todas as usinas hidrelétricas e térmicas estão sendo modeladas em detalhe com dados por unidade geradora, taxas de falha e tempo de reparo.

### 4.1 Falhas e Reparos – Hidrelétricas e Térmicas

As falhas e reparos das usinas hidrelétricas e termelétricas foi representada em grande detalhe, como segue: (i) Número de unidades; (ii) Potência ativa mínima e máxima por unidade; (iii) Taxa de falha por unidade (oc./ano); (iv) Tempo de reparo por unidade (horas); (v) Classe de dados estocásticos na falta de dados específicos.

As estatísticas de falhas dos equipamentos para análise de confiabilidade são coletadas regularmente pelo ONS, que disponibilizou dados agregados. As classes foram separadas em Hidráulicas e Térmicas, como na Tabela 1. As classes obtidas no ONS foram adotadas apenas nas usinas em que não se encontrou dados individuais. Nos dados do cálculo da reserva probabilística do ONS foi possível conseguir alguns dados individuais de usinas.

Tabela 1 – Classes Estocásticas de Falha e Reparo (ONS)

Classe	taxa de falha (oc/ano)	tempo de reparo (horas)	TEIF (%)
Hidráulicas ONS	5,9	22	1,45%
Térmicas ONS	6,2	164	10,46%

Não considerando as manutenções programadas, em média ao menos 25 geradores de médio e grande porte estão indisponíveis para reparos em cada momento no SIN. As manutenções programadas não foram consideradas na análise, tendo em vista que as mesmas podem ser otimizadas com o ONS, para reduzir seu impacto sistêmico.

## 4.2 Disponibilidade Hidrelétricas

As disponibilidades das hidrelétricas foram obtidas nos dados da simulação do MDI (modelo de decisão de investimento). A variação da disponibilidade de capacidade das hidrelétricas é significativa, com base nos dados EPE utilizando a técnica da rotatividade de 72 anos do histórico com janelas de 15 anos ( $15 \times 72 = 1.080$  anos = 12.960 meses). A oferta da disponibilidade das hidrelétricas foi simulada em detalhe com a Perda de Potência por Deplecionamento para as usinas com reservatório. As usinas estruturantes têm sua capacidade dominada pela hidrologia e as usinas fio d'água possuem uma variação de potência muito discreta. A Figura 4 ilustra a segmentação adotada para a representação das hidrelétricas com capacidade disponível nos 12.960 meses – reservatórios, fio d'água e estruturantes. A variabilidade é significativa na potência disponível das hidrelétricas. A sua consideração é fundamental na definição da necessidade de capacidade para atender os critérios do CNPE. O número de cenários agregados considera o mesmo critério de agrupamento aplicado pela EPE no MDI para a simulação de confiabilidade da geração. Dentro deste conjunto foram selecionados aqueles de pior média anual de capacidade total disponível. A despeito da sequência de simulação se considerou que os anos futuros podem estar sujeitos a qualquer dos cenários do espaço amostral disponibilizado pela EPE com o simulador SUISHI.

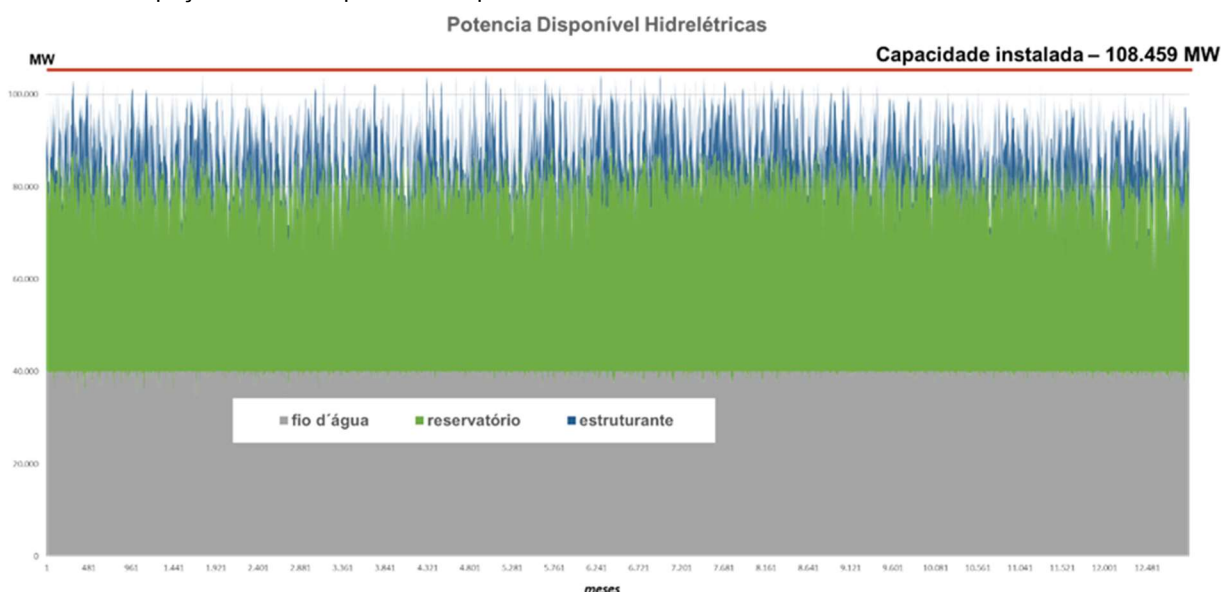


Figura 4 – Disponibilidade Hidrelétrica - Análise Confiabilidade

A perda de potência por deplecionamento nos reservatórios e por disponibilidade hídrica nas estruturantes nos piores cenários (probabilidade acumulada de 5%) é significativa, como apresentado na Tabela 2. O total de usinas simuladas com as disponibilidades em cada série na confiabilidade de geração é de 103 usinas hidrelétricas (reservatório + estruturantes). Nas demais (fio d'água) é adotada a capacidade nominal – 38 GW instalado.

Tabela 2 – Disponibilidade das Hidrelétricas (%)

#	Cenário		Capacidade Hidrelétrica	
	Série MDI	ano	MW	% do máximo
1	1963	ano 4	80.211	74%
2	1947	ano 4	84.566	78%
3	1997	ano 2	85.189	79%
4	1997	ano 14	83.757	77%
5	1997	ano 15	82.585	76%
6	1940	ano 11	85.594	79%
7	1936	ano 15	85.670	79%
8	1992	ano 3	85.000	79%

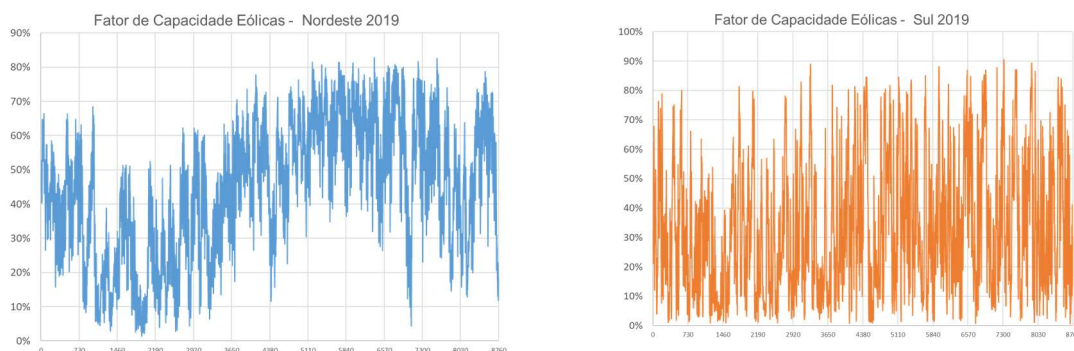
Na simulação cronológica da confiabilidade, a série de capacidade das hidrelétricas é simulada mensalmente com 8 anos de cenários hidrológicos possíveis considerados no espaço de estado simulado – usualmente 200 a 500 anos de simulação para capturar o índice LOLP e CVaR(PNS) respectivamente.

## 4.2 Disponibilidade Renováveis

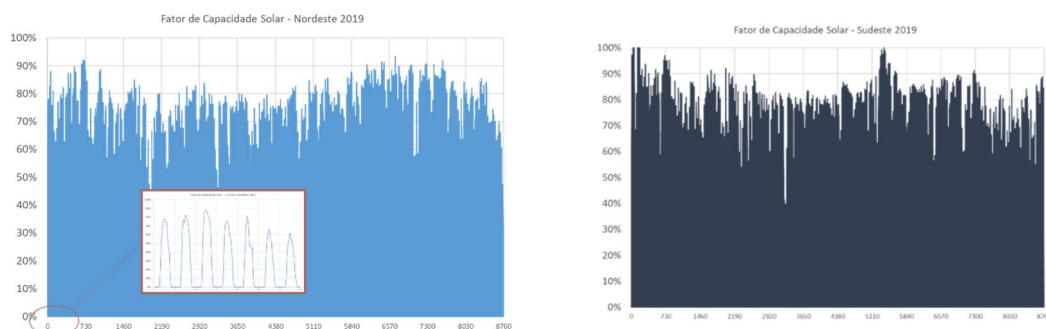
A oferta da disponibilidade das renováveis – eólicas e solares - foi simulada em detalhe com toda a intermitência das fontes, a partir de séries horárias históricas obtidas do ONS. Esta modelagem permite capturar toda a intermitência das fontes ao longo de 8760 horas do ano, combinadas com os outros eventos das demais ofertas e com a curva de carga. Para efeito desta simulação se adotou apenas o ano de 2019, para evitar qualquer influência da crise sanitária do COVID 19. O ano 2019 é apenas uma realização do processo estocástico de variação destas fontes e se poderia

utilizar outros anos, mas se considerou aqui suficiente capturar para a variabilidade. Notar que se buscou utilizar valores históricos agregados por submercado para evitar regionalizações individuais que poderiam agregar diferenças no perfil da expansão. Considera-se a adoção do histórico mais próxima da realidade do perfil destas fontes do que aquelas com base nas previsões de ventos e solarimetria de futuros projetos como adotado pela EPE.

A Figura 5 apresenta uma visão da variabilidade da produção eólica e seu fator de capacidade associado para o Norte/Nordeste e Sul. O Nordeste apresenta uma sazonalização bem característica de produção maior no 2º semestre, enquanto o Sul não possui tal padrão. A Figura 6 apresenta uma visão da variabilidade da produção solar fotovoltaica e seu fator de capacidade associado para o Nordeste e Sudeste – Norte MG. Não existe um fator de sazonalização muito claro em ambos os mercados. O destaque busca ressaltar a variação ao longo do dia, no caso do submercado Nordeste, onde o fator de capacidade é bem alto ao longo dia e nulo durante a noite.



*Figura 5 – Curvas do Fator de Capacidade das Eólicas 2019 – Nordeste e Sul (ONS)*



*Figura 6 – Curvas do Fator de Capacidade das Fotovoltaicas 2019 – Nordeste e Sudeste Norte MG (ONS)*

#### 4.3 Modelagem da Confiabilidade – Visão Global

Numa forma de sintetizar a proposição de modelagem e a simulação de confiabilidade associada, a Figura 7 oferece uma visão global de todos os efeitos de forma conjugada. Com a capacidade instalada de um determinado cenário de planejamento considerado na análise é aplicada a representação probabilística da oferta. De posse desta representação probabilística, que é uma modelagem cronológica, para efeito do cálculo do critério da LOLP se avalia o desempenho da oferta frente a ponta do SIN. No cálculo do critério do CVaR(PNS) se avalia o desempenho da oferta frente a ponta mensal sazonalizada. A sazonalidade da carga considerada é aquela utilizada pelo ONS em seus estudos de planejamento energético anual (PEN).

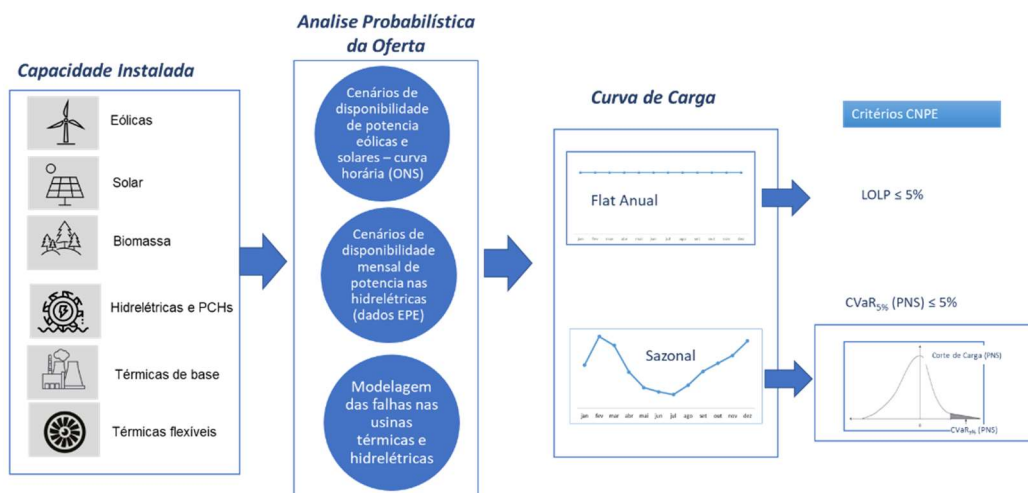


Figura 7 – Visão Global – Metodologia Proposta

Um exemplo interessante da variação da capacidade disponível para o SIN é apresentado na Figura 8. O cenário aqui simulado é o ano de 2025 no PDE 2030 com uma capacidade Instalada de 169 GW. A variação da perda de capacidade em relação a nominal está segmentada nos eventos considerados na simulação – intermitência das renováveis – eólica e solar, variação da capacidade das hidrelétricas de acordo com a hidrologia, as falhas e reparos nos equipamentos de geração. O período de simulação considerado neste exemplo foi de 200 anos.

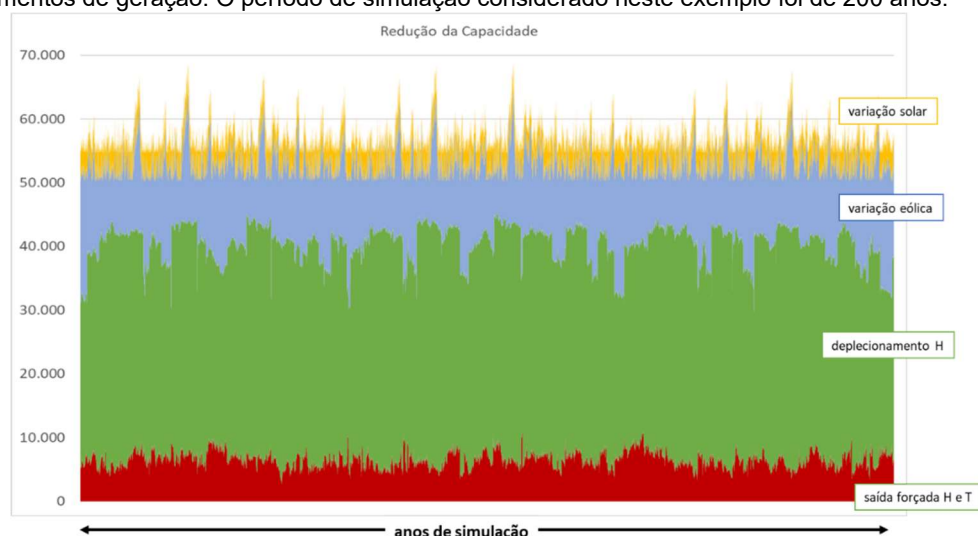


Figura 8 – Variação da Capacidade – Configuração 2025 – Anos de Simulação

#### 4.4 Resultados

Para efeito de avaliação da metodologia proposta será aqui apresentado um estudo de caso com avaliação da necessidade de contratação no leilão de reserva de capacidade para o triênio 2025 a 2027. As premissas adotadas neste estudo de caso foram as seguintes: (i) as térmicas consideradas em descomissionamento pela EPE participarão apenas dos leilões de reserva de capacidade e as novas térmicas serão concorrentes – não serão contratadas nos leilões de energia do ACR e vão concorrer apenas nos leilões de reserva de capacidade; (ii) Não existirão mais novas hidrelétricas tão competitivas para contratação do produto energia – o aumento de capacidade nas existentes poderá concorrer nos leilões de reserva de capacidade; (iii) As térmicas a carvão mais antigas (Sul) serão descomissionadas com o fim do benefício da CDE em 2027 e não são mais consideradas a partir do biênio 25/26 para efeito do cálculo das necessidades de capacidade no sistema; (iv) Angra 3 é considerada pela EPE a partir de 2027, e foi considerado a possibilidade de atraso – concorre ou não na demanda do leilão de reserva de capacidade; (v) A expansão para cobrir a demanda por energia (MWh) no ACR e ACL será coberta fundamentalmente por renováveis; (vi) A sensibilidade da GD não é simulada na necessidade de capacidade - a variação da carga líquida e a tomada de carga rápida ao final do dia são efeitos que aumentam ainda mais a demanda por capacidade controlável.

A perspectiva de evolução da demanda máxima adotada no PDE prolonga de forma significativa o impacto da crise sanitária do COVID 19 até 2030 e são poucos os dados concretos para avaliação do impacto na economia brasileira no longo prazo. A decisão da necessidade de capacidade do MME deve avaliar as diferenças e a chance de um crescimento de mercado maior que possa demandar ainda mais capacidade, e as premissas dos mercados de referência e superior no PDE 2030 atendem esta lógica.

No estudo de caso 2025 a 2027 se simulou inicialmente as necessidades de capacidade do ano 2025 e depois do biênio 2026-27. Para efeito da capacidade candidata ao leilão de reserva de capacidade se buscou validar a recontração da capacidade existente, com qualificação para atender o critério, e depois a nova oferta necessária para complementar as necessidades. Evidentemente, nos leilões de reserva de capacidade, as usinas existentes vão ter que competir com as novas.

*Tabela 3 – Necessidade de Contratação Reserva de Capacidade (MW)*

Necessidade - Leilão de Capacidade (MW)	Com Angra 3 - 2027			Sem Angra 3 - 2027		
	2025	2026-27	2025-27	2025	2026-27	2025-27
Mercado - PDE 2030						
Referência	6.250	5.763	12.013	6.250	6.803	13.053
Superior	10.800	9.964	20.764	10.800	11.295	22.095

A agregação de capacidade calculada para atender os critérios do CNPE no triênio 2025-27 é um volume razoável como sintetizado na Tabela 3. A demanda do leilão de reserva de capacidade no triênio de 2025-27 foi selecionada agregando paulatinamente as térmicas existentes com perfil de CVU mais baixo até aquele com CVU superior. A EPE aponta necessidade de capacidade apenas no 2º semestre de 2026.

## 5. CONCLUSÕES

As contribuições acerca da metodologia de cálculo de demanda dos leilões de reserva de capacidade com base em estudos técnicos profundos são apresentadas neste trabalho. Alguns pontos são importantes destacar: (i) A demanda por capacidade nova para contratação nos leilões de reserva de capacidade aparece já no início de 2025 com uma metodologia bem pragmática; (ii) No triênio 2025-27 a contratação de capacidade também é muito significativa devido ao potencial descomissionamento de usinas térmicas descontratadas, o crescimento vertiginoso de fontes renováveis intermitentes e o crescimento do mercado.

O importante salientar o espírito de cooperação promovido pelo Poder Concedente (MME), condutor de políticas públicas, e responsável em todos os momentos pela segurança do SIN, seja no presente e no futuro. A definição dos montantes de capacidade pelo MME é uma atribuição firme pela Lei nº 14.120/21, já que esta é a demanda por serviços no médio e longo prazo, e não é mais uma demanda do mercado. A “arrogância fatal” aplicada aos sistemas elétricos é uma armadilha a ser evitada. A desmobilização de fontes despacháveis baseadas em cenários que posteriormente se revelem demasiadamente otimistas, e sem a análise prévia dos rebatimentos à confiabilidade sistêmica pode levar ao sistema a uma perda do controle dos recursos, como na chamada “crise hídrica” de 2021.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CIGRÉ WG C1.27, “THE FUTURE OF RELIABILITY – DEFINITION OF RELIABILITY IN LIGHT OF NEW DEVELOPMENTS IN VARIOUS DEVICES AND SERVICES WHICH OFFER CUSTOMERS AND SYSTEM OPERATOR NEW LEVELS OF FLEXIBILITY”, JANUARY 2018.
- [2] X.V. FILHO, D.S.RAMOS, J.C.O.MELLO, D.SOUZA, E.NEVES. T.PRANDINI, “THE NEW MARKET PARADIGM OF THE BRAZILIAN POWER SYSTEM CONSIDERING THERMAL BASE GENERATION FOR SUPPORTING THE RENEWABLE SOURCE EXPANSION”, CIGRÉ MEETING, 2018
- [3] X.V. FILHO, A.PIRES, J.C.O.MELLO “NEED OF IMPROVEMENTS IN THE BRAZILIAN ENERGY MARKET TO CONSIDER SEPARATE PRICES FOR ENERGY AND SERVICES”, CIGRÉ MEETING, 2020-21
- [4] PEREIRA S.B., PRUSKI F.F., DA SILVA, D.D., RAMOS, M.M., “ESTUDO DO COMPORTAMENTO HIDROLÓGICO DO RIO SÃO FRANCISCO E SEUS PRINCIPAIS AFLUENTES”, REVISTA BRASILEIRA DE ENGENHARIA AGRÍCOLA E AMBIENTAL, v.11, n.6, p.615–622, 2007.
- [5] BRAGA R.S., MATOS B.A., TROGER, F.H., “ESTIMATIVA DE VAZÕES DE USO CONSUNTIVOS DA ÁGUA NAS PRINCIPAIS BACIAS DO SIN”, XIX SNTPEE, GOP, RIO DE JANEIRO, 2007.MME/EPE - “REVISÃO ORDINÁRIA DE GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA DAS USINAS HIDRELÉTRICAS – UHES DESPACHADAS CENTRALIZADAMENTE NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL – SIN”, 25 DE ABRIL DE 2017.
- [6] J.W.M LIMA, W COLISCHONN, J.A. MARENGO, “EFEITOS DAS MUDANÇAS CLIMÁTICAS NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA”, HUNTER BOOKS EDITORA, 2014
- [7] J.C.O.MELLO, M.V.F.PEREIRA, A.M. LEITE DA SILVA, “EVALUATION OF RELIABILITY WORTH IN COMPOSITE SYSTEMS BASED ON PSEUDO-SEQUENTIAL MONTE CARLO SIMULATION”, IEEE TRANS. ON POWER SYSTEMS, AGOSTO 1994.

## DADOS BIOGRÁFICOS



João Carlos de Oliveira Mello é Doutor em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio (1994), Presidente da Thymos Energia e Coordenador do Comitê de Estudos C5, Mercados e Regulação, no Cigré Brasil. Teve relevante participação em todas as discussões do Setor Elétrico Brasileiro desde meados da década de 90 nos aspectos elétrico, energético e comercial. Participou do desenvolvimento de modelos computacionais elétricos e energéticos no CEPEL.

Alexandre Guedes Viana é pós-Doutor (2020) e Doutor (2018) em ciências na Poli-USP. Desde 2019 é sócio-diretor de mercados de energia e regulação na Thymos Energia. Anteriormente atuou como diretor de comercialização na SPIC - Pacific Hydro Brazil e também atuou por aproximadamente 18 anos (2000-2018) na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), ocupando diversas funções, destacando a organização dos leilões de energia elétrica e projetos relacionados a desenho de mercado.

Victor Hugo Ribeiro dos Santos trabalha no setor elétrico há 25 anos em empresas como Elera, Queiroz Galvão Comercializadora, Vale, Furnas, Light e Enel RJ. Mestre em Engenharia Econômico-Financeira pela UFF Universidade Federal de Itajubá, PUC Rio e FGV. Gerente Regulatório na Thymos Energia desde junho de 2020.

Lucas Nunes Cechetto é engenheiro de Produção Elétrica pela UFSC (2019). Atua no Setor Elétrico Brasileiro desde 2017, com passagens pela Statkraft, Norus e Thymos Energia.

Xisto Vieira Filho é formado em Engenharia Elétrica pela PUC/RJ e mestre no Rensselaer Institute - EUA. Trabalhou na ELETROBRÁS por 28 anos, tendo ocupado diversos cargos - Diretoria de Engenharia sendo responsável pela coordenação do CCPE e GCOI e Diretor-Geral do CEPEL por 8 anos. Esteve na Secretaria de Minas e Energia do MME até janeiro de 2001. Foi Presidente do CIGRÉ-Brasil e Coordenador Internacional do SC 38. Foi Vice-Presidente da El Paso do Brasil, Diretor da MPX Energia e da ENEVA. Atualmente, preside a ABRAGET desde 2001.

Edmundo Alfredo Pochmann da Silva, é graduado em Engenharia Elétrica na UFRJ e Mestre na UNIFEI. Trabalhou 30 anos em Furnas e TERMORIO Atualmente trabalha na ABRAGET.

Felipe Ernesto Lamm Pereira, é Doutor em Sistemas de Energia pela PUC-RJ (2008). Desde 2010 atua como Assistente da Presidência na ABRAGET.