



# Impactos das Mudanças Climáticas no Planejamento da Geração de Energia Elétrica

## Definição de Portfólio de Geração e Resultados Operativos



Como empresa federal de utilidade pública, a Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH apoia o Governo Federal da Alemanha em seus objetivos na área de cooperação internacional.

Publicado por

Projeto Sistemas de Energia do Futuro – Diretor do Projeto – Daniel Almarza

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

<p>Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH</p> <p>Sede social</p> <p>Bonn e Eschborn, Alemanha</p> <p>SCN Quadra 1 Bloco C Sala 1501, 15 andar, Ed. Brasília Trade Center. CEP 70711-902, Brasília-DF, Brasil</p> <p>Telefone: (61) 2101-2170</p> <p><a href="http://www.giz.de/brasil">www.giz.de/brasil</a></p>	<p>Empresa de Pesquisa Energética</p> <p>Escritório-central (corpo técnico e base operacional)</p> <p>Praça Pio X, n. 54 – 5º andar, Centro Rio de Janeiro – RJ – CEP: 20091-040</p> <p>Tel.: (21) 3512-3100</p> <p><a href="http://www.epe.gov.br">www.epe.gov.br</a></p>
---	--

Coordenação

- Gustavo Ponte (EPE)
- Roberto Luis Castro Thome (GIZ BR)
- Letícia Bneso (GIZ BR)
- Rafael Kelman (PSR)

Autores (PSR):

- Julio Alberto
- Rafael Kelman
- Mateus Cavaliere
- Gabriel Villas Boas
- Lucas Okamura

(As informações podem ser alteradas de acordo com a necessidade do projeto e consulta prévia ao NCPD)

O Projeto Sistemas de Energia do Futuro é fruto da Cooperação Brasil-Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável, executado pela Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH em parceria com o Ministério de Minas e Energia (MME) e com recursos do Ministério Federal da Cooperação Econômica e do Desenvolvimento (BMZ) da Alemanha. O projeto tem como objetivo principal apoiar a integração das energias renováveis e eficiência energética no sistema brasileiro de energia.

Rio de Janeiro, 2 de outubro de 2025.

## 1. Mudanças Climáticas e os Desafios para o Setor Elétrico Brasileiro

As mudanças climáticas representam um desafio sem precedentes com impactos diretos no setor elétrico brasileiro, fortemente dependente de recursos naturais renováveis. É essencial compreender como essas mudanças afetam os regimes de vento, irradiação solar e das chuvas e suas consequências na disponibilidade de água nos reservatórios hidrelétricos e de recursos para a geração de energia elétrica. Não menos importante, o aumento de temperatura em regiões do Brasil provoca uma mudança no perfil de consumo e na maioria dos casos, uma maior demanda por energia elétrica.

Nesse contexto, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em parceria com a Cooperação Brasil Alemanha para o Desenvolvimento, por meio da Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, e sob a coordenação do Ministério de Minas e Energia e com recursos do Ministério Alemão para Cooperação Econômica e Desenvolvimento (BMZ) apresenta o estudo: “Impactos das Mudanças Climáticas no Planejamento da Geração de Energia Elétrica”.

O estudo contou com a participação de relevantes instituições do setor elétrico e de pesquisa, como o Instituto de Pesquisas Espaciais (INPE), a Agência Nacional de Águas (ANA) e o Operador Nacional do Sistema (ONS), que aportaram, de forma significativa, conhecimento sobre os impactos das mudanças climáticas na geração de energia elétrica.

O estudo consolida projeções climáticas e modelagens de recursos energéticos para o Brasil, além de simular cenários selecionados de expansão e operação do sistema elétrico brasileiro sob o impacto das mudanças do clima. O objetivo é oferecer um diagnóstico sobre o comportamento da matriz elétrica diante das mudanças do clima, permitindo indicações para um planejamento mais resiliente, justo e adaptado a um futuro incerto.

Além dos aspectos técnicos energéticos, o projeto incorpora dimensões sociais, abordando temas como a pobreza energética e a transição energética justa, com atenção especial às regiões vulneráveis, como o Nordeste.

O estudo utiliza projeções do projeto CMIP6 (Coupled Model Intercomparison Project Phase 6), que embasam os relatórios do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC) e, a partir desses insumos, apresenta três possíveis configurações futuras da matriz elétrica e suas respectivas simulações de geração, avaliando os impactos climáticos sobre a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os resultados mostram que manter o planejamento baseado no clima do passado poderá gerar maiores custos operacionais, riscos de interrupções no fornecimento de energia e agravamento das desigualdades sociais. Por outro lado, a adaptação antecipada se revela técnica e economicamente viável, além de ser essencial para proteger os mais vulneráveis.

Por fim, o estudo busca se consolidar como referência no aspecto do planejamento energético, oferecendo subsídios técnicos e regulatórios para políticas públicas que tornem o setor elétrico brasileiro mais eficiente, resiliente e preparado para os desafios climáticos. Além de apresentar para o conhecimento coletivo possíveis consequências dessas mudanças, por parte de agentes do setor e da sociedade em geral.

## Definição de portfólio de geração, simulação do SIN e resultados

---

### Índice

1. Mudanças Climáticas e os Desafios para o Setor Elétrico Brasileiro .....	3
2. Introdução .....	5
3. Metodologia da Modelagem .....	7
4. Simulações e Resultados.....	19
5. Conclusões .....	41
6. Recomendações.....	45
7. Referências .....	49

## 2. Introdução

Este relatório compreende os Produtos 4, 5 e 6 do projeto intitulado *Impactos das Mudanças Climáticas no Sistema Elétrico do Brasil*, que incluem a definição dos portfólios de geração de energia elétrica, a simulação do sistema elétrico do Brasil para esses portfólios e a análise dos resultados operativos das simulações. Embora divididos em três etapas, os produtos foram desenvolvidos de forma conjunta e integrada, o que levou à elaboração de um único relatório contemplando os entregáveis dos três produtos previstos nos termos de referência do projeto.

O documento avalia configurações de oferta futura sobre a qual as mudanças climáticas (MC) podem ter um impacto energético mais significativo, especialmente considerando uma evolução da matriz elétrica com maior participação de fontes renováveis variáveis (solar e eólica). As análises são prospectivas, com configurações de oferta e demanda intencionalmente definidas sem referência a um ano específico. Por não definir a evolução cronológica da matriz, o estudo não pode ser comparado com os estudos de planejamento oficiais da EPE, como o Plano Decenal de Energia (PDE) e o Plano Nacional de Energia (PNE).

A seguir são descritos os três portfólios utilizados neste estudo:

1. **Referência:** Expansão do portfólio de geração a custo mínimo - incluindo os resultados do Caso de Referência do ano 2034 do PDE 2034 - para atender a uma demanda equivalente ao dobro da demanda de 2024, sem incluir o impacto das mudanças climáticas (ex. elevação de carga por ar-condicionado). São utilizados cenários sintéticos de vazão e produção renovável com médias que se aproximam das médias históricas de longo prazo (cenários base).
2. **Alternativos:** Consistem na construção de portfólios de geração que incorporam os cenários de demanda, vazão e produção renovável variável obtidos com os modelos de mudança climática avaliados nos produtos anteriores para a janela 2040-2070 (compatível com a hipótese de duplicação da demanda adotada no estudo). Representam, portanto, os portfólios de oferta de menor custo que garantem a operação do sistema que atenda aos critérios de suprimento sob as condições dos modelos citados.
3. **Descarbonização:** Busca reduzir emissões de dióxido de carbono descomissionando usinas térmicas na medida em que seus contratos são expirados. Adicionalmente, o modelo de otimização da expansão possui como projetos candidatos apenas aqueles com emissões líquidas de carbono neutras. Os portfólios de geração desses casos são gerados para os cenários base e para os cenários dos modelos de mudanças climáticas avaliados nos Portfólios Alternativos.

O modelo OptGen foi utilizado para otimizar as diferentes matrizes de geração. Trata-se de um modelo de planejamento de expansão de longo prazo que determina o portfólio e cronograma de menor custo para construção, descomissionamento e reforço de capacidades de geração e intercâmbio de energia. Restrições que incorporam requisitos ambientais, políticas energéticas e outras podem ser incorporadas.

Diversas tecnologias de projetos candidatos de geração e armazenamento de eletricidade no Brasil são consideradas pelo modelo, tais como usinas termelétricas (flexíveis ou inflexíveis), usinas

solares fotovoltaicas, usinas eólicas, sistemas de armazenamento de curta duração (ex. Baterias de íon-lítio) e maior duração (usinas reversíveis), além das interconexões entre subsistemas elétricos, considerando a distribuição geográfica dos projetos que está associada à ocorrência de recursos primários (velocidade de vento, radiação solar) favoráveis e crescimento de demanda, sobretudo nos centros urbanos.

Uma vez definidos os portfólios de geração com o OptGen, a operação de mínimo custo das diferentes configurações do Sistema Interligado Nacional (SIN) serão feitas com o modelo SDDP, modelo computacional baseado na técnica *Stochastic Dual Dynamic Programming*, também desenvolvido pela PSR.

Esse relatório apresenta as metodologias utilizadas para a construção do portfólio de geração e simulação da operação do SIN, assim como os principais resultados obtidos.

### 3. Metodologia da Modelagem

O objetivo da metodologia proposta é gerar o portfólio de geração e transmissão para o SIN a ser utilizada para os três conjuntos de casos mencionados na introdução. As etapas metodológicas e as ferramentas computacionais correspondentes propostas neste estudo serão apresentadas a seguir.

Ressalta-se que uma premissa fundamental adotada neste projeto foi a incorporação das projeções do estudo realizado pela Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA), Impacto da Mudança Climática nos Recursos Hídricos do Brasil – 2023/2024, devido à sinergia existente entre os projetos.

#### Etapa 1: identificação de projetos candidatos

Começamos com a identificação de locais candidatos para geração eólica e solar. No caso de países como Brasil e Chile, que já realizam leilões de geração renovável, um conjunto de locais candidatos (coordenadas geográficas) é extraído de projetos que participaram desses leilões, mas não foram selecionados. A lógica é que esses projetos provavelmente serão competitivos em termos de custo nivelado de energia (LCOE) e custos de conexão à rede.

Bancos de dados de reanálise globais, como o ERA-5 ou MERRA-2, que contam com 30 anos de dados de velocidade horária de vento e de radiação solar, são utilizados para estimar o potencial energético do conjunto de locais candidatos. Essas informações históricas são então refinadas/calibradas com base nos registros reais de produção de energia (geralmente 2-3 anos) de usinas existentes que estão na mesma região que os projetos candidatos de forma a evitar a introdução de viés na produção de energia das diferentes tecnologias, seja ele positivo ou negativo.

Finalmente, os registros calibrados de 30 anos de velocidade do vento e radiação solar são usados para estimar a produção de energia usando as características das turbinas eólicas e dos painéis solares dos projetos candidatos. A Figura 1 ilustra a identificação de candidatos a energia eólica no Brasil, que foram distribuídos por um critério de homogeneidade de regimes de vento em 22 regiões (14 no Nordeste, 1 no Sudeste e 1 no Sul). A classificação usou o algoritmo de classificação SKATER para a base de dados de reanálise do MERRA (NASA), considerando tanto perfis sazonais como intradiários de vento.

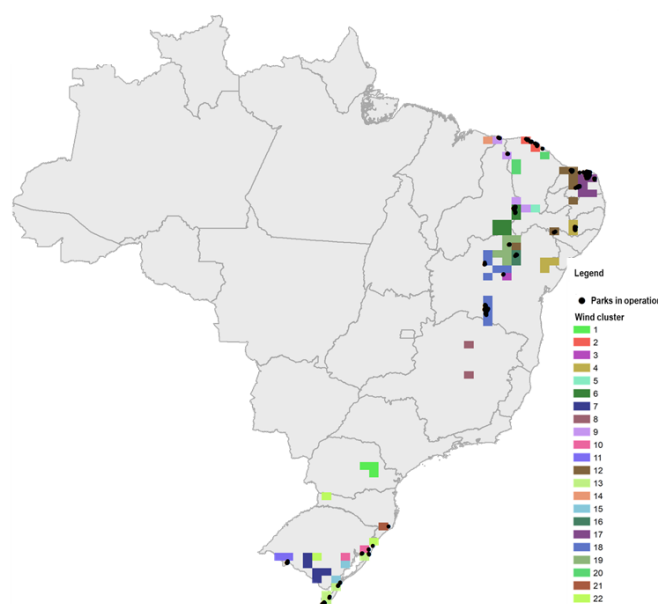


Figura 1: Regionalização de usinas eólicas existentes

A Figura 2, por sua vez, ilustra o processo de remoção de viés ao comparar a produção sintética (baseada na série temporal dos dados de reanálise que são convertidos em produção de energia) com os registros de produção histórica real dos parques de cada região.

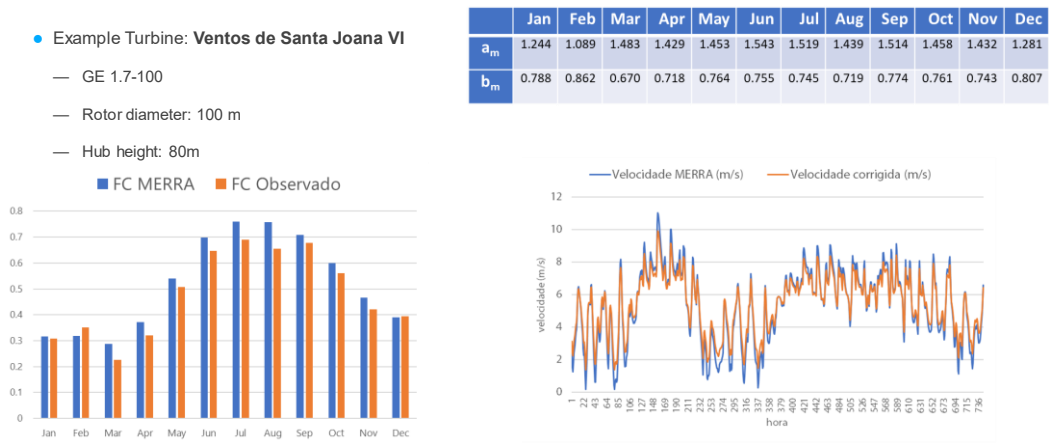


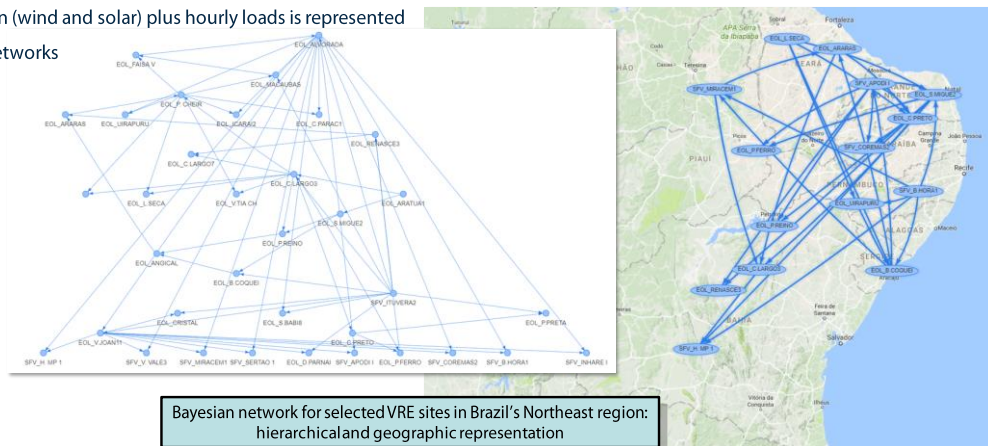
Figura 2: Exemplo de correção de viés dados de reanálise por regressões lineares mensais

**Etapa 2: Modelagem estocástica de renováveis variáveis e vazões**

O valor esperado e CVaR do custo operativo do SIN são calculados para um conjunto de cenários de vazões, fontes renováveis e demanda (a função objetivo a ser minimizada é uma combinação convexa dos termos: valor esperado e CVaR dos custos operativos). Devido à correlação espacial da produção eólica e solar em diferentes regiões, bem como à correlação espacial entre aflúências e velocidade de vento em algumas regiões, não é adequado modelar cada cenário de forma independente. É necessário representar a distribuição conjunta de probabilidade de todos os recursos renováveis e hídricos, tanto para usinas existentes quanto para projetos candidatos. Além disso, essa representação conjunta deve ser multi-escala, ou seja, as fontes eólica e solar são representadas com resolução horária, enquanto as vazões são representadas em estágios mensais ou semanais.

O TSL ("Time Series Lab") da PSR usa uma rede bayesiana (ver Figura 3) para produzir esses cenários multivariados integrados e em escalas de tempo diferentes. A Rede Bayesiana é um modelo estatístico que representa um conjunto de variáveis e suas dependências condicionais por meio de um grafo.

Weekly/monthly inflows are represented by multivariate period autoregressive models (PAR(p)); time and spatial dependence with hourly VRE production (wind and solar) plus hourly loads is represented by Bayesian networks



Bayesian network for selected VRE sites in Brazil's Northeast region: hierarchical and geographic representation

Figura 3: TSL – Rede Bayesiana de aflúências e eólica no Brasil

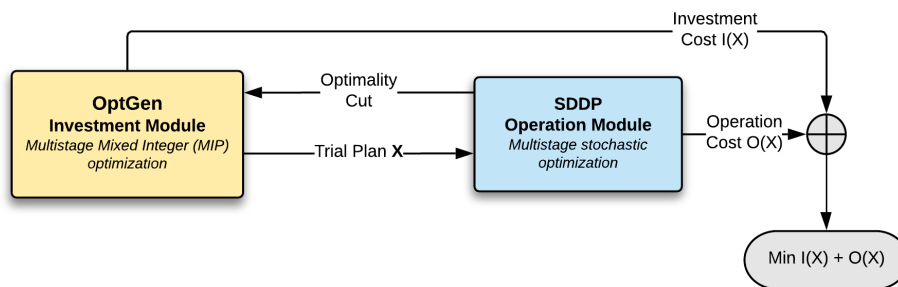
Os cenários conjuntos renováveis e de afluência produzidos pelo TSL são enviados para o modelo de simulação operacional estocástica SDDP, discutido na Etapa 5. Esse foi o procedimento adotado no caso de referência (sem impacto de mudanças climáticas).

### Etapa 3: Co-otimização de novos investimentos

De forma simplificada, o objetivo do planejamento da expansão do sistema elétrico é determinar o conjunto de reforços de geração e transmissão ao longo do período de planejamento que minimize o valor presente dos custos de investimento mais o valor esperado dos custos de operação (basicamente custos de combustível para as térmicas mais penalidades por falta de suprimento de carga).

O planejamento do sistema de energia foi feito usando o modelo OptGen da PSR. Ele determina o conjunto ideal de geração e transmissão para compor o sistema. Reforços na rede de transporte de gás e nas fontes de produção de gás (campos terrestres e offshore, além de GNL) também podem ser determinados, embora não seja o caso do presente estudo, ao longo do período de estudo, que normalmente varia de dez a trinta anos. Como mencionado anteriormente, o critério de otimização é minimizar o valor presente da soma dos custos de investimento e o valor esperado dos custos de operação das usinas térmicas mais penalidades por falta de fornecimento de carga (custo déficit).

Como mostra a **Figura 4**, este plano ótimo é obtido através da solução iterativa de dois modelos de otimização: a decisão de investimento e o planejamento da operação.



**Figura 4: Expansão de capacidade via iteração entre módulos de investimento e operação**

O módulo de investimento determina um plano de expansão *tentativo* representado pelo vetor  $X$  e seu custo de investimento associado, representado como  $I(X)$ . Este plano de teste resulta da solução de um problema de otimização de programação inteira mista (MIP). Por sua vez, o módulo de operação determina o custo operacional esperado  $O(X)$  associado ao plano testado pelo módulo de investimento. O valor esperado do custo operacional é obtido através da solução de um problema de otimização estocástica de múltiplos estágios, resolvido pelo algoritmo SDDP.

Além de calcular o custo de operação esperado  $O(X)$ , o módulo de operação produz uma restrição linear cujos coeficientes são as derivadas do custo de operação em relação a cada decisão de investimento, do vetor com o plano sendo testado. Essa restrição, conhecida como  $\partial O(X) / \partial X_i, i = 1, \dots, I$  do plano retroalimenta o módulo de investimento. O problema de MIP aumentado é então resolvido novamente e produz um novo plano tentativo, que é novamente enviado para o módulo de operação e assim por diante. Esse processo iterativo, conhecido como decomposição de Benders, garante a convergência para o plano ótimo global.

Os dados de entrada são os custos de investimento das tecnologias (ex. solar, eólica, térmicas a gás em ciclo simples ou combinado, baterias, usinas reversíveis etc.), a vida útil de cada projeto (anos) e a taxa de desconto a ser considerada.

O estudo atual é “estático”, ou seja, decide-se qual a oferta para uma demanda informada (o dobro do

início do estudo) e não qual a oferta adicionada em *cada ano do horizonte* de um plano de expansão. Por isso, a função objetiva do problema resolvido pelo OptGen é a soma da anuidade do investimento (custos anualizados) nos projetos investidos com diferentes tecnologias com custos fixos anuais e custos variáveis (ex. produção térmica em MWh/ano vezes o custo variável unitário, em R\$/MWh).

A anuidade do investimento é calculada como:

$$PMT = PV \frac{(1+i)^n i}{(1+i)^n - 1}$$

Onde PV (valor presente) é o custo de investimento da tecnologia (em geral o produto entre um custo unitário, R\$/kW, e a capacidade instalada, em kW),  $i$  é a taxa de desconto (% ao ano),  $n$  é a vida útil da tecnologia (ex. 20 anos). Por exemplo, se uma fonte custa R\$ 5000/kW, e sua vida útil é de 20 anos e a taxa de desconto é de 10%, então a anuidade dessa fonte é de R\$ 587,30. A esse valor somam-se os custos fixos e variáveis de O&M anuais, por exemplo, para se avaliar as decisões que minimizem o custo total (investimento + operação).

### **Planejamento de expansão com restrições de confiabilidade de fornecimento de potência**

Em países com predominância de hidrelétricas, como o Brasil, as limitações históricas de energia estavam associadas à falta de água nos reservatórios e às baixas aflúências, o que podia levar a racionamentos prolongados, por vários meses. Já em países com matrizes térmicas, como o Reino Unido, a principal preocupação era a interrupção do fornecimento por falhas em equipamentos de geração ou transmissão durante picos de demanda, resultando em cortes de poucas horas.

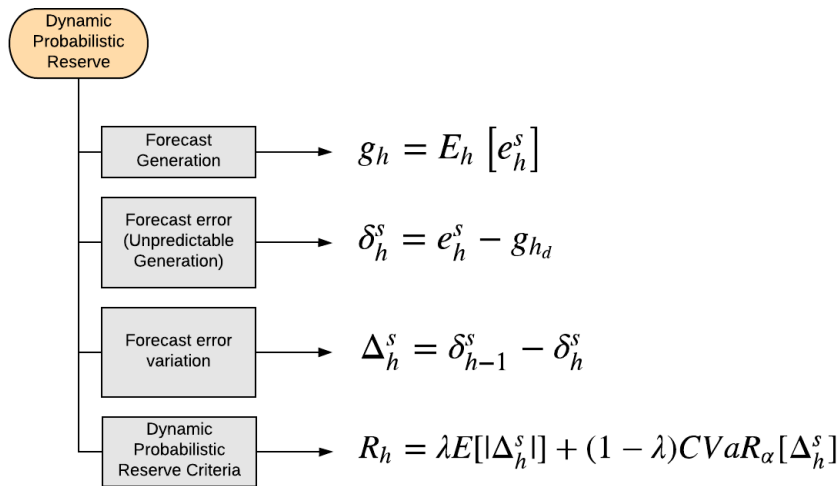
O avanço das fontes renováveis de energia mudou essa situação. Muitos países hoje estão expostos tanto a desafios de energia como de potência para o atendimento da demanda máxima. Isso significa que é necessário ter dois critérios de confiabilidade do fornecimento. O critério de confiabilidade energética é geralmente aplicado implicitamente por meio de penalidades por racionamento de energia no módulo de operação do sistema, de modo que a energia firme total seja maior que o consumo anual de energia. O critério de confiabilidade de ponta também pode ser garantido por meio de uma restrição semelhante de "capacidade firme total  $\geq$  carga de ponta".

Alternativamente, uma representação explícita do critério de confiabilidade do suprimento pode ser definida, tal como "O valor esperado da energia não suprida (EENS) deve ser inferior a 1% do mercado". O EENS é calculado por simulação de Monte-Carlo, em que as interrupções de equipamento, a produção renovável e os níveis de carga são amostrados a partir das respectivas distribuições de probabilidade conjuntas. Nesse caso, o objetivo é minimizar a soma do investimento e os custos operacionais esperados, sujeitos à restrição de confiabilidade do fornecimento de carga de ponta.

### **Planejamento de expansão com restrições probabilísticas de reservas**

Dois componentes de reserva são considerados no modelo de planejamento de capacidade. O primeiro componente é definido *ex-ante* como uma porcentagem da demanda horária para compensar erros de previsão e flutuações naturais ao longo do dia. O objetivo é que recursos flexíveis, como usinas hidrelétricas, unidades de resposta rápida e baterias, respondam à curta variabilidade da demanda. O segundo componente é uma Reserva Probabilística Dinâmica (DPR), que está relacionada à variabilidade do VRE e destina-se a proteger a operação do sistema contra desvios entre a produção de VRE prevista e a verificada.

Como indica a **Figura 5**, os cálculos de DPR são baseados em cenários de geração renovável (VRE) produzidos pelo Time Series Lab (TSL) da PSR, descritos na Etapa 3.



**Figura 5: Metodologia de cálculo da reserva probabilística dinâmica (DPR)**

Como mencionado, a reserva deve ser (i) Probabilística, ou seja, deve considerar o processo estocástico de variação da produção de VRE em horas consecutivas; e (ii) Dinâmica, ou seja, deve considerar que a produção de VRE varia ao longo das horas do dia e ao longo dos meses do ano.

Em termos práticos, isso significa que a reserva operacional devido ao VRE é representada como um perfil horário (24 horas) que varia por mês (devido ao padrão sazonal de produção do VRE) e por ano (devido à entrada de nova capacidade de VRE). O cálculo da reserva para cada mês e região (ex. Nordeste) tem quatro etapas:

- 1- Determine a *Geração* de Previsão do VRE – nesta etapa, o perfil de geração horária média será assumido como a geração de previsão. Esse cálculo é feito usando cenários de geração de VRE produzidos pelo TSL. Por exemplo, se houver 50 cenários, e que cada um seja composto por 30 dias × 24 horas/dia = 720 horas de produção de VRE, teremos 50 × 30 = 1500 amostras para a primeira hora; o mesmo para a segunda hora; e assim por diante. O perfil de geração por hora é a média desses 1500 valores para cada hora.
- 2- Determine o *erro de previsão* – por exemplo, suponha que a geração de VRE na hora 1, para um cenário específico, seja de 9200 MW e que a previsão para a hora 1 seja de 9000 MW. Neste caso, teremos um erro de previsão de 9200 – 9000 = 200 MW. Esses 200 MW correspondem ao componente "estocástico" (imprevisível) da geração VRE e, portanto, requerem reserva. O cálculo dos desvios é repetido para cada um dos 1500 cenários para a hora 1; depois para a hora 2; etc. O resultado é uma matriz com 1500 linhas (cenários) e 24 colunas (horas do dia). Cada elemento desta matriz contém um erro em MW, positivo ou negativo, em relação ao perfil de tempo médio.
- 3- Determine o *erro de previsão Variações* da produção de VRE entre horas consecutivas – por exemplo, suponha que o erro para a hora 1, cenário 1, seja de 200 MW; e para a próxima hora (hora 2, cenário 1), seja de -300 MW (valor negativo). Isso significa que há uma variação de erro de 200-(-300) = 500 MW de geração de VRE entre as horas 1 e 2. Por sua vez, isso aponta para a necessidade de aumento da geração para compensar 500 MW pelo tempo 1, cenário 1. Esse processo é repetido para os 1500 cenários das horas 1 e 2, e o resultado é um vetor para a necessidade de reserva.
- 4- Determine o valor de reserva probabilística para cada hora, , como a seguinte expressão:  $R^*$

$$R^* = (1 - \lambda) E(R) + \lambda MAX(R)$$

Onde na expressão  $E(R)$  é a média dos valores absolutos da reserva para cada hora e  $MAX(R)$  o

máximo valor desse vetor. Finalmente, o peso  $\lambda$  representa o critério de risco do planejador. Na experiência do PSR com esse tipo de critério, representa um compromisso razoável. Usando esse valor, 70% do valor da reserva é baseado no valor esperado, quando todos os cenários são considerados e  $\lambda = 0.3$  implica que 30% do valor é composto pela máxima reserva necessária, entre todos os cenários. O método de cálculo do DPR tem alguns aspectos interessantes:

- Pode representar conjuntamente a demanda horária e a geração de VRE, portanto, a carga líquida. Isso é útil se os dois processos estiverem correlacionados. Em países frios, a demanda elétrica aumenta durante dias muito frios (aquecimento), quando pode haver redução na produção de energia eólica por congelamento de pás<sup>1</sup>. Nos trópicos, temperaturas elevadas podem aumentar a carga elétrica por refrigeração (ar-condicionado).
- A metodologia ajusta dinamicamente a reserva em um esquema de *horizonte contínuo*, onde é possível selecionar o "período de antecipação"
- Diferentes critérios de risco podem ser usados, como CVaR, para os diversos estágios e cenários;
- Pode ser usado para medir o valor da *previsão*, dado por um conjunto de pesos que medem a probabilidade de cada cenário VRE. Se houver previsão perfeita, o peso é 1 para o cenário *conhecido* e zero para o restante. Sem qualquer capacidade de previsão, as probabilidades são iguais a 1/S.

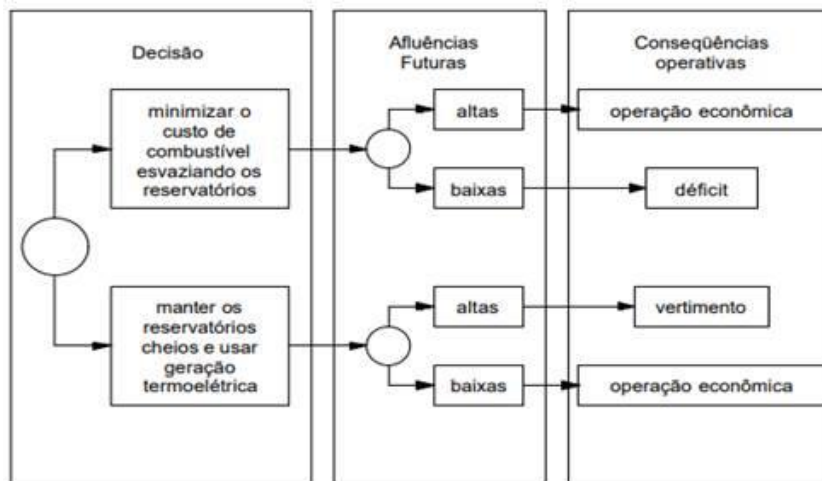
Uma característica importante das energias renováveis é a diversidade de padrões sazonais e geográficos. Isso permite que o planejador aproveite o *efeito portfólio* para reduzir a variabilidade da produção renovável e, assim, reduzir a necessidade de reserva de geração rápida. Por outro lado, a incorporação de uma produção geograficamente diversa requer investimentos na capacidade de transmissão. Embora a metodologia de planejamento de capacidade vista acima possa, em princípio, lidar com a otimização conjunta detalhada dos sistemas de geração e transmissão, o esforço de computação resultante pode ser muito alto. Portanto, o planejamento integrado da capacidade de geração e de intercâmbio regional fornece um *trade-off* mais adequado entre precisão e esforço computacional.

#### Etapa 4: Operação estocástica ideal e confiabilidade do fornecimento

Verificou-se acima que a expansão ótima da capacidade resulta da solução iterativa de dois módulos: (i) um módulo de investimento (OptGen) que produz um plano de ensaio de reforços de geração e interligação regional; e (ii) um módulo de operação (SDDP) que calcula o custo operacional esperado associado ao plano de teste produzido pelo módulo de investimento.

O SDDP calcula a política de operação ótima de um sistema composto por armazenamento (geralmente usinas hidrelétricas), renováveis, geração térmica e rede de transmissão. Devido às incertezas sobre as vazões futuras e a produção renovável, a operação ótima deve ser modelada como um problema de otimização estocástica de vários estágios. A Figura 6 apresenta uma simplificação do problema de decisão do operador, no qual a otimização estocástica é representada por uma árvore de decisão.

<sup>1</sup> Veja Lamraoui, F., Fortin, G., Benoit, R., Perron, J. e Masson, C. Impacto do gelo atmosférico na produção de turbinas eólicas. *Ciência e Tecnologia de Regiões Frias* 100:36–49, 2014.



**Figura 6: Versão simplificada do problema de decisão do operador do sistema**

O desafio é que a árvore de decisão para um problema de escalonamento da vida real com um horizonte de cinco anos (60 etapas mensais) teria  $10^{100}$  nós, o que é muito maior do que, por exemplo, o número de partículas no universo. Por esse motivo, é necessário desenvolver técnicas que permitam a solução desse problema em um tempo razoável.

O modelo de operação SDDP tem sido adotado mundialmente para resolver esse tipo de problema de escalonamento. Os seguintes índices de confiabilidade do fornecimento são calculados a posteriori: LOLP, EENS e CVaR do EENS (nível do sistema e por subestação).

#### **Etapa 5: Inclusão dos cenários de recursos renováveis associados as mudanças climáticas**

Metodologia apresentada nos Produtos P2 e P3 desse projeto.

#### **Extensões para o modelo de operação: Incorporação de um modelo de transição de Markov**

No Produto 2, foi descrito de forma preliminar o processo de transição de estados sugerido para geração de cenários de afluências no contexto da operação energética sob impactos das mudanças climáticas. Uma das principais motivações para o desenvolvimento dessa abordagem mais detalhada surgiu já na análise preliminar dos resultados, na qual observou-se que o modelo tradicional ARp, por ter memória curta, tende a apresentar dificuldades em capturar adequadamente ciclos mais prolongados de seca, ou seja, sequências de anos consecutivos com hidrologia desfavorável. Assim, embora um modelo ARp único possa representar de forma razoável o efeito médio das mudanças climáticas sobre as afluências, ele pode falhar em simular de forma realista os encadeamentos de anos críticos, levando a políticas obtidas pelo SDDP que estejam bem ajustadas à média do novo clima, mas sem considerar integralmente cenários plausíveis de extremos prolongados.

Durante as análises preliminares do Produto 2, verificou-se que a adoção de um modelo de transições entre estados climáticos chegava a ser indispensável para gerar cenários mais críticos em até 48% das usinas hidrelétricas analisadas<sup>2</sup>.

Embora, do ponto de vista da representação da disponibilidade energética, a melhoria na caracterização dos eventos extremos já fosse suficiente para justificar a aplicação do modelo de transições entre estados climáticos, outras vantagens importantes emergem quando se considera esta etapa de planejamento da expansão e da operação. A principal delas está relacionada à

<sup>2</sup> Produto 2 - Séries Climáticas Sob a Influência das Mudanças Climáticas (Seção 5.1)

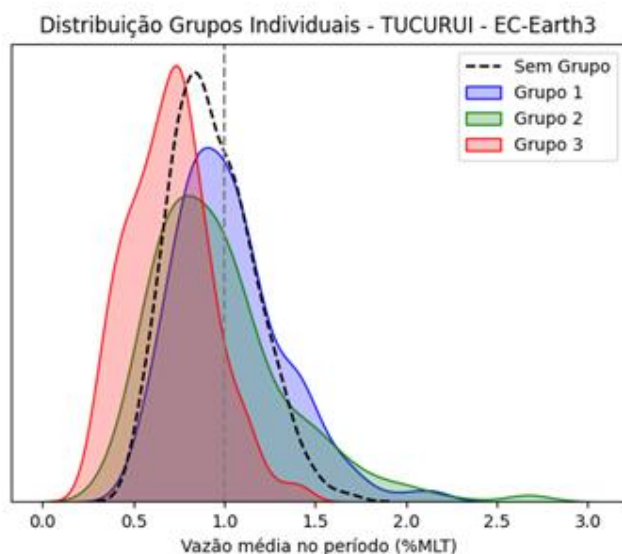
possibilidade de consolidar em uma única política operativa as diferentes trajetórias climáticas futuras (SSP245 e SSP585).

Se as políticas operativas fossem construídas de forma individualizada para cada trajetória climática, a análise dos resultados se tornaria ainda mais complexa. Já lidamos, nesse contexto, com um número elevado de combinações de dimensões: diferentes modelos de circulação global e diferentes casos de portfólio. A necessidade de ainda considerar separadamente as políticas operativas para cada trajetória climática adicionaria mais uma camada combinatória a esse problema, dificultando tanto a interpretação dos resultados quanto a definição de estratégias operativas robustas. Ao incorporar no modelo de transição a incerteza sobre a trajetória climática futura, torna-se possível obter uma política operativa única que já embute, de forma probabilística, as diferentes possibilidades de evolução do clima ao longo do tempo.

Destaca-se, como será mostrado mais adiante, que a metodologia proposta mantém a capacidade de discriminar os resultados obtidos por trajetória climática mesmo após a consolidação das políticas operativas em um único processo de decisão.

Para uma melhor compreensão da proposta do modelo de Markov, a **Figura 7** reproduz um exemplo, já apresentado em [2], que ilustra o efeito da aplicação da clusterização em estados climáticos sobre a distribuição de probabilidade das vazões.

O gráfico mostra o impacto das mudanças climáticas (modelo EC-Earth3) na distribuição vazão de Tucuruí, em comparação com o percentual da MLT histórica, bem como a forma com que este impacto se divide, ao se arbitrar 3 estados discretos no modelo de Markov. É importante ressaltar que essa clusterização é realizada com base no aumento da temperatura, isto é, a temperatura é utilizada como proxy, conforme discutido no Produto 2. No caso específico deste modelo e desta usina, observa-se uma tendência clara: quanto maior o aumento de temperatura, menor a vazão. Isso se reflete no fato de que os clusters estão ordenados por nível crescente de aquecimento, e as distribuições de vazão correspondentes se deslocam progressivamente para a esquerda, indicando uma redução das aflúncias à medida que o cenário climático se torna mais quente.



**Figura 7: Ilustração da separação da distribuição da vazão em grupos<sup>[2]</sup>**

Ressalta-se que as amostras de vazão/temperatura utilizadas para compor estes grupos e distribuições vieram tanto do conjunto de vazões simuladas com as trajetórias SSP245, como das vazões simuladas

com as trajetórias SSP585. Isto é, as vazões, bem como as demais variáveis estocástica simuladas no processo, não estão mais condicionadas a trajetória e sim ao nível de aumento de temperatura.

Ainda em relação ao modelo EC-Earth3 exemplificado, a seguir são apresentadas as probabilidades de transição entre estes grupos, bem como as probabilidades estacionárias de cada grupo para cada trajetória.

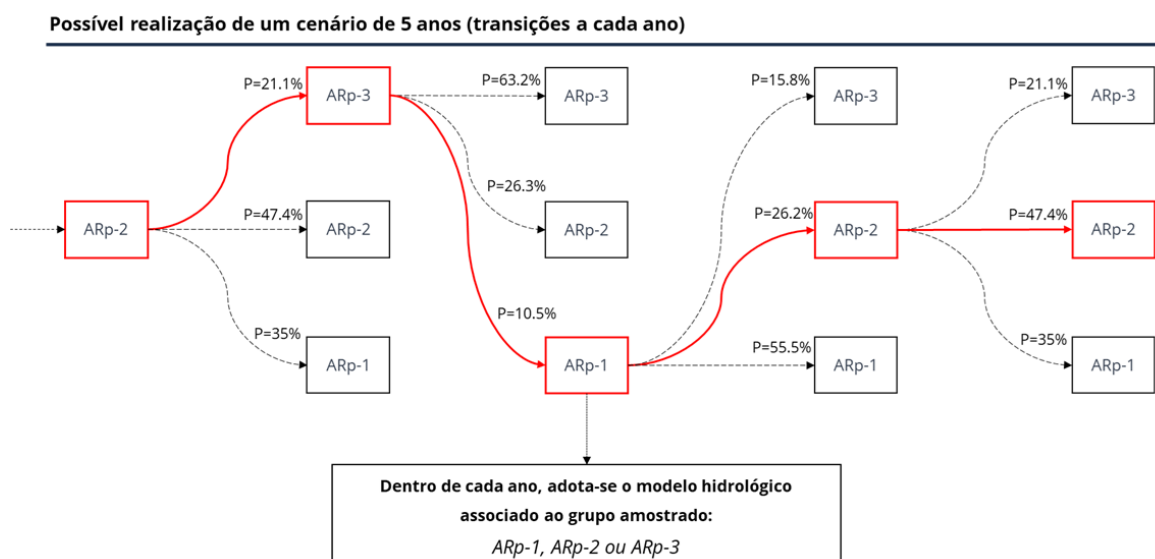
**Tabela 1:** Probabilidades de Transição (EC-Earth3)

	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3
Grupo 1	55%	26%	16%
Grupo 2	35%	48%	21%
Grupo 3	10%	26%	63%

**Tabela 2:** Probabilidades dos Estados (EC-Earth3)

	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3
SSP245	47%	47%	6%
SSP585	20%	20%	60%

Na primeira tabela, cada célula indica qual a probabilidade de a temperatura transitar do estado do grupo indicado na linha, para um grupo indicado na coluna. Isto é, ao longo da simulação, se um determinado cenário está contido no estado do grupo 1, o menos crítico, temos 55% de probabilidade de que no próximo ano ele continue em um estado associado ao grupo 1, 26% de probabilidade de transitar para um estado associado ao grupo 2 e apenas 16% de transitar para um estado associado ao grupo 3. Analogamente, se o cenário está contido no estado do grupo 3, o mais crítico, tem apenas 10% de probabilidade de que ele transite para um estado associado ao grupo 1, 26% de probabilidade de transitar para um estado contido no grupo 2 e 63% de permanecer no estado mais crítico. É a partir desta matriz de probabilidade de transição que é simulado o processo de Markov ao longo da geração dos cenários sintéticos para operação, conforme ilustrado na **Figura 8**.



**Figura 8:** Exemplificação da simulação do processo de Markov

A segunda tabela contém qual é a participação de cada grupo na composição da trajetória climática.

Como esperado, por exemplo, a participação do grupo mais crítico (grupo 3), é muito maior para a trajetória SSP585 (60%), do que para a trajetória SSP245 (6%).

A partir desta conceituação, uma forma trivial de se obter a discriminação por trajetória dos resultados simulados, a partir dos resultados da operação com Markov, é aplicar as probabilidades estacionárias de cada grupo condicionada a cada trajetória, de maneira que:

$$E[I_{SSP,t}] = \sum_{k=1}^3 E[I_t|C = k] \cdot P(C = k|SSP)$$

Para exemplificar, considere que para um determinado estágio foram simulados L cenários correspondentes ao grupo 1, para os quais se estimou valor esperado de custo \$200, M cenários correspondentes ao grupo 2, com valor esperado estimado de \$400 e N cenários com valor esperado estimado de \$600.

Aplicando-se as probabilidades da tabela à fórmula acima, teríamos:

$$E[custo_{SSP245,t}] = 200 \cdot 0.47 + 400 \cdot 0.47 + 600 \cdot 0.06 = \$318$$

$$E[custo_{SSP585,t}] = 200 \cdot 0.20 + 400 \cdot 0.20 + 600 \cdot 0.60 = \$480$$

Para que o SDDP possa calcular políticas operativas realmente robustas frente aos impactos modelados com esta cadeia de Markov proposta, é necessário adaptar alguns aspectos do algoritmo conceitual do modelo. A abordagem tradicional do SDDP considera uma única representação probabilística dos cenários futuros de afluência, geralmente assumindo um processo estacionário para as vazões (um único modelo de geração de afluências). No entanto, a clusterização dos anos em estados climáticos distintos e o encadeamento destes estados por um processo de Markov, introduz uma nova camada à modelagem, que precisa ser adequadamente tratada no processo de otimização.

Se o SDDP convencional fosse aplicado com todos os cenários hidrológicos gerados (com suas variações de regimes) de forma conjunta, sem distinguir explicitamente os diferentes estados climáticos na representação do custo futuro, isso geraria duas consequências negativas. A primeira é que o SDDP poderia passar a enxergar o valor futuro esperado como uma função não convexa, já que, na prática, estaríamos misturando em um único conjunto de cortes de *Benders* várias funções de custo futuro que correspondem a regimes hidrológicos distintos. Isto é, cortes calculados a partir de coeficientes autorregressivos distintos. Isso comprometeria a garantia de otimalidade do algoritmo e poderia levar a soluções subótimas ou mesmo inconsistentes do ponto de vista da política operativa.

A segunda consequência é que, mesmo que tentássemos linearizar diretamente a função de custo futuro sobre um único modelo agregado, acabaríamos suavizando excessivamente as transições entre os estados climáticos. Isso reduziria a capacidade do modelo de capturar adequadamente os extremos e os riscos associados às trajetórias mais severas, ainda que tais eventos estivessem presentes nos cenários hidrológicos simulados. Em outras palavras, o SDDP estaria "enxergando" os eventos extremos nos dados, mas não conseguiria incorporá-los corretamente no cálculo das políticas ótimas, já que o custo futuro não refletiria as diferenças estruturais entre os regimes.

Considere inicialmente a formulação convencional do SDDP para o corte de *Benders* em torno da solução do problema de um estágio para uma determinada abertura  $l$  (arbitrando um modelo ARP de ordem 1 para facilitar a notação, mas sem perda de generalidade):

$$\alpha_{t-1}^l(v_{t-1}^l, a_{t-1}^l) \geq \phi_{v_{t-1}}^l \times v_{t-1} + \phi_{a_{t-1}}^l \times a_{t-1} + r_{t-1}^l$$

Onde,  $\phi_{v_{t-1}}^l$  é o vetor de coeficientes dependentes do volume inicial do estágio,  $\phi_{a_{t-1}}^l$  é o vetor de coeficientes dependentes da afluência do estágio e  $r_{t-1}^l$  é um termo independente.

As premissas de convexidade do SDDP vão exigir que os coeficientes dos modelos ARp sejam constantes para todos os cenários do estágio simulado, caso contrário,  $\phi_{a_{t-1}}^l$  pode variar de maneira a deixar a função de custo futuro não convexa.

Ao aplicarmos a formulação convencional dos  $p$  cortes médios no estágio anterior, dado por:

$$\alpha_{t+1} - \sum_{i=1}^I \phi_{v_t}^p(i) \times v_t(i) \geq \sum_{i=1}^I \phi_{a_t}^p(i) \times a_t(i) + r_t^p$$

Onde,  $\phi_{v_t}^p$  é o vetor de coeficientes dependentes do volume final do estágio, calculado a partir da média dos cortes de todas as aberturas do cenário  $p$ ,  $\phi_{a_t}^p$  é o vetor de coeficientes dependentes da afluência do próximo estágio, calculado a partir da média dos cortes de todas as aberturas do cenário  $p$ , e  $r_t^p$  é um termo independente, também calculado a partir da média de todas as aberturas do cenário  $p$ .

Não haverá garantias de que estas restrições representam um hiperplano convexo sob a superfície do custo real estimado no problema do estágio seguinte. Como a única fonte de não convexidade nesse processo decorre da tentativa de definir um único hiperplano de custo futuro a partir de cortes gerados com diferentes modelos ARp, propõe-se uma modificação da formulação convencional do SDDP. A ideia é construir  $K$  funções de custo futuro distintas, uma para cada grupo ou estado climático considerado, de modo que, em cada função, sejam utilizados exclusivamente os cortes calculados com o respectivo modelo hidrológico associado ao cluster.

Desta maneira, a formulação da função de custo futuro passa a ser:

$$\begin{cases} \alpha_{t+1(1)} - \sum_{i=1}^I \phi_{v_t}^{p,1}(i) \times v_t(i) \geq \sum_{i=1}^I \phi_{a_t}^{p,1}(i) \times a_t(i) + r_t^{p,1} \\ \vdots \\ \alpha_{t+1(k)} - \sum_{i=1}^I \phi_{v_t}^{p,k}(i) \times v_t(i) \geq \sum_{i=1}^I \phi_{a_t}^{p,k}(i) \times a_t(i) + r_t^{p,k} \end{cases}$$

Onde, os termos  $\phi_{v_t}^{p,j}$ ,  $\phi_{a_t}^{p,j}$  e  $r_t^{p,j}$  são compostos apenas pelos cenários associados a  $j$ -ésima discretização.

Isto é, se o SDDP Markov é simulado com 3 grupos, como exemplificado, para cada estágio haverá 3 funções de custo futuro, representadas por três variáveis distintas:  $\alpha_{t+1(1)}$ ,  $\alpha_{t+1(2)}$  e  $\alpha_{t+1(3)}$  e 3 conjuntos de restrições distintas que compõe o hiperplano convexo da função. Por fim, a formulação da função objetivo do SDDP é modificada para incorporar esta separação do custo futuro original em múltiplas partes. A formulação original da função objetivo, que era dada por:

$$w_t^l = \text{Min } z_t(e_t) + \alpha_{t+1}$$

É modificada para:

$$w_t^l = \text{Min } z_t(e_t) + \sum_{j=1}^K P(C_{t+1} = j | C_t) \cdot \alpha_{t+1(j)}$$

Onde,  $z_t(e_t)$  é o custo imediato, que não muda em relação a formulação original e  $P(C_{t+1} = j | C_t)$  é a probabilidade de transição do grupo atual para o grupo  $j$ .

Observa-se que agora os possíveis estados futuros são ponderados pelas respectivas probabilidades de transição, e não mais são considerados equiprováveis, como na formulação convencional do SDDP.

Por fim, ressalta-se que a parametrização das parcelas do custo futuro separadas por grupos discretos,

associada à esta explicitação das probabilidades de transição na função objetivo, confere ao SDDP uma estrutura robusta e flexível para lidar com diferentes trajetórias climáticas futuras. Essa característica permite que, ao simular novas condições ou trajetórias climáticas alternativas, seja necessário apenas ajustar as probabilidades de transição entre estados no modelo de Markov, sem a necessidade de recalculas as políticas operativas. Em outras palavras, a política obtida já incorpora, de forma genérica, as possíveis alternâncias entre regimes climáticos, o que elimina a necessidade de resolver o SDDP separadamente para cada trajetória. Essa abordagem representa uma vantagem significativa em termos de eficiência computacional e praticidade, ao evitar o aumento combinatório da complexidade associado à construção de políticas específicas para cada trajetória climática.

## 4. Simulações e Resultados

### 4.1 Portfólios simulados

#### 4.1.1 Descrição dos casos

Esta seção apresenta os três portfólios de geração de interesse, em conjunto com os resultados das simulações operativas de cada um.

1. **Referência:** Expansão do portfólio de geração a custo mínimo - incluindo os resultados do Caso de Referência do ano 2034 do PDE 2034 - para atender a uma demanda equivalente ao dobro da demanda de 2024, sem incluir o impacto das mudanças climáticas (ex. elevação de carga por ar-condicionado). São utilizados cenários sintéticos de vazão e produção renovável com médias que se aproximam das médias históricas de longo prazo (cenários base).
2. **Alternativos:** Consistem na construção de portfólios de geração que incorporam os cenários de demanda, vazão e produção renovável variável obtidos com os modelos de mudança climática avaliados nos produtos anteriores para a janela 2040-2070 (compatível com a hipótese de duplicação da demanda adotada no estudo). Representam, portanto, os portfólios de oferta de menor custo que garantem a operação do sistema que atenda aos critérios de suprimento sob as condições dos modelos citados.
3. **Descarbonização:** Busca reduzir emissões de carbono descomissionando usinas térmicas na medida em que seus contratos são expirados. Adicionalmente, o OptGen possui como projetos candidatos apenas àqueles com emissões líquidas de carbono neutras. Os portfólios de geração destes casos são gerados para os cenários base e para os cenários dos modelos de mudanças climáticas avaliados nos Casos Alternativos.

#### 4.1.2 Fluxograma das simulações

As simulações realizadas objetivam avaliar o desempenho do portfólio de geração obtido do planejamento do SIN, utilizando cenários de hidrologia, produção renovável e demanda com premissas históricas ou impactadas por mudanças climáticas. Para isso, a matriz obtida tem sua operação avaliada no modelo SDDP a partir de dois conjuntos de simulações, divididos nos Passos 1 e 2, conforme apresentado no fluxograma abaixo, utilizando estágios horários para simulação final:

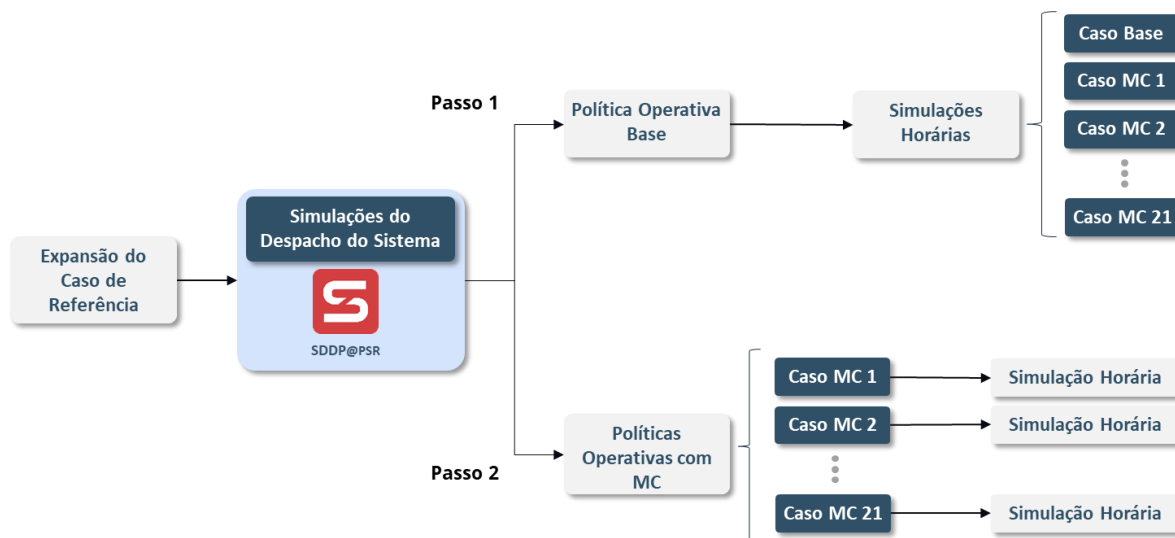


Figura 9: Conjunto de simulações da operação – Caso Referência

No **Passo 1**, realiza-se inicialmente o cálculo da política operativa com base no portfólio de referência, ou seja, sem considerar o impacto das mudanças climáticas. Em seguida, o SIN é simulado em resolução horária, considerando todos os casos do estudo - ou seja, tanto o caso de referência quanto os casos de mudança climática projetados pelos modelos avaliados nos produtos anteriores. Os cenários de demanda, vazão e produção renovável variável obtidos com os modelos de mudança climática (avaliados nos produtos anteriores) se referem ao horizonte 2040-2070, compatível com a hipótese de duplicação da demanda adotada no estudo.

Esse primeiro conjunto de simulações representa uma condição em que os impactos das mudanças climáticas não são antecipados no planejamento da expansão e da operação e podem ser interpretados como uma representação de custos e impactos para a sociedade caso não sejam antecipadas ações de adaptação pelas perspectivas de mudanças das condições climáticas atuais.

No **Passo 2**, uma política operativa é calculada para cada cenário de mudança climática. Busca-se representar a condição em que o planejamento da operação se ajusta aos cenários de mudança climática ainda que o planejamento da expansão não tenha antecipado reforços de oferta para compensar eventual redução de produção em partes do país (ex. devido à menor precipitação, que reduz a hidroeletricidade). Ou seja, a configuração de oferta do caso de referência é mantida, mas a operação é ajustada a cada cenário climático.

### 4.2 Mudanças climáticas

De forma a ilustrar as diferentes projeções consideradas nas simulações, a tabela a seguir retrata as principais variações sobre variáveis climáticas de cada modelo de circulação global. Os valores representam a variação percentual em relação ao cenário base e os modelos estão ordenados de acordo com o Índice Willmott, que avalia a aderência entre os históricos simulados pelos modelos e os dados reais observados para o horizonte 2040-2070. A convenção de cores em cada caso é a seguinte: células vermelhas indicam maior desafio para a operação. Células verdes, mais facilidade, com respeito às condições históricas.

Modelo	Índice Willmott	ENEA					Cenário de Produção Solar					Cenário de Produção Eólica					Demanda				
		SIN	SE	SU	NE	NO	SIN	SE	SU	NE	NO	SIN	SE	SU	NE	NO	SIN	SE	SU	NE	NO
HadGEM3-GC31-MM	0.697	-7%	-6%	36%	-17%	-30%	1.0%	1.4%	-0.6%	0.6%	0.0%	2%	0%	7%	1%	-1%	4.0%	4.3%	3.2%	2.9%	4.6%
GFDL-ESM4	0.672	-18%	-13%	-2%	-42%	-28%	0.9%	1.5%	-0.6%	-0.4%	-0.3%	12%	0%	5%	13%	27%	2.3%	2.6%	2.0%	1.5%	2.5%
EC-Earth3	0.669	-2%	-1%	35%	-31%	-10%	0.9%	1.6%	-1.5%	0.1%	-1.6%	2%	0%	5%	1%	-13%	2.6%	2.9%	2.0%	1.8%	2.8%
NorESM2-MM	0.655	-10%	-8%	13%	-27%	-21%	0.3%	0.6%	-0.3%	-0.3%	-0.6%	3%	0%	4%	3%	-3%	2.2%	2.4%	1.8%	1.5%	2.2%
mri-esm2-0	0.655	8%	10%	25%	-3%	-3%	-1.1%	-1.2%	-2.0%	0.7%	-1.3%	0%	0%	1%	0%	-7%	2.1%	2.3%	1.6%	1.7%	2.7%
TaiESM1	0.648	-40%	-37%	-12%	-53%	-59%	0.3%	0.1%	-0.6%	1.1%	3.3%	8%	0%	10%	8%	7%	-2.6%	-3.2%	-4.6%	-0.8%	0.9%
ukesm1-0-II	0.627	-20%	-20%	22%	-32%	-42%	2.2%	2.5%	-0.4%	2.2%	2.2%	8%	0%	6%	8%	7%	4.0%	4.1%	3.6%	3.1%	5.1%
EC-Earth3-Veg-LR	0.618	14%	12%	37%	12%	5%	0.0%	0.5%	-0.9%	-1.0%	-2.7%	-11%	0%	-14%	-10%	-13%	2.2%	2.5%	1.9%	1.6%	2.3%
access-cm2	0.606	-2%	1%	51%	-23%	-34%	1.0%	1.1%	-1.9%	2.0%	1.5%	7%	0%	5%	7%	6%	3.6%	3.8%	2.8%	2.7%	4.5%
HadGEM3-GC31-LL	0.606	-5%	-5%	39%	-9%	-32%	0.9%	1.2%	-0.6%	0.8%	0.8%	3%	0%	7%	2%	4%	3.5%	3.7%	2.7%	2.6%	4.4%
cmcc-esm2	0.600	5%	10%	24%	-23%	-5%	1.6%	1.5%	0.6%	2.4%	1.3%	5%	0%	5%	5%	0%	2.6%	2.8%	2.2%	2.0%	3.1%
cmcc-cm2-sr5	0.584	-11%	-6%	20%	-44%	-28%	2.6%	3.0%	1.0%	2.0%	1.9%	5%	0%	6%	5%	3%	3.8%	4.1%	4.3%	2.1%	3.3%
ipsl-cm6a-Ir	0.565	3%	5%	7%	-23%	10%	0.2%	0.8%	-0.7%	-0.9%	-2.6%	6%	0%	9%	5%	-2%	2.9%	3.2%	2.6%	2.0%	3.0%
inm-cm4-8	0.562	4%	-3%	28%	-36%	31%	2.0%	2.6%	0.3%	1.0%	2.2%	0%	0%	-1%	0%	2%	2.1%	2.4%	2.1%	1.3%	2.0%
inm-cm5-0	0.556	4%	2%	19%	-25%	14%	1.0%	1.3%	-0.3%	0.2%	1.9%	0%	0%	-1%	0%	5%	1.7%	1.9%	1.5%	1.1%	1.7%
bcc-csm2-mr	0.554	-6%	0%	17%	-26%	-29%	0.1%	0.4%	-0.6%	-0.3%	-3.0%	5%	0%	11%	3%	0%	2.5%	2.8%	2.0%	1.7%	2.7%
mpi-esm1-2-hr	0.547	-2%	-3%	28%	-16%	-8%	0.9%	1.4%	-0.3%	-0.2%	-1.1%	3%	0%	8%	2%	-4%	1.9%	2.2%	1.6%	1.3%	2.1%
FGOALS-g3	0.546	-17%	-18%	20%	-49%	-22%	0.3%	1.5%	-1.7%	-2.4%	-2.6%	2%	0%	7%	1%	-7%	2.3%	2.6%	1.8%	1.5%	2.6%
kace-1-0-g	0.541	0%	1%	47%	-12%	-28%	0.9%	1.0%	-1.0%	1.2%	1.3%	8%	0%	12%	7%	12%	3.2%	3.6%	2.6%	2.4%	3.4%
access-esm1-5	0.531	-3%	-1%	54%	-21%	-35%	0.4%	1.0%	-1.5%	-0.9%	-0.6%	4%	0%	6%	3%	-2%	3.0%	3.2%	2.2%	2.1%	4.4%
miroc6	0.522	-3%	-1%	11%	-19%	-10%	0.6%	0.8%	1.3%	-0.3%	0.5%	2%	0%	7%	1%	4%	2.0%	2.0%	1.7%	1.7%	2.6%

Relaxa o caso  Estressa o caso

Figura 10: Impacto dos modelos climáticos sobre variáveis-chave

As projeções hidrológicas variam entre os modelos considerados, com alguns indicando reduções significativas no valor das Energias Afluentes (ENAs), enquanto outros apontam aumentos nos valores (sobretudo na região Sul). Os cenários de produção solar são menos impactados, com variações no SIN limitadas a aproximadamente 2%.

Observa-se que a maioria dos modelos projeta um aumento na produção eólica, sendo apenas um deles responsável por indicar reduções para o SIN. De modo geral, os modelos tendem a projetar uma demanda superior à utilizada no cenário base (dobro da demanda de 2024, sem incluir impactos climáticos), com destaque para os modelos *ukesm1-0-II* e *HadGEM3-GC31-MM*.

O impacto das mudanças climáticas em variáveis-chave, como temperatura e precipitação, pode ser considerado por regiões do Brasil, como no caso das classificações utilizadas pelo Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC/INPE) e pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) para monitoramento climático e previsão do tempo. Enquanto o IBGE classifica o Brasil em 5 regiões oficiais, essa divisão meteorológica considera fatores climáticos e biomas, por isso há sobreposições (como parte do Sudeste estar no SBZ), como mostra a Figura 11.

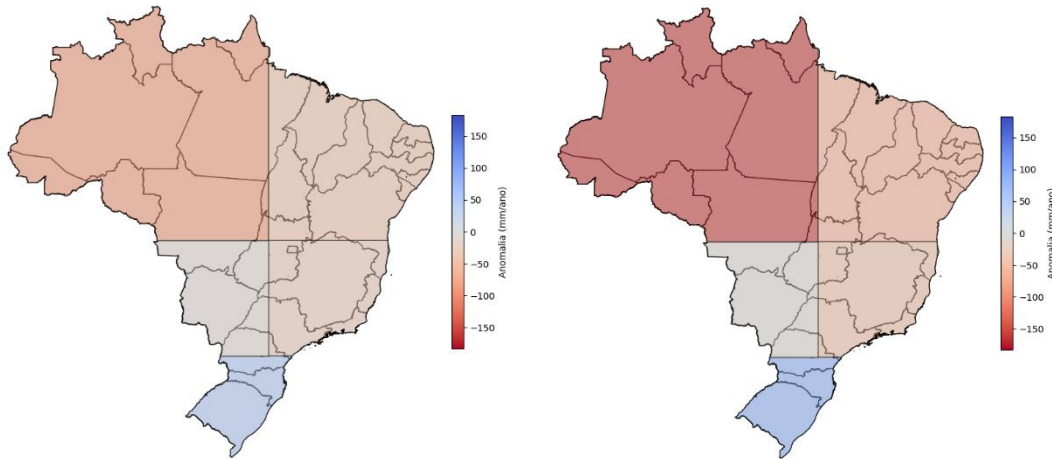
**Tabela 3:** Divisão meteorológica

Sigla	Nome	Abrangência
AMZ	Amazônia Legal	Estados da região Norte (e partes do MA/MT)
NEB	Nordeste Brasileiro	Todos os estados do Nordeste
SEB	Sudeste Brasileiro	SP, RJ, MG, ES (às vezes parte do centro-oeste)
SBZ	Sul + parte do Sudeste	PR, SC, RS + partes de SP/MG
PTN	Pantanal	Principalmente Mato Grosso e Mato Grosso do Sul



**Figura 11:** Mapa de regiões do Brasil

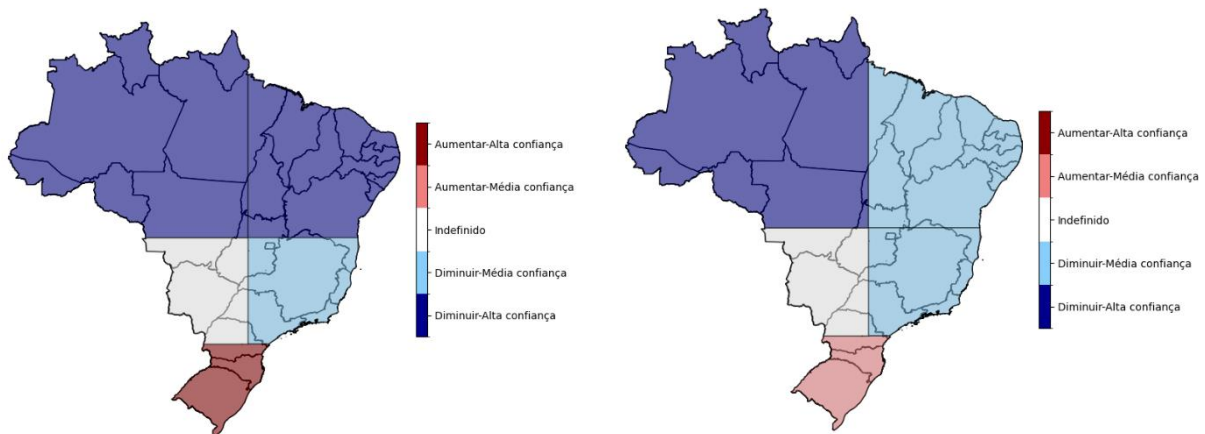
A Figura 12 exibe os resultados da anomalia de precipitação dessas regiões para as trajetórias climáticas futuras SSP245 e SSP585 considerando um ensemble (média) dos modelos climáticos.



**Figura 12: Anomalia de precipitação regional para trajetórias SSP245 (esq.) e SSP585 (dir.)**

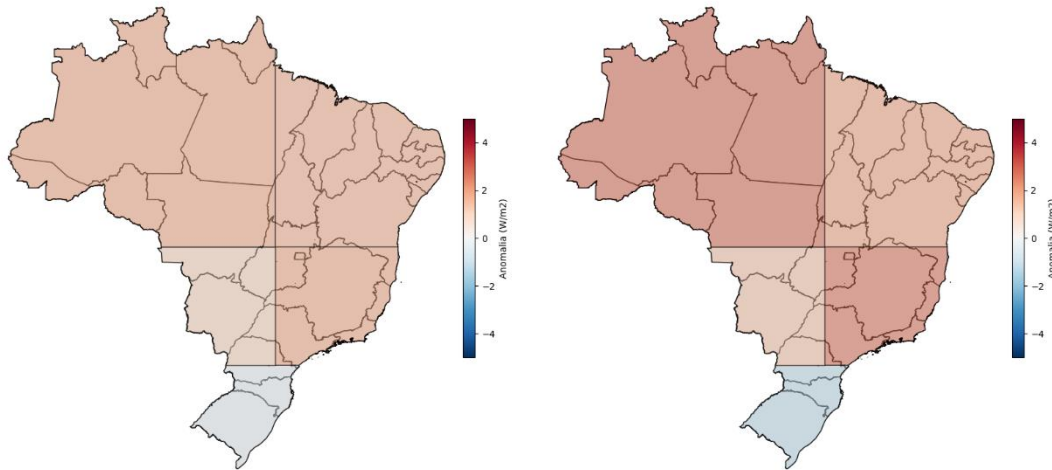
As usinas hidrelétricas estão distribuídas nas diversas regiões do país, sendo menos relevantes em PTN (Pantanal), ou sejam, para efeitos de produção hidrelétrica, a análise da anomalia de precipitação nessa região é menos relevante. Outra informação útil é uma medida da assertividade dessa anomalia, que pode ser feita computando quantos modelos climáticos concordam com a tendência média em cada região. Considera-se uma **alta concordância** se uma variável aumenta (ou diminui) em ao menos 80% dos modelos climáticos. Se essa concordância ocorrer entre 65% e 80% dos modelos, caracteriza-se como havendo uma **média concordância**. Finalmente, se menos de 65% dos modelos concordarem com a tendência da variável-chave, então indica-se como **indefinido**.

Como mostra a Figura 13, é alta a assertividade dos resultados nas regiões Norte, Nordeste e Sul, e uma assertividade média de redução de precipitação no Sudeste do Brasil na trajetória SSP245. Em comparação com essa trajetória, há menos assertividade nos resultados do Nordeste e Sul do Brasil na trajetória SSP585.



**Figura 13: Assertividade da anomalia de precipitação regional para trajetórias SSP245 e SSP585**

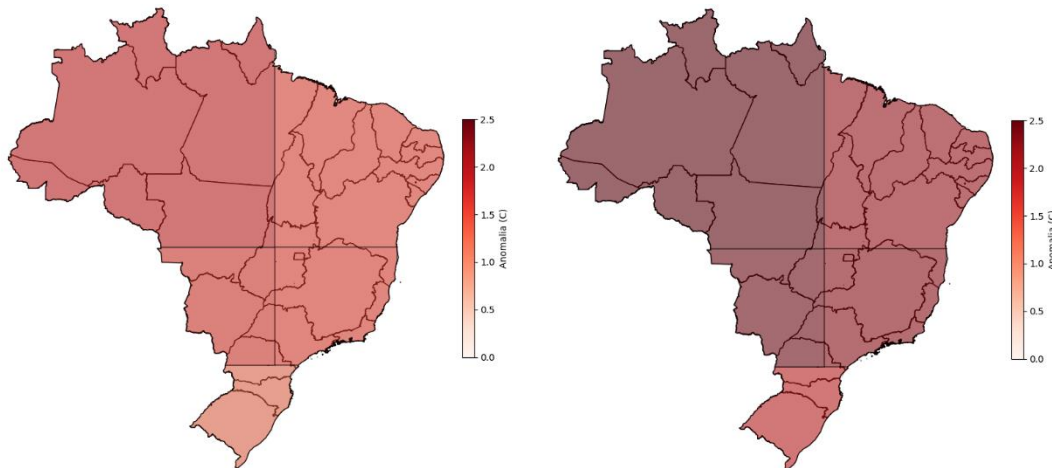
Na região Sul, onde é esperado um aumento da precipitação, os modelos apontam para redução de radiação. Nas demais regiões do Brasil, a tendência é de elevação da radiação porque a precipitação será menor, como mostra a Figura 14.



**Figura 14: Anomalia da radiação solar regional para trajetórias SSP245 e SSP585**

Entretanto cabe destacar, que a intensidade da anomalia é pequena e o impacto do aumento de temperatura sobre a eficiência os módulos, FV tende a anular este efeito. Ou seja, a mudança climática não impactará a produção solar de forma significativa, nem sua distribuição espacial. A assertividade dos modelos climáticos sobre a tendência dessa variável é alta em todas as regiões, razão pela qual será omitido o gráfico correspondente.

A Figura 15 exhibe o ensemble dos modelos climáticos para a anomalia de temperatura. Observa-se que seu aumento tende a intensificar no sentido Sul-Norte. Ou seja, os modelos apontam para um aquecimento maior da região amazônica que do Sul do país. Não será incluído o mapa de assertividade uma vez que há alta convergência entre os modelos sobre o aumento da temperatura regional.



**Figura 15: Anomalia de temperatura regional para trajetórias SSP245 e SSP585**

Já para o vento, não é possível perceber tendência (nem de aumento, nem de redução) da velocidade média e a assertividade é média a baixa indicando uma tendência indefinida. Na trajetória SSP585, de maior concentração de CO<sub>2</sub> na atmosfera, há um leve incremento na região Sudeste, insuficiente para viabilizar a instalação de projetos na região. Por isso os mapas de anomalia e assertividade não serão exibidos para essa variável.

**Tabela 4:** Resumo dos impactos climáticos sobre as variáveis-chave

Variável	Diagnóstico
Precipitação	Norte (AMZ): Alta concordância (≥80%) em redução de precipitação em SSP245 e SSP585. Sul (SBZ): Alta concordância em aumento de precipitação (SSP245), mas média concordância de aumento de precipitação (65-80%) em SSP585. Sudeste (SEB): Média concordância em redução de precipitação em SSP245 e SSP585. Nordeste (NEB): Alta concordância de redução de precipitação em SSP285 e média concordância de redução de precipitação em S585.
Radiação	Redução no Sul e aumento nas demais regiões. Anomalias pequenas (impacto insignificante em fazendas solares). Alta concordância (>80%) em todas as regiões (gráfico omitido).
Temperatura	Aumento mais intenso na Amazônia (AMZ) e menor no Sul (SBZ). Alta convergência entre modelos e assertividade máxima (gráfico omitido).
Vento	Sem tendência clara e assertividade média a baixa (tendência indefinida). SSP585: Leve incremento no Sudeste (SEB), mas insuficiente para viabilizar projetos eólicos. Mapas omitidos por falta de padrão consistente.

Para facilitar as análises e guiar na interpretação dos resultados que serão apresentados a seguir, quatro casos estarão destacados nas visualizações, referentes aos cenários que utilizam:

- Base: utiliza o cenário base nas simulações, sem o impacto das mudanças climáticas
- *ukesm1-0-II*: utiliza o cenário do respectivo modelo, que é o mais desafiador para o sistema (queda na ENA, grande aumento de demanda etc.)
- *HadGEM3-GC31-MM*: projeções do modelo com o melhor desempenho pelo *Índice Willmot*, que avalia a aderência entre os históricos simulados pelos modelos e os dados históricos do ERA5 para o período 1980-2014 (ver Produto 2).
- *EC-Earth3*: projeções intermediárias, ou seja, um bom representante dos modelos porque os resultados estão na mediana dos ensembles e o índice de performance é relativamente bom.

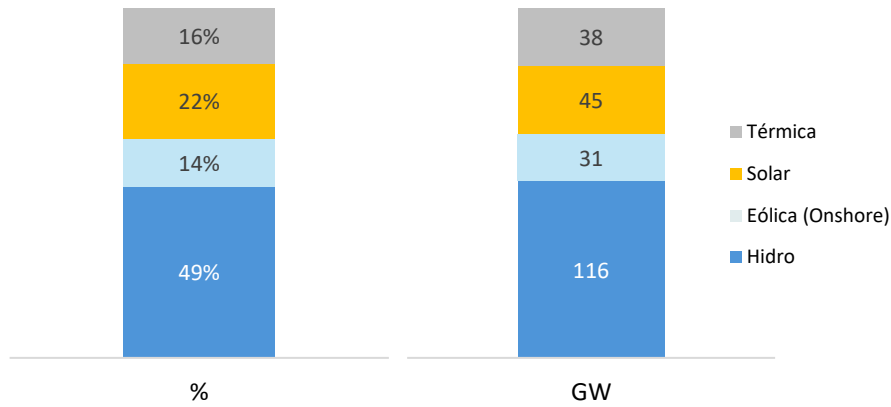
### 4.3 Simulações

#### 4.3.1 Referência

##### Premissas

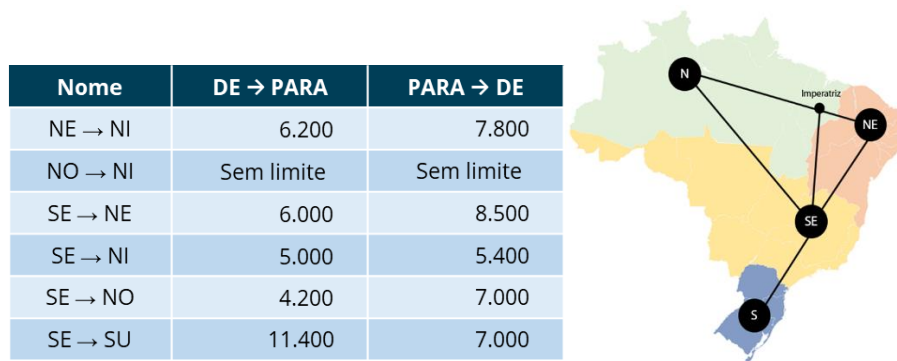
A construção do Portfólio de Referência tem como ponto de partida a configuração do sistema elétrico brasileiro ao final de 2024. Conforme retratado na **Figura 16**, o sistema contava com uma capacidade instalada de 237 GW<sup>3</sup>, sendo cerca de 50% proveniente de usinas hidrelétricas, complementadas por fontes solares, eólicas e térmicas.

<sup>3</sup> Valores obtidos do PMO de dezembro de 2024



**Figura 16: Configuração inicial de oferta SIN (2024)**

Quanto ao sistema de transmissão, a Figura 17 apresenta os valores de capacidade de intercâmbio de energia entre os subsistemas para o mesmo ano.



**Figura 17: Capacidade de intercâmbio entre subsistemas, em MW (2024)**

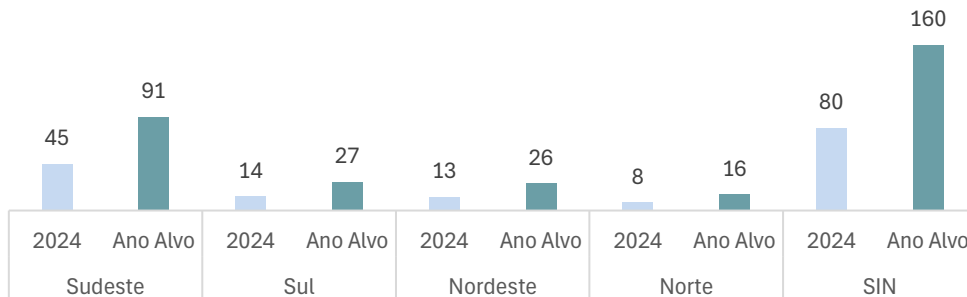
Além da configuração inicial apresentada, este caso incorpora ainda a expansão do caso de referência do PDE 2034. Os montantes considerados estão ilustrados na Figura 18 e somam um adicional de 54 GW de capacidade instalada.



**Figura 18: Expansão indicativa PDE 2034**

A configuração do sistema em 2024 combinada à expansão indicativa do PDE 2034 compõe a base de dados inicial do Caso Referência. A partir dessa base, o modelo OptGen – ferramenta de otimização da expansão desenvolvida pela PSR – é utilizado para determinar a expansão adicional requerida pelo

sistema. Conforme discutido anteriormente, as simulações realizadas neste estudo não fazem referência a um ano futuro específico, com o objetivo de evitar definições de premissas cronológicas que possam conflitar com estudos oficiais. Desse modo, o cenário futuro é representado pela premissa de um “ano-alvo”, cuja demanda é equivalente ao dobro da verificada em 2024. Assim, o modelo OptGen deve incorporar nova capacidade de geração ao sistema para atender à demanda modelada. A Figura 19 ilustra a demanda média do Caso Referência, que alcança 160 GWm para o SIN.



**Figura 19: Demanda do Caso Referência para o ano alvo (em GWm)**

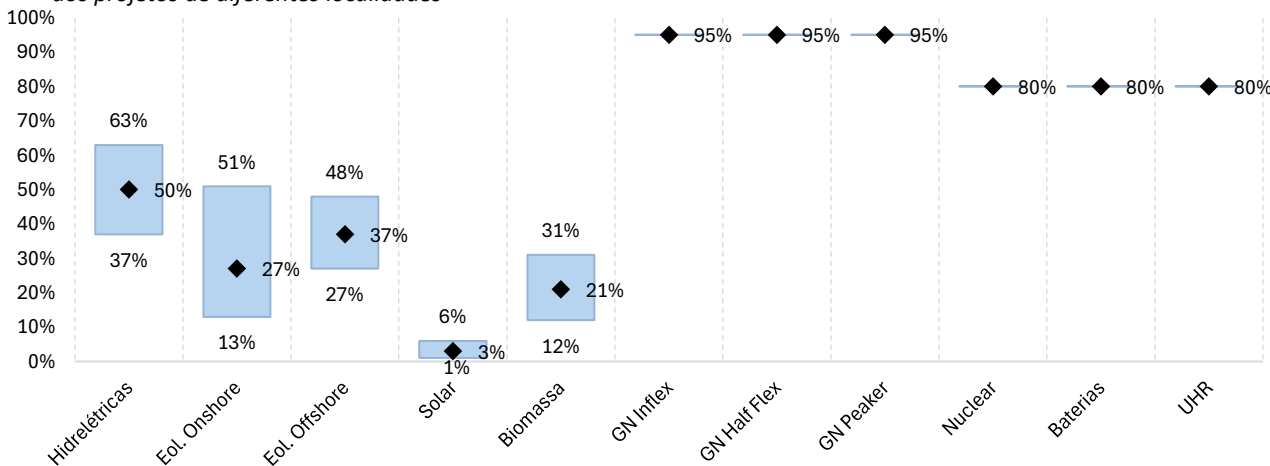
Além das configurações de demanda e oferta, o Caso de Referência utiliza cenários sintéticos de vazão e produção renovável cuja média se aproxima da média histórica. Para fins de padronização da nomenclatura deste documento, esses cenários serão referenciados como **Cenários Base** ao longo deste relatório.

A expansão calculada pelo OptGen não é estritamente econômica, uma vez que incorpora um conjunto de restrições que limitam o espaço de soluções viáveis. Dentre essas restrições, destacam-se os limites mínimos de Garantia Física (GF) e de Potência Firme (PF). A primeira exige que a soma das GF das usinas existentes e das adicionadas pelo modelo seja ligeiramente superior à demanda total do sistema. Já a segunda estabelece que o total de PF disponível no sistema deve exceder em 5% a demanda de ponta.

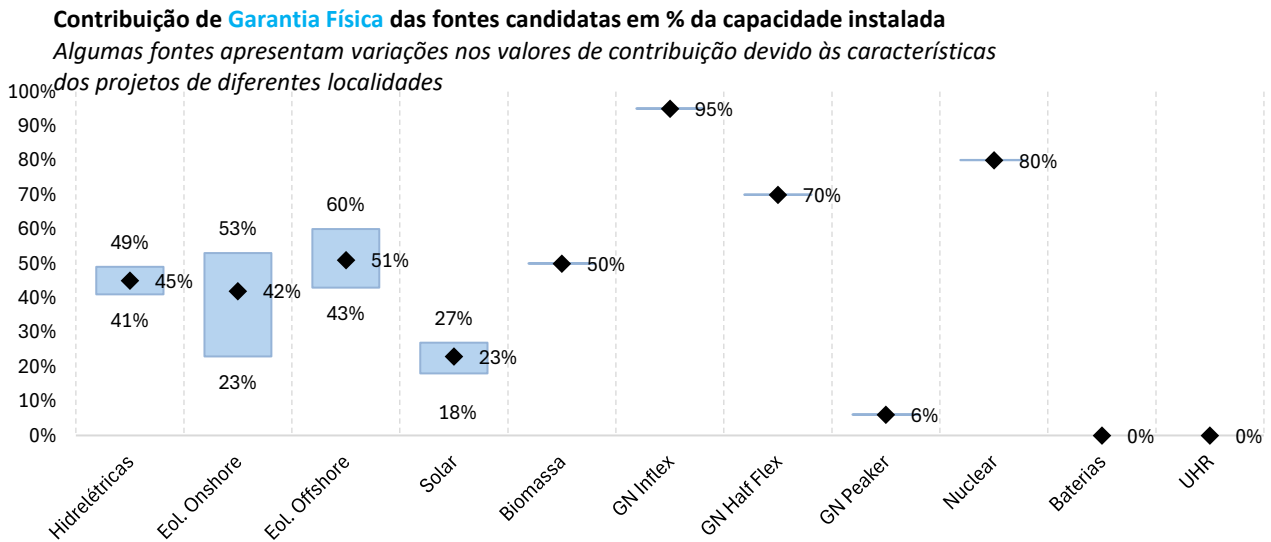
Os projetos candidatos disponíveis para investimento pelo OptGen estão apresentados nas duas figuras abaixo, que apresentam a contribuição de cada fonte para a PF e GF, respectivamente.

**Contribuição de Potência Firme das fontes candidatas em % da capacidade instalada**

*Algumas fontes apresentam variações nos valores de contribuição devido às características dos projetos de diferentes localidades*



**Figura 20: Contribuição de Potência Firme dos projetos candidatos por tecnologia**



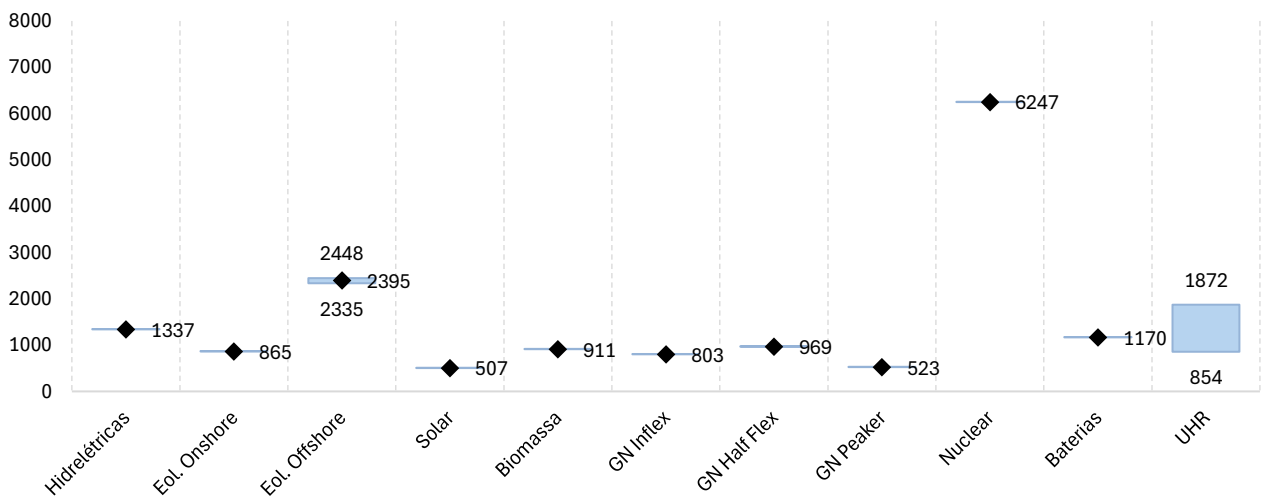
**Figura 21: Contribuição de Garantia Física dos projetos candidatos**

Os custos anualizados dos projetos descritos anteriormente são apresentados na **Figura 22**. Uma taxa de desconto de 12% foi utilizada e a vida útil varia por tecnologia.

**Custos Anualizados das fontes candidatas em R\$/kW/ano**

\*Eólicas offshore apresentam variações de custos de acordo com localização do projeto

\*\* Hidrelétricas Reversíveis com custos diferentes para projetos com 100h e 4h de armazenamento

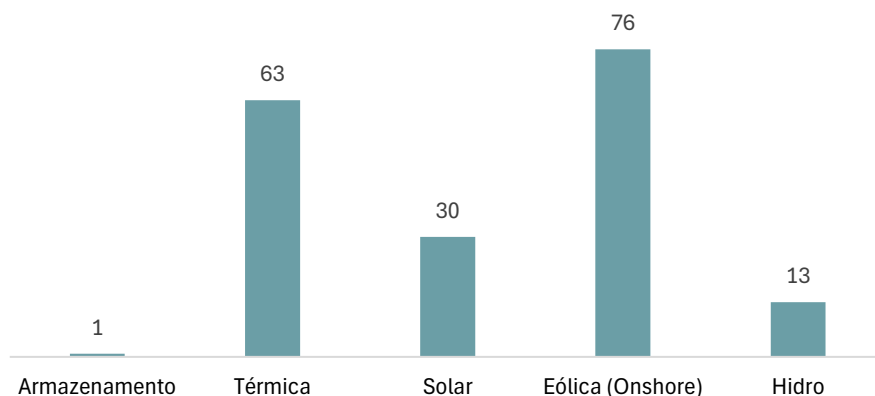


**Figura 22: Custos anualizados dos projetos candidatos (em R\$/kW/ano)**

**Expansão**

Ao se aplicar a metodologia de expansão do SIN a este caso, obtêm-se os montantes de capacidade adicionada ilustrados na **Figura 23**. Nota-se que a expansão é centrada em fontes renováveis, principalmente eólicas e solares. Também são realizadas adições de capacidade térmica, necessárias para garantir a potência firme exigida pelo sistema.

Os resultados apresentados consideram o total adicionado ao sistema, isto é, a expansão indicada pelo OptGen somada ao PDE.



**Figura 23: Capacidade adicionada por tecnologia (em GW) – Caso Referência (OptGen + PDE)**

Do total de 63 GW adicionados para a fonte térmica, 10 GW foram de usinas inflexíveis, 20 GW de usinas com contratos de gás natural que a tornam inflexíveis nos 6 meses do período seco, 4 GW de usinas com contratos de gás natural que a tornam inflexíveis nos 6 meses do período úmido, 15 GW de usinas *peakers* em ciclo aberto (para atendimento de ponta, com menor custo de investimento e maior custo de operação), 12 GW foram de investimentos em *retrofit* de usinas a gás natural e 2 GW de térmicas a biomassa. As tecnologias de armazenamento de energia contribuem com apenas 1 GW de capacidade instalada.

Considerando os adicionais apresentados, a capacidade instalada total do sistema para a demanda igual ao dobro da demanda de 2024 é retratada na **Figura 24**. Mesmo com as hidrelétricas perdendo espaço, a matriz de geração continua dominada por fontes renováveis, com participação de 77% em termos de capacidade instalada. Os valores apresentados para fontes solares também incluem o montante referente à geração distribuída, cuja expansão de 20 GW é calculada por um modelo de Bass externamente e informada como um dado de entrada para o OptGen. Ao todo 433 GW de oferta e 1 GW de armazenamento são incluídos.



**Figura 24: Capacidade instalada total por tecnologia – Caso Referência**

A capacidade instalada apresentada também considera a variação decorrente do descomissionamento e da entrada programada de usinas até o ano em que o estudo projeta que a demanda do sistema será aproximadamente o dobro daquela registrada em 2024. As variações são exibidas a seguir. Valores negativos indicam descomissionamento da fonte e positivos indicam acréscimo de capacidade de parques existentes.

**Tabela 5:** Entrada programada e descomissionamento de capacidade

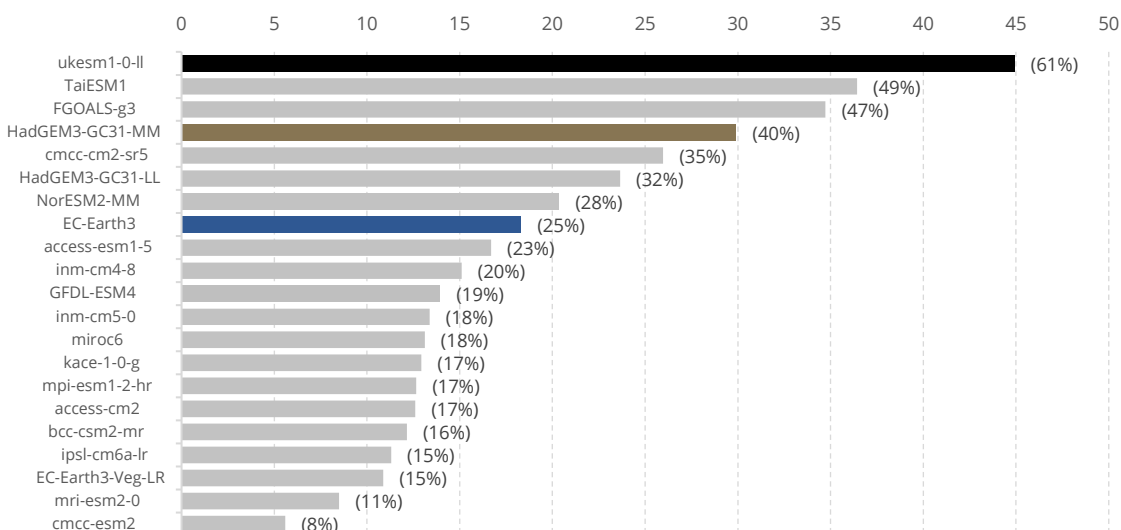
<b>Eólica</b>	- 6 GW
<b>Térmica</b>	- 1 GW
<b>Solar</b>	+7 GW

A partir da oferta de geração obtida, as simulações operativas podem ser realizadas.

**Operação**

**Passo 1**

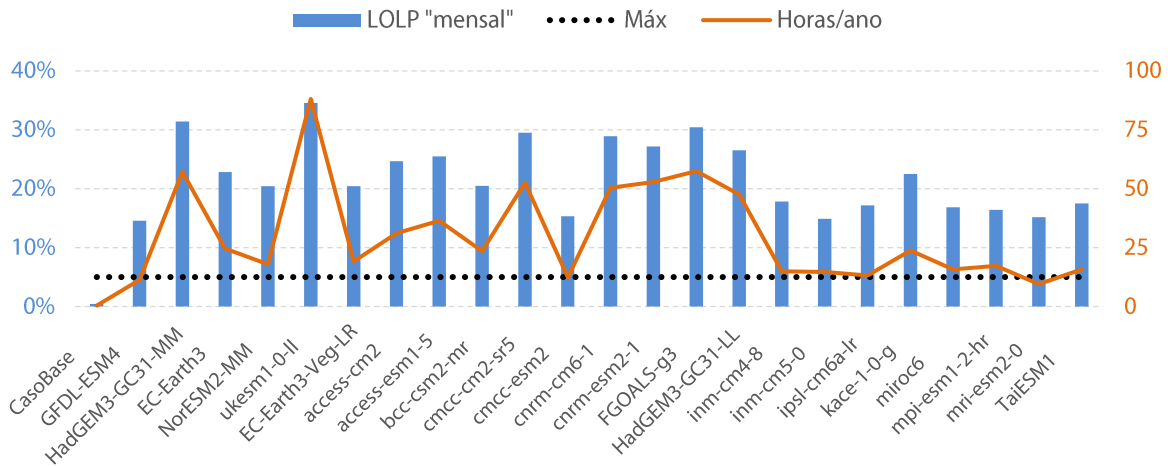
Inicialmente são avaliados os resultados obtidos do conjunto de simulações do Passo 1, no qual a política operativa é calculada visando o cenário base. A **Figura 25** apresenta os incrementos nos custos operativos, em relação ao Caso Base, para as simulações realizadas com os cenários de mudanças climáticas. Observa-se que os custos aumentam em todos os casos. Esse aumento se deve tanto às premissas dos cenários que impõem maior estresse ao sistema quanto ao desalinhamento da política operativa, originalmente calculada para condições distintas daquelas enfrentadas nas simulações.



**Figura 25:** Incremento dos custos operativos anuais em relação ao Caso Base (em R\$ bi)

O maior incremento é observado para o cenário mais crítico (*ukesm1-0-ll*), com um aumento de R\$ 45 bilhões em relação aos custos operativos do Caso Base. Grande parte das simulações apresenta um acréscimo entre 15% e 20% dos custos de operação, enquanto o cenário menos estressante para o sistema resulta em um aumento de 8% nos custos.

A partir das simulações, também foi analisado o atendimento aos critérios de suprimento. Conforme apresentado na **Figura 26**, com exceção daquela com os cenários de referência, todas as simulações violam o limite de 5% para a probabilidade de perda de carga (*Loss of Load Probability - LOLP*).

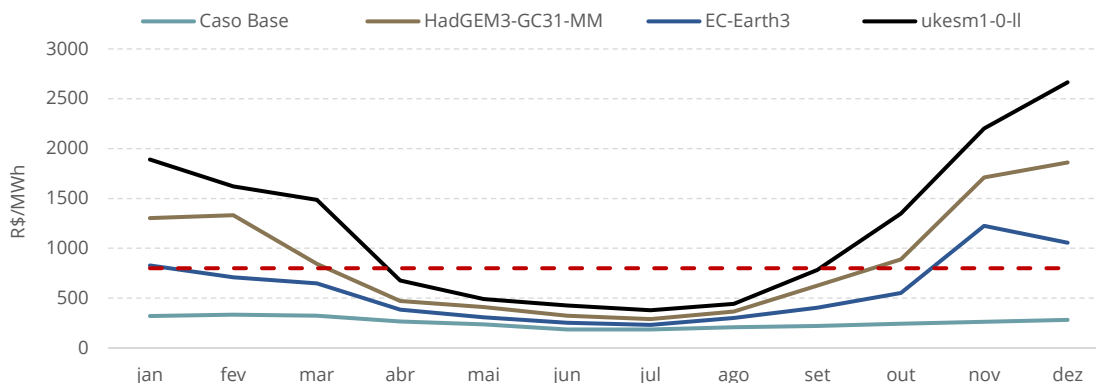


**Figura 26: Resultados de LOLP das simulações do Passo 1**

O procedimento de cálculo anterior está baseado em valores mensais e a LOLP de cada ano é calculada dividindo o número de meses marcados com falha nos S cenários simulados por (12·S). Vale destacar que basta haver uma única hora com corte de carga na simulação horária de um mês para que todo esse mês seja marcado com falha. Ou seja, o procedimento tende a sobre-estimar o valor da LOLP, usualmente baseado no número de horas com corte de carga por ano. No limite, se em cada mês do ano houver exatamente uma hora de corte de carga (independentemente da sua profundidade), a LOLP será calculada como 100% apesar de a LOLP ser de somente 12 horas por ano ou  $12/8760 = 0,13\%$ .

Uma equivalência pode ser estabelecida entre os dois procedimentos (“mensal” vs. “horário”) a partir dos resultados horários da simulação probabilística do SDDP, como mostram os dois eixos Y do gráfico a seguir. De maneira aproximada, o critério de 5% da LOLP calculada em base mensal equivale a 12 horas de corte de carga por ano. De certa forma, é um critério de confiabilidade *estrito*, comparável ao utilizado por muitos sistemas elétricos da Europa, de até 1 dia/ano.

A profundidade do déficit das simulações do Passo 1 não ultrapassa (na realidade, fica bem aquém) dos limites de 5% dos demais critérios de energia e potência. A média da Energia Não Suprida (ENS) da amostra com o 1% dos cenários mais severos é de somente 0,6% do consumo de energia no pior caso (modelo HadGEM3-GC31-LL). O valor esperado da Potência Não Suprida (PNS) dos 5% piores cenários é de 2,5% da demanda máxima (modelo ukesm1-0-II) e ocorre em novembro. Por fim, a **Figura 27** apresenta resultados para o critério econômico. Das simulações destacadas, só o Caso Base respeita o limite de 800 R\$/MWh em todos os meses do ano alvo para a média do CMO dos 10% piores cenários.

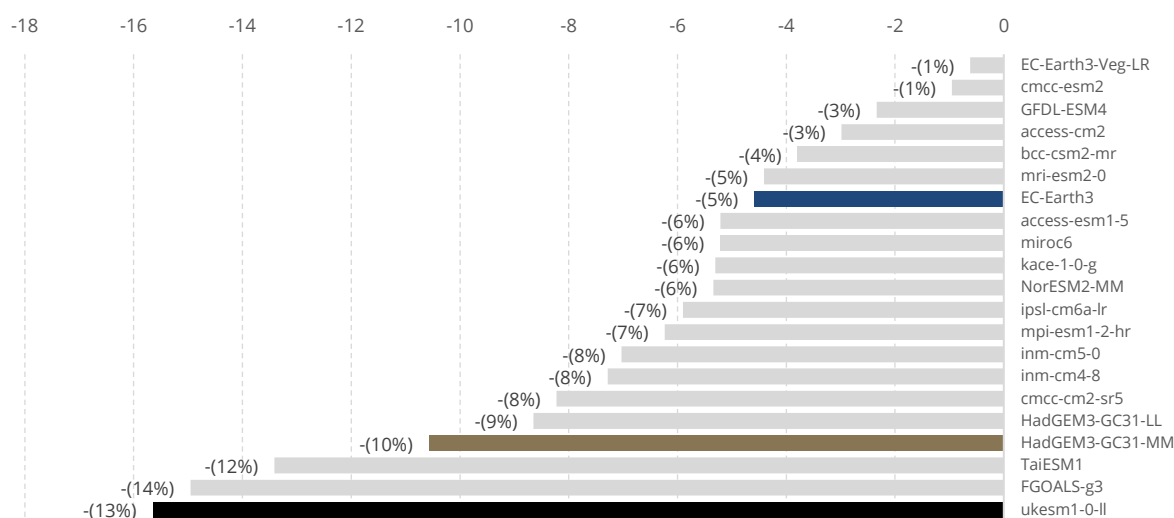


**Figura 27: Resultados de CVaR10% do CMO das simulações do Passo 1**

Os resultados das simulações do Passo 1 demonstram que operar o sistema cuja expansão e operação foram planejadas considerando o cenário de referência leva a aumentos significativos nos custos operativos e pequenas violações dos critérios de suprimento, suscitando a necessidade de anteciparmos esses efeitos para as etapas de operação e planejamento.

**Passo 2**

No Passo 2, as simulações estão alinhadas com suas respectivas políticas operativas. Nessa etapa, os resultados refletem o impacto de planejar a operação do sistema para os cenários de mudança climática, ainda que a o cálculo da expansão não tenha considerado essas premissas. A **Figura 28** apresenta as variações nos custos operativos das simulações, em comparação com aquelas que utilizaram os mesmos cenários no Passo 1. Observa-se que todas as simulações registram redução de custos, com destaque para os modelos associados aos cenários mais críticos, cujas reduções atingem 15%. Já as simulações para modelos mais favoráveis apresentam reduções menores.



**Figura 28: Variação de custos operativos anuais em relação às simulações do Passo 1 (%)**

Entretanto, mesmo com as reduções de custos operativos, alguns casos apresentam violações dos critérios de LOLP e CVaR<sub>10%</sub>(CMO), como ilustram as **Figura 29** e **Figura 30**.

Os resultados para os demais critérios se mantêm abaixo do limite, assim como se viu no Passo 1.

A partir das informações apresentadas, conclui-se que o alinhamento das políticas operativas às condições impostas pelos cenários de simulação reduz os custos operativos e as ocorrências de déficit, como esperado, mas ainda assim são insuficientes. Ou seja, mesmo que se soubesse qual modelo representa corretamente as mudanças climáticas, ainda assim, a operação do SIN baseada numa expansão da oferta “sem mudanças climáticas” violaria critérios de suprimento, com destaque para a LOLP. Para que a LOLP fosse reduzida ao limite de 5%, seriam necessários investimentos adicionais - ou seja, o dimensionamento da expansão precisaria estar mais aderente à realidade da operação sob os cenários de mudança climática. Os Casos Alternativos exploram essa proposta.

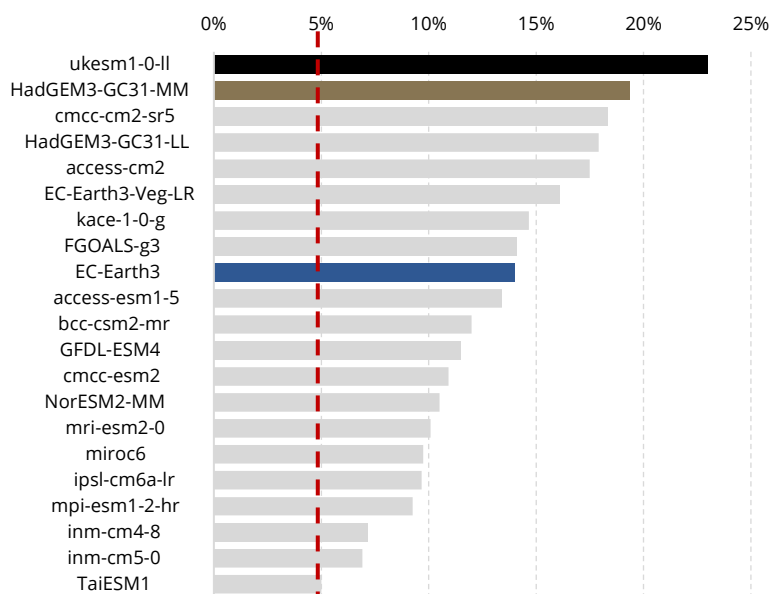


Figura 29: Resultado de LOLP das simulações do Passo 2

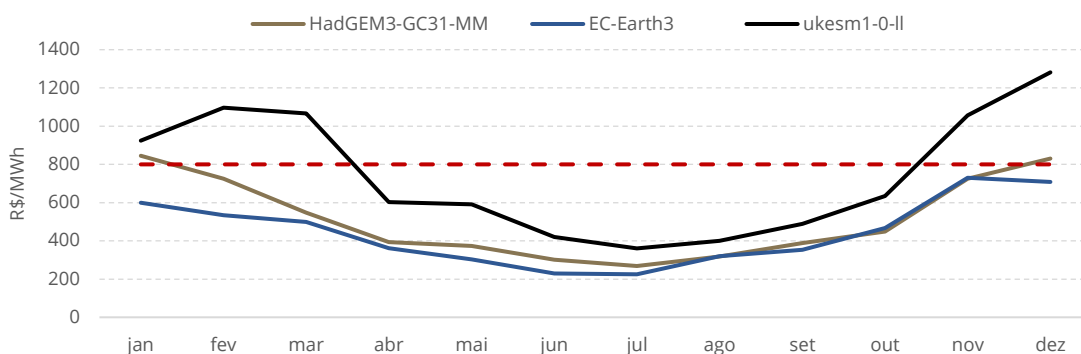


Figura 30: Resultado de CVaR<sub>10%</sub> do CMO das simulações do Passo 2

### 4.3.1 Casos Alternativos

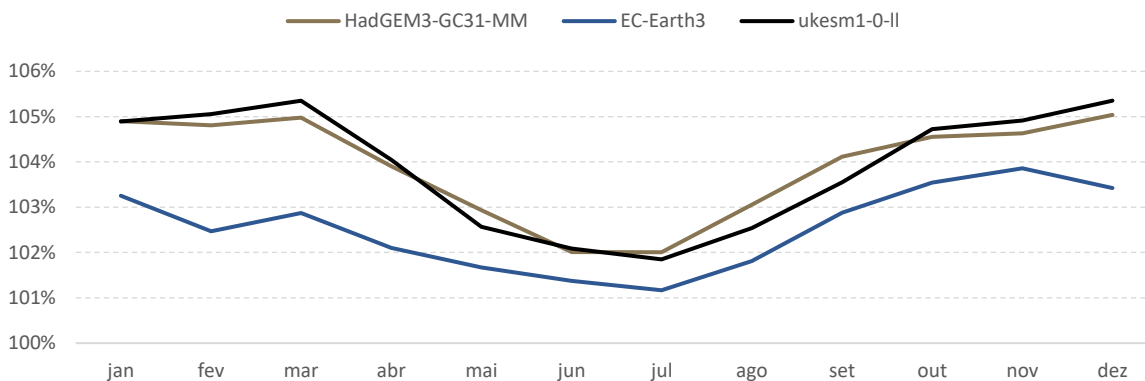
#### Premissas

Os Casos Alternativos partem da mesma configuração inicial do sistema utilizada na construção do Caso Referência. No entanto, o objetivo é simular como se daria a expansão do sistema caso os cenários de mudança climática fossem antecipados. Em outras palavras, busca-se identificar quais reforços seriam necessários caso tais cenários de fato se concretizassem e o processo de planejamento fosse orientado por essas condições. Para isso, o cálculo da expansão de mínimo custo e o cálculo das políticas operativas são realizados com a incorporação dos cenários de mudanças climáticas.

Conforme discutido ao longo do desenvolvimento deste estudo, é fundamental avaliar a expansão obtida a partir dos cenários de diferentes modelos climáticos, dada a diversidade de condições por eles projetadas. Enquanto alguns modelos indicam cenários mais críticos, com vazões reduzidas e demanda elevada, outros apresentam projeções menos severas ou mais próximas daquelas usualmente adotadas nos modelos de planejamento atuais. No entanto, simular a expansão para todas as projeções consideradas neste estudo resultaria em um volume excessivo de resultados, dificultando sua interpretação. Por essa razão, optou-se por utilizar os cenários dos três modelos destacados no Caso Referência, gerando os seguintes Casos Alternativos:

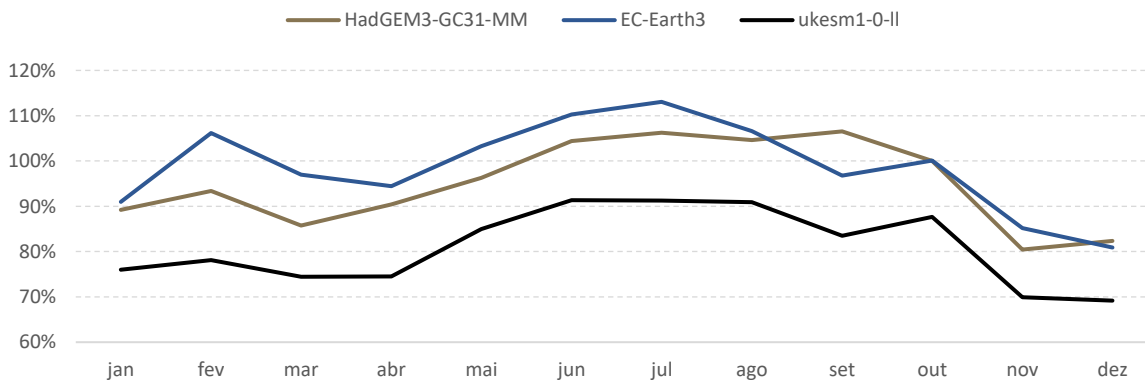
- **Caso Alternativo 1:** utiliza o cenário produzido pelo *ukesm1-0-II*. Este modelo projeta as condições mais desafiadoras, com uma redução das vazões de 20% e aumento de 4% da demanda do sistema, se comparado ao cenário base.
- **Caso Alternativo 2:** usa o cenário produzido pelo *HadGEM3-GC31-MM*. O modelo apresentou o melhor desempenho pelo Índice de Willmott, que avalia a aderência entre os históricos simulados pelos modelos e dados históricos (1980-2014) com o ERA5 (ver Produto 2).
- **Caso Alternativo 3:** utiliza o cenário produzido pelo *EC-Earth3*. Projeta condições intermediárias dentre aquelas avaliadas no estudo.

A Figura 31 apresenta a demanda média projetada para o ano-alvo, expressa como porcentagem da demanda do cenário base. Observa-se que os modelos *ukesm1-0-II* e *HadGEM3-GC31-MM* exibem projeções semelhantes, chegando a exceder em pelo menos 5% ou mais a demanda do cenário de referência entre dezembro e março. O modelo *EC-Earth3*, por sua vez, apresenta projeções inferiores às dos demais modelos, embora ainda atinja um patamar 4% superior ao do cenário base em novembro. Vale destacar que as diferenças na demanda média entre os cenários de mudanças climáticas selecionados são sempre menores que as diferenças observadas entre esses cenários e o cenário base.



**Figura 31: Demanda média dos modelos selecionados para o SIN (em % do cenário base)**

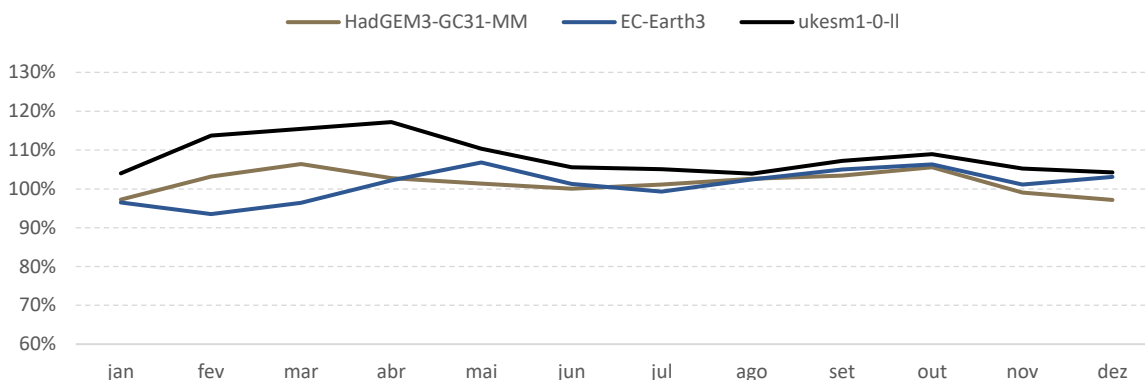
Os cenários médios de vazão (ENA) estão apresentados na Figura 32. O modelo *ukesm1-0-II* tem as menores projeções, mantendo-se abaixo do cenário de referência todos os meses. Os demais modelos apresentam projeções semelhantes entre si, que excedem as do cenário base em determinados meses.



**Figura 32: Vazão média dos modelos selecionados para o SIN (em % do cenário base)**

Os cenários de produção solar mantêm-se muito próximos (<1% de desvio) dos valores do cenário base.

Por outro lado, a produção eólica nos casos sob impacto do clima do futuro selecionados tem aumentos de até 20% sobre o cenário base no período do ano com menor produção eólica de janeiro a maio, como pode ser visto da Figura 33.



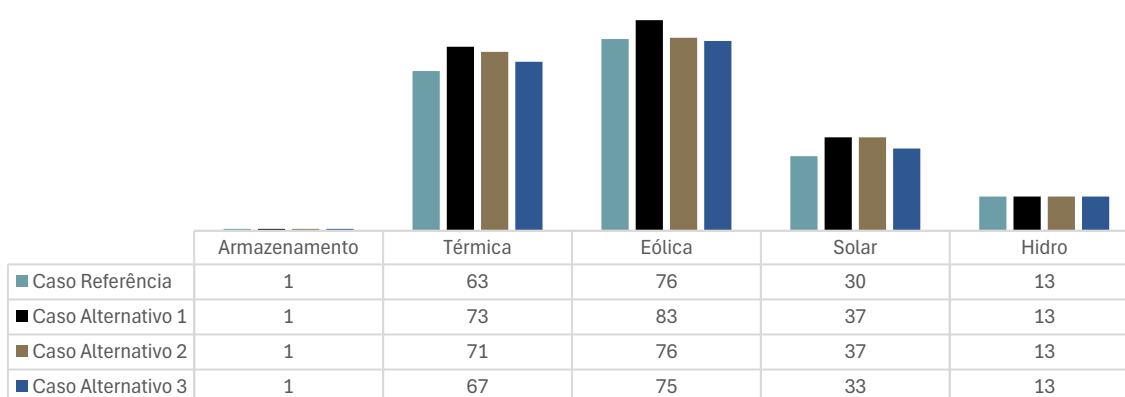
**Figura 33: Cenário de produção eólica médio para o SIN (em % do cenário base)**

Dessa forma, a construção dos portfólios para os modelos selecionados permitirá avaliar os investimentos necessários no sistema para viabilizar a expansão de mínimo custo que atenda: (i) ao cenário mais crítico, (ii) ao cenário intermediário e (iii) ao cenário projetado pelo modelo cujo histórico simulado melhor se aproxima do histórico realizado.

**Expansão**

Os resultados dos três Casos Alternativos serão apresentados a seguir de forma conjunta, de modo a facilitar sua visualização. Para fins de comparação, o Caso Referência também será incluído nas análises.

Aplicando-se a metodologia de expansão do SIN para os casos apresentados, são obtidos os montantes de capacidade adicionada apresentados na Figura 34. Lembrando que Caso Alternativo 1 é rodado com o modelo climático *ukesm1-0-II*, Caso Alternativo 2 é feito com o modelo *HadGEM3-GC31-MM* e Caso Alternativo 3 é feito com o modelo *EC-Earth3*.



**Figura 34: Capacidade adicionada por tecnologia, em GW – (OptGen + PDE)**

Os Casos Alternativos 1 e 2 requerem um investimento em nova capacidade superior ao observado no Caso Referência, em função das projeções de demanda mais elevadas e das vazões reduzidas previstas em seus respectivos cenários. O primeiro exige um acréscimo de 24 GW, enquanto o segundo demanda um adicional de 15 GW. Assim, os investimentos em todas as tecnologias superam os montantes observados no Caso Referência. O Caso Alternativo 3 necessita de um investimento em capacidade

térmica em torno de 4 GW acima do Referência, enquanto os adicionais para as demais tecnologias se mantêm similares. Observa-se uma expansão maior da fonte eólica por sua maior contribuição no período seco (quando a velocidade do vento aumenta) e por contribuir mais para a restrição de atendimento de ponta através da restrição de que Potência Firme Total > 105% da Demanda Máxima (cada MW de eólica contribui mais para o atendimento da ponta que o mesmo MW solar, como indicam os fatores da Figura 20, pois a contribuição de produção na hora da ponta é proporcionalmente maior).

A Figura 35 compara a capacidade instalada total obtida para os Casos Alternativos. Observa-se uma razoável manutenção da composição do portfólio de geração para esse ponto futuro cuja demanda é o dobro daquela de 2024, apesar de haver diferenças no total adicionado por tecnologia em cada caso.

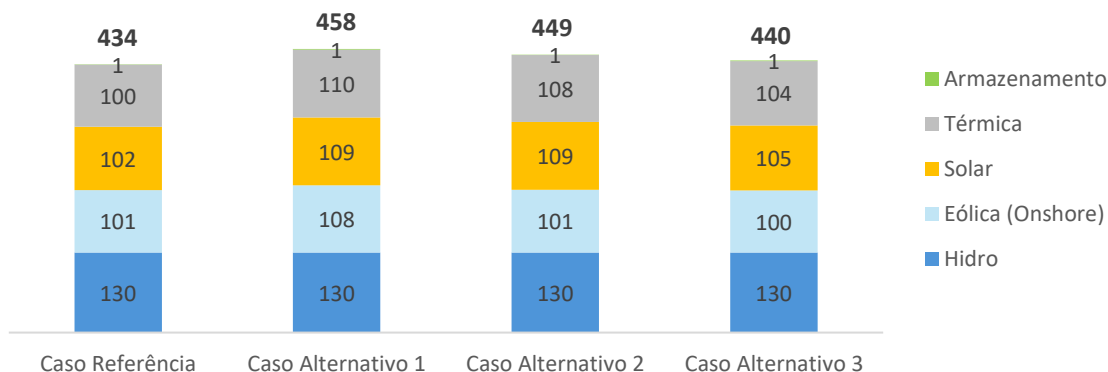


Figura 35: Capacidade instalada total (em GW)

Seguindo com a metodologia proposta para os Casos Alternativos, os portfólios de geração têm sua operação simulada considerando os respectivos cenários para o qual sua expansão foi calculada.

**Operação**

Inicialmente são avaliados os resultados para os critérios de suprimento, dado que a construção dos Casos Alternativos visava eliminar as violações observadas nas simulações do Caso Referência. Os resultados para a LOLP, apresentados na Figura 36, comparam os valores obtidos nas simulações do Caso Referência para o Passo 2 – ou seja, situação na qual o planejamento da operação antecipava os cenários de mudanças climáticas – com as simulações dos Casos Alternativos que utilizam os mesmos cenários. Nota-se que com a expansão ajustada, o limite de 5% passa a ser respeitado nos três casos.

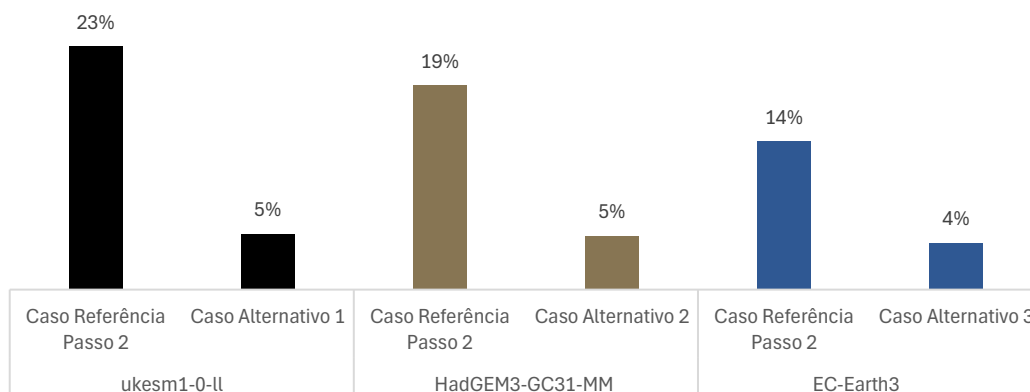
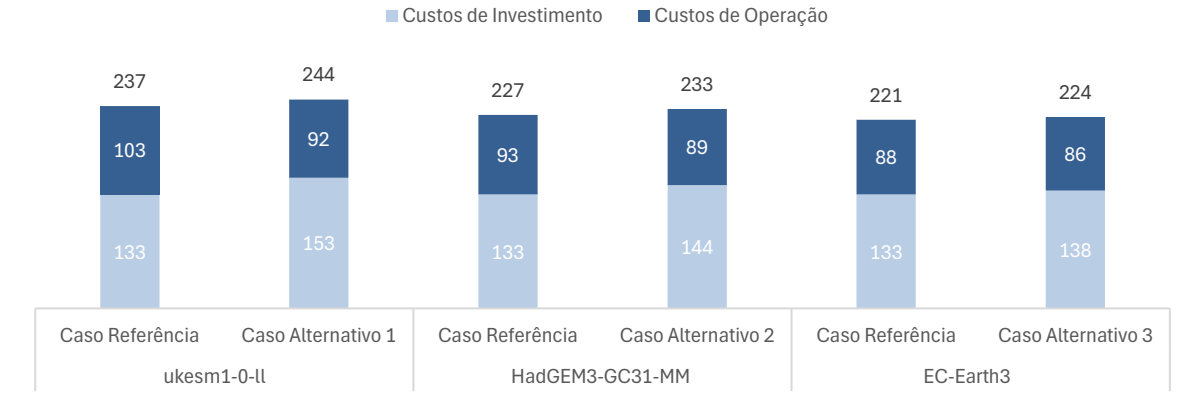


Figura 36: Comparação da LOLP do Caso Referência e dos Casos Alternativos

Os demais critérios, que para os casos referência já eram respeitados, continuam abaixo dos limites

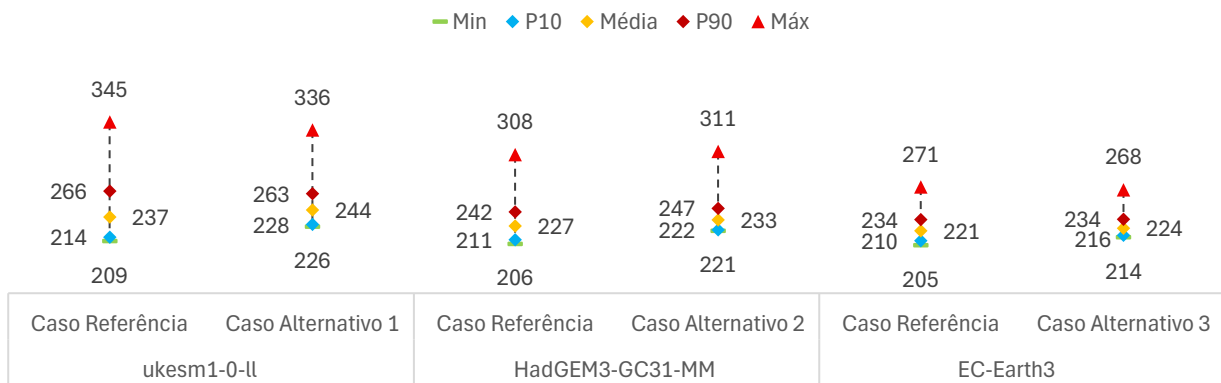
estabelecidos.

A Figura 37 traz a comparação dos custos totais das simulações que consideram os mesmos cenários de mudanças climáticas. Ou seja, compara a simulação da expansão do Caso Referência, que já utiliza os cenários do modelo indicado no cálculo da política operativa (Passo 2), com as simulações apresentadas dos Casos Alternativos para os mesmos cenários. A expansão adicional dos Casos Alternativos eleva o custo de investimento, ao mesmo tempo que possibilita uma redução dos custos totais, se comparado com as rodadas do Caso Referência.



**Figura 37: Comparação de custos anualizados dos investimentos + custos de operação anual para o Caso Referência e Casos Alternativos (R\$ bi/ano)**

Todas as simulações operativas realizadas utilizam 100 séries de demanda, produção renovável e vazão e os custos apresentados no gráfico anterior retratam os valores médios obtidos. Embora o Caso Referência apresente custos totais médios menores, a análise da distribuição dos custos revela que, para séries mais críticas, esse custo operativo pode ser excessivo, em alguns casos, superando os custos totais dos Casos Alternativos. Essa análise é apresentada na **Figura 38**. Além dos valores mínimos, máximos e médios, são apresentados os percentis 10 e 90, que representam, respectivamente, os valores abaixo dos quais estão 10% e 90% dos resultados da distribuição.



**Figura 38: Dispersão dos custos anualizados do caso Referência e Casos Alternativos (R\$ bi/ano)**

### 3.3.1 Casos Descarbonização

#### Premissas

Os Casos Descarbonização explicitam o objetivo de reduzir as emissões de gases de efeito estufa, através do descomissionamento de usinas térmicas na medida em que seus contratos são expirados e

não contratação de novos projetos dessa fonte. Para isso, os portfólios de geração construídos nessa análise devem atender as necessidades de capacidade adicional do sistema apenas com projetos que apresentam emissões líquidas de carbono neutras. Para manter um alinhamento com a análise realizada para o Caso Referência e Casos Alternativos, as expansões dos Casos com Descarbonização são construídas a partir do caso de referência e mesmos cenários de mudanças climáticas anteriores:

- **Caso Descarbonização Referência:** utiliza o cenário base.
- **Caso Descarbonização 1:** utiliza o cenário produzido pelo ukesm1-0-II.
- **Caso Descarbonização 2:** utiliza o cenário produzido pelo HadGEM3-GC31-MM.
- **Caso Descarbonização 3:** utiliza o cenário produzido pelo EC-Earth3.

### Expansão

Inicialmente é apresentada a comparação da expansão obtida para o Caso Referência e para o Caso Descarbonização Referência. Essa análise compara o impacto na expansão ao se considerar as premissas de emissões líquidas neutras sob as condições impostas pelo cenário base.

Conforme observado na Figura 39, há um aumento relevante na capacidade renovável adicionada para compensar o descomissionamento de 20 GW de capacidade térmica relacionada as fontes emissoras de gases de efeito estufa (GEE). As fontes eólicas se tornam mais atrativas nesse cenário, inclusive as eólicas offshore, que, apesar dos custos de investimento maiores, tem complementariedade sazonal com as hidrelétricas e oferecem maior contribuição à potência firme do sistema em comparação às fontes solares. Há ainda uma pequena expansão térmica a biomassa (9 GW).

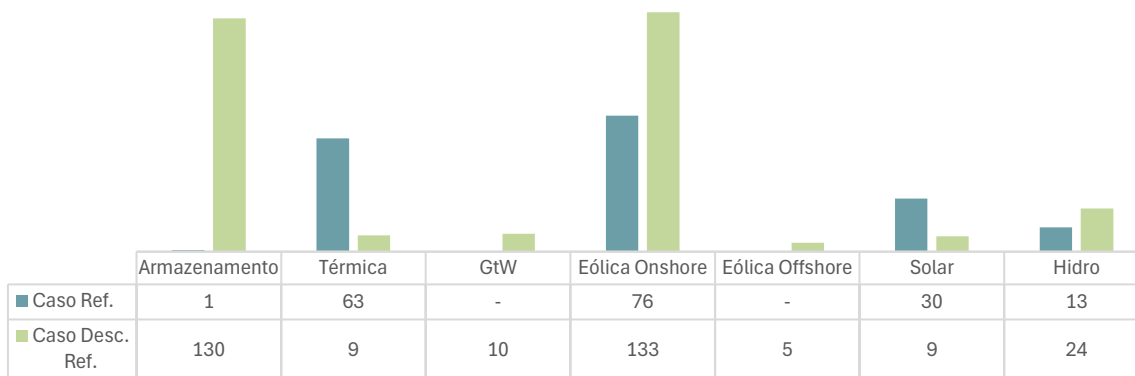
Outra notável diferença é a maior participação de projetos de armazenamento de energia, com acréscimo de 130 GW, dos quais 80 GW são compostos por baterias e usinas hidrelétricas reversíveis, com maior capacidade de armazenamento (até 100 horas por semana).

Térmicas do tipo *Gas-to-Wire* (GtW), que aproveitam o gás natural produzido em campos offshore para gerar eletricidade, reinjetando o carbono resultante da combustão nos próprios poços, surgem como alternativas viáveis para garantir a flexibilidade do sistema com 10 GW de capacidade. Isso reduz o volume de gás reinjetado nos campos, dando aproveitamento econômico maior à molécula. O gás carbônico (e não o metano) é injetado no campo, tornando as térmicas neutras em relação às emissões.

Uma das vantagens em relação às demais térmicas localizadas em solo é na parte do transporte e sequestro de carbono, que podem ser feitos próximos ao seu uso. No caso das térmicas em solo firme, o CO<sub>2</sub> precisa viajar por longas distâncias até o local onde será estocado (ex. campo depletado ou caverna de sal), aumentando os custos dessa opção por um CCS.

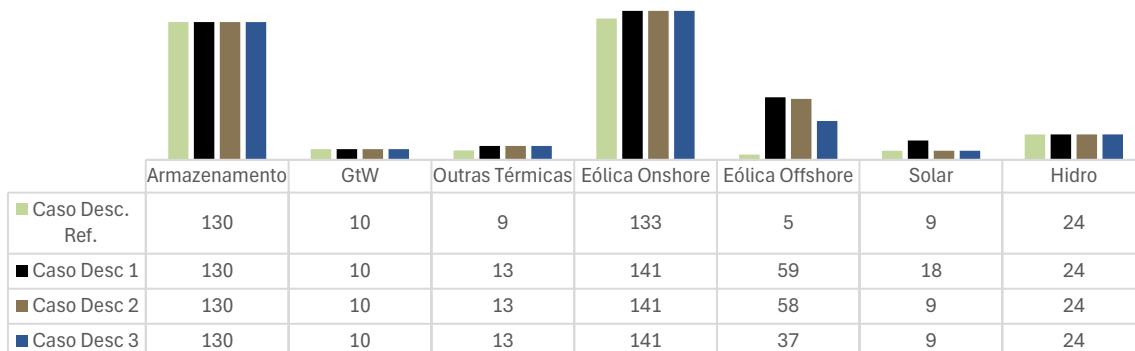
No caso GtW offshore considerado, além de custos serem menores, a oportunidade interessante já comentada é de aproveitar o gás natural associado hoje reinjetado nos campos pela dificuldade de se construir dutos submarinos de transporte até a costa. Esses dutos seriam substituídos por cabos HVDC submarinos no adotado no estudo, que levariam eletricidade para o grid.

Finalmente, o conceito admite o uso de turbinas "de prateleira" que podem processar gás natural com altas concentrações de CO<sub>2</sub>, eliminando a necessidade de separar o CO<sub>2</sub> para atender aos padrões de gasodutos. Além do gasto com transporte evitado, a opção também elimina o pagamento às concessionárias pela margem de distribuição do gás.



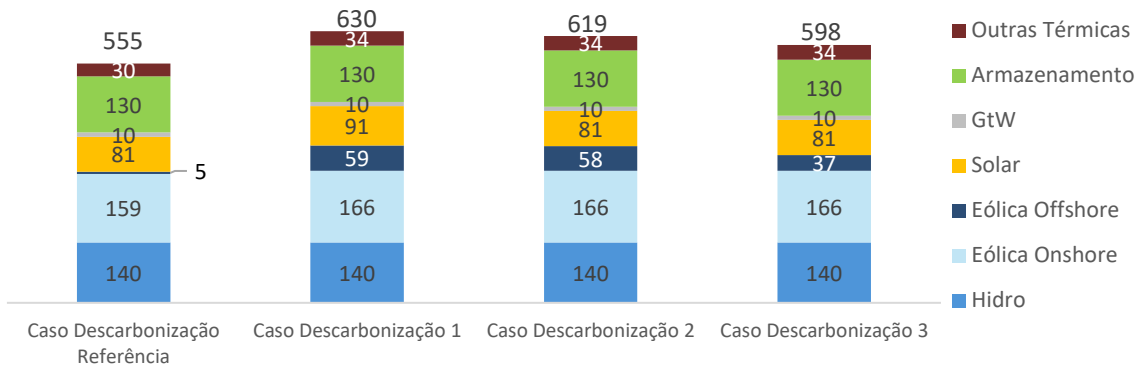
**Figura 39: Comparação entre o Caso Referência e o de Descarbonização Referência (GW)**

Observa-se uma profunda alteração na expansão. O gráfico da Figura 40 traz a comparação das adições de capacidade dos demais casos. A necessidade de maior investimento segue as características dos demais cenários, que apresentam condições de maior estresse para o sistema que o cenário base. As adições de eólicas offshore aumentam de forma significativa, novamente devido à contribuição de potência firme elevada dessa fonte, que permitirá uma operação alinhada com os critérios de suprimento. Adicionalmente, o modelo identifica a necessidade de investimento em térmicas nucleares (mesmo com alto custo de investimento), que, em conjunto com a tecnologia *Gas-to-Wire*, contribuem para o atendimento constante da demanda de base. Essa expansão em fontes tão caras sinaliza a falta de opções de outras fontes firmes, considerando-se a pequena expansão hidrelétrica disponível.



**Figura 40: Capacidade adicionada dos Casos Descarbonização (GW)**

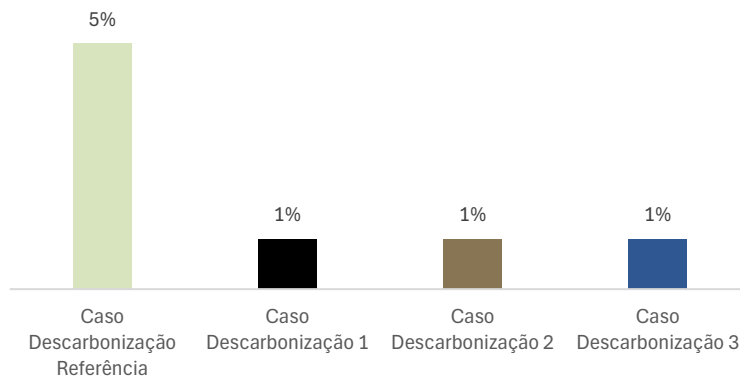
A **Figura 41** apresenta a capacidade instalada total nos Casos Descarbonização. Embora o investimento em usinas solares centralizadas seja reduzido, a geração solar como um todo se expande, impulsionada pelo crescimento previsto da geração distribuída. Com isso, os valores totais para a fonte solar variam entre 80 e 90 GW nos casos analisados.



**Figura 41: Capacidade instalada total (em GW) dos Casos Descarbonização**

### Operação

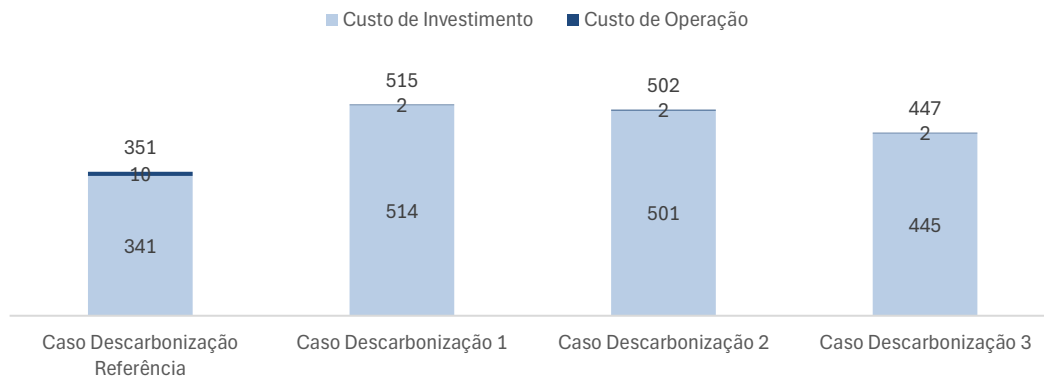
Os portfólios obtidos para os Casos de Descarbonização têm sua operação avaliada por meio das simulações no modelo SDDP. Assim como nos Casos Alternativos, os cenários utilizados nessas simulações estão alinhados com aqueles considerados no cálculo da respectiva expansão. O gráfico da **Figura 42** apresenta os resultados de LOLP das simulações. Em todos os casos os limites são respeitados.



**Figura 42: Resultado de LOLP das simulações dos Casos Descarbonização**

Os demais critérios de energia e potência também se encontram abaixo do limite. Entretanto, para o critério do CVaR<sub>10%</sub>(CMO), o Caso Descarbonização Referência apresenta uma violação significativa do limite de 800 R\$/MWh. Os custos totais das simulações são avaliados na **Figura 43**. Apesar de o Caso Descarbonização Referência apresentar custos operativos relativamente maiores, refletidos também nos altos valores de CVaR<sub>10%</sub>(CMO) observados, seus custos de investimento são significativamente menores que os dos demais casos, resultando em um custo total consideravelmente inferior.

Nos demais casos, as premissas mais restritivas impõem ao sistema a necessidade de maior investimento em capacidade de geração, o que eleva os custos de investimento e, conseqüentemente, o custo global dessas alternativas.



**Figura 43: Comparação de custos anualizados: Referência e Casos Descarbonização (R\$ bi/ano)**

A análise da dispersão dos custos totais é dispensada para os Casos Descarbonização porque a energia é fornecida por geradores de custo zero e as variações de custos operativos reduzidas.

## 5. Conclusões

Este estudo propôs uma avaliação detalhada sobre os impactos das mudanças climáticas no planejamento da expansão da geração de energia elétrica no Brasil. Inicialmente, foram avaliadas as tendências de impactos no clima, resumidas na tabela abaixo.

**Tabela 6:** Resumo dos impactos climáticos sobre as variáveis-chave

Variável	Diagnóstico
Precipitação	Norte (AMZ): Alta concordância ( $\geq 80\%$ ) em redução de precipitação em SSP245 e SSP585. Sul (SBZ): Alta concordância em aumento de precipitação (SSP245), mas média concordância de aumento de precipitação (65-80%) em SSP585. Sudeste (SEB): Média concordância em redução de precipitação em SSP245 e SSP585. Nordeste (NEB): Alta concordância de redução de precipitação em SSP285 e média concordância de redução de precipitação em S585.
Radiação	Redução no Sul e aumento nas demais regiões. Anomalias pequenas (impacto insignificante em fazendas solares). Alta concordância ( $>80\%$ ) em todas as regiões (gráfico omitido).
Temperatura	Aumento mais intenso na Amazônia (AMZ) e menor no Sul (SBZ). Alta convergência entre modelos e assertividade máxima (gráfico omitido).
Vento	Sem tendência clara e assertividade média a baixa (tendência indefinida). SSP585: Leve incremento no Sudeste (SEB), mas insuficiente para viabilizar projetos eólicos. Mapas omitidos por falta de padrão consistente.

Depois da análise do impacto do clima regional, foram avaliados os impactos econômicos relativos à construção de nova oferta e operação do SIN com foco em três portfólios distintos: Referência, Alternativos e Descarbonização. Essa análise foi realizada com um modelo de otimização de expansão da oferta (OptGen), para diferentes tecnologias de geração e armazenamento, além de um modelo de operação estocástica (SDDP) para simular o comportamento do Sistema Interligado Nacional (SIN) sob condições climáticas variáveis.

### Referência

O portfólio apresentou um plano de expansão do SIN com base nas condições atuais e duplicação da demanda, sem impacto relativo às mudanças climáticas, utilizando cenários sintéticos de vazão e produção renovável que se aproximam da média histórica. O sistema supera 430 GW de capacidade, como indica a tabela abaixo.

**Tabela 7:** Resumo de expansão do SIN

Fonte	Capacidade 2024 (GW)	$\Delta$ PDE (GW)	$\Delta$ PDE + OptGen (GW)	Expansão / Remoção (GW)	Oferta Final (GW)
Térmica	38	22	63	-1	100
Solar FV	45	9	30	7	102
Eólica	31	13	76	-6	101
Hidrelétrica	116	9	13		129
BESS		1	1		1
<b>Total</b>	<b>230</b>	<b>54</b>	<b>183</b>	<b>0</b>	<b>433</b>

Quando foram analisados os impactos das mudanças climáticas sobre a expansão de referência, a

simulação indicou que a expansão centrada em fontes renováveis como solar e eólica, ainda exigiria a adição de capacidade térmica (entre 4 e 10 GW) para garantir a potência firme necessária, destacando a importância de fontes complementares para atender a picos de demanda.

O modelo de operação indicou que se a expansão for realizada com base em cenários históricos, haverá um aumento nos custos operacionais de até 61% (de R\$ 74 bilhões para R\$ 119 bilhões por ano de gastos anuais, que incluem custos operativos e amortização de novos investimentos) caso ocorram mudanças climáticas.

Também haveria violação dos critérios de confiabilidade de suprimento, especialmente no que se refere à probabilidade de perda de carga (LOLP), que superaria em três vezes o máximo valor de referência em todos os cenários climáticos analisados. Foi feita uma comparação entre o critério “LOLP mensal” e o LOLP baseado em horas de interrupção de suprimento por ano. O critério mostrou que a expansão para o caso base é inadequada para diversos cenários climáticos (ex. mais de 2 dias de interrupção de suprimento por ano).

A média da Energia Não Suprida (ENS) da amostra com o 1% dos cenários mais severos é de somente 0,6% do consumo de energia no pior caso (modelo HadGEM3-GC31-LL). Ou seja, apesar da interrupção de carga ser pouco profunda (uma pequena fração do mercado), sua frequência é exagerada. Os custos marginais, que definem os preços de mercado de curto prazo, também seriam impactados, sobretudo no período úmido (entre novembro e março), com modelos climáticos como o HadGem3-GC31-MM, por exemplo, apresentando custos marginais superiores a R\$ 800/MWh nesse período. O cálculo de política operativa ótima “sob medida” para cenário climático consegue reverter um pouco dos impactos econômicos (redução de custos entre 1% e 13%) e na confiabilidade de suprimento. Mesmo assim, o critério de confiabilidade é furado, com LOLP>5% em todos os casos.

**Conclui-se ser importante incorporar as mudanças climáticas no planejamento da operação para mitigar custos e riscos. Porém, essa medida é insuficiente. É necessário reforçar a oferta de energia.**

### Portifólios Alternativos

Os Portifólios Alternativos, que consideram os cenários de mudanças climáticas antecipadamente, demonstraram que a expansão do SIN, ao incorporar as projeções de diferentes modelos climáticos, exige um aumento substancial na capacidade de geração e armazenamento, especialmente nas fontes de energia eólica e solar. Isso não chega a surpreender, pois em todos os casos, o aumento da demanda mensal provocado pela elevação da temperatura (e maior acionamento de ar-condicionado) é de 1% a 5% em relação ao caso de referência, sendo que essa diferença é maior no período úmido. A maior redução de ENA também ocorre nesse período úmido, o que explica o comportamento dos custos marginais simulados.

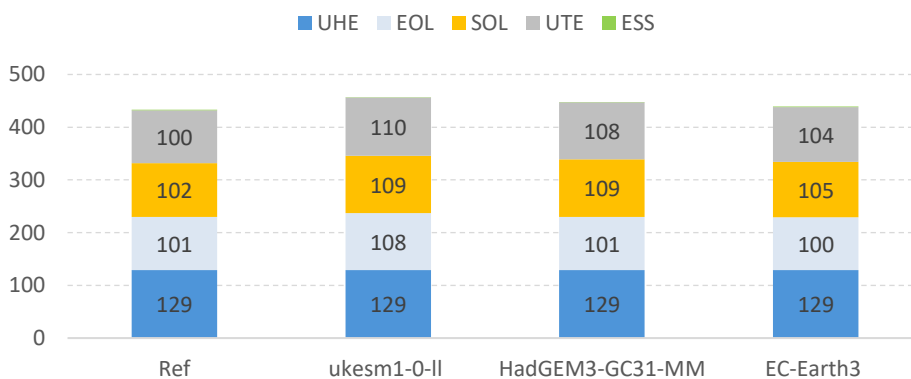
Sob a perspectiva de operação do SIN, é interessante notar que o período mais desafiador passa a ser o úmido porque a expansão hidrelétrica é pequena, mas a demanda do SIN nessa época do ano é maior, pelo efeito da temperatura (maior uso de A/C). Esse resultado é interessante, pois a operação histórica do SIN envolvia encher os reservatórios das usinas hidrelétricas no período úmido para aumentar a produção hidrelétrica no período seco.

Esse futuro aponta para uma operação bastante diferente, em que as hidrelétricas buscarão aumentar a produção no período úmido e reduzindo a produção no período seco, quando eólicas e solares suprirão boa parte do mercado. Ou seja, as hidrelétricas funcionando mais como usinas a fio d'água, tenderão a funcionar em níveis mais elevados e serão muito importantes para equilibrar oferta e demanda do sistema, atuando como grandes recursos de flexibilidade.

A necessidade de novos investimentos é mais pronunciada nos cenários mais críticos, como o do modelo ukesm1-0-II, que prevê redução significativa de vazões e maior aumento de demanda, exigindo **uma expansão adicional de até 31 GW**. Já o modelo HadGEM3-GC31-MM, com o melhor desempenho histórico, resultou em uma necessidade de expansão mais moderada, de cerca de 14 GW. Essas diferenças refletem a importância de considerar resultados de múltiplos modelos climáticos no planejamento energético, garantindo uma resposta robusta a diferentes possibilidades de variações climáticas.

Os resultados operativos para os Casos Alternativos, alinhados às suas respectivas políticas operativas, indicaram que a antecipação das mudanças climáticas no planejamento reduz significativamente os custos operacionais e resolve as violações de suprimento observadas no Caso de Referência. Ainda assim, as simulações sugerem que os custos operacionais para cenários mais severos poderiam ultrapassar os valores estabelecidos no Caso Referência, especialmente nas séries mais críticas.

Cabe destacar, entretanto, que apesar do reforço de oferta ser significativo em termos absolutos, é relativamente modesto, o que pode ser percebido da figura abaixo, que exibe a oferta final de energia por fonte. Conclui-se que o custo de adaptação para as alterações tendenciais das condições climáticas deverá ser menor que 10%, ou algo como 3% na tarifa final de energia, considerando uma participação do custo de produção de 30% (os custos de transmissão, distribuição, os encargos setoriais e impostos estaduais e federais respondem por cerca de 70% da tarifa final).



**Figura 44: Oferta final: caso de referência e demais para impacto das mudanças climáticas (GW)**

### Portifólios de Descarbonização

Os Portifólios de Descarbonização foram projetados para avaliar a viabilidade de uma matriz elétrica com menor intensidade de carbono, com ênfase no descomissionamento das usinas térmicas e na adoção de fontes com emissões líquidas neutras de carbono, ou seja, na expansão da oferta não se permite a construção de novas usinas térmicas fósseis sem captura de carbono (GtW).

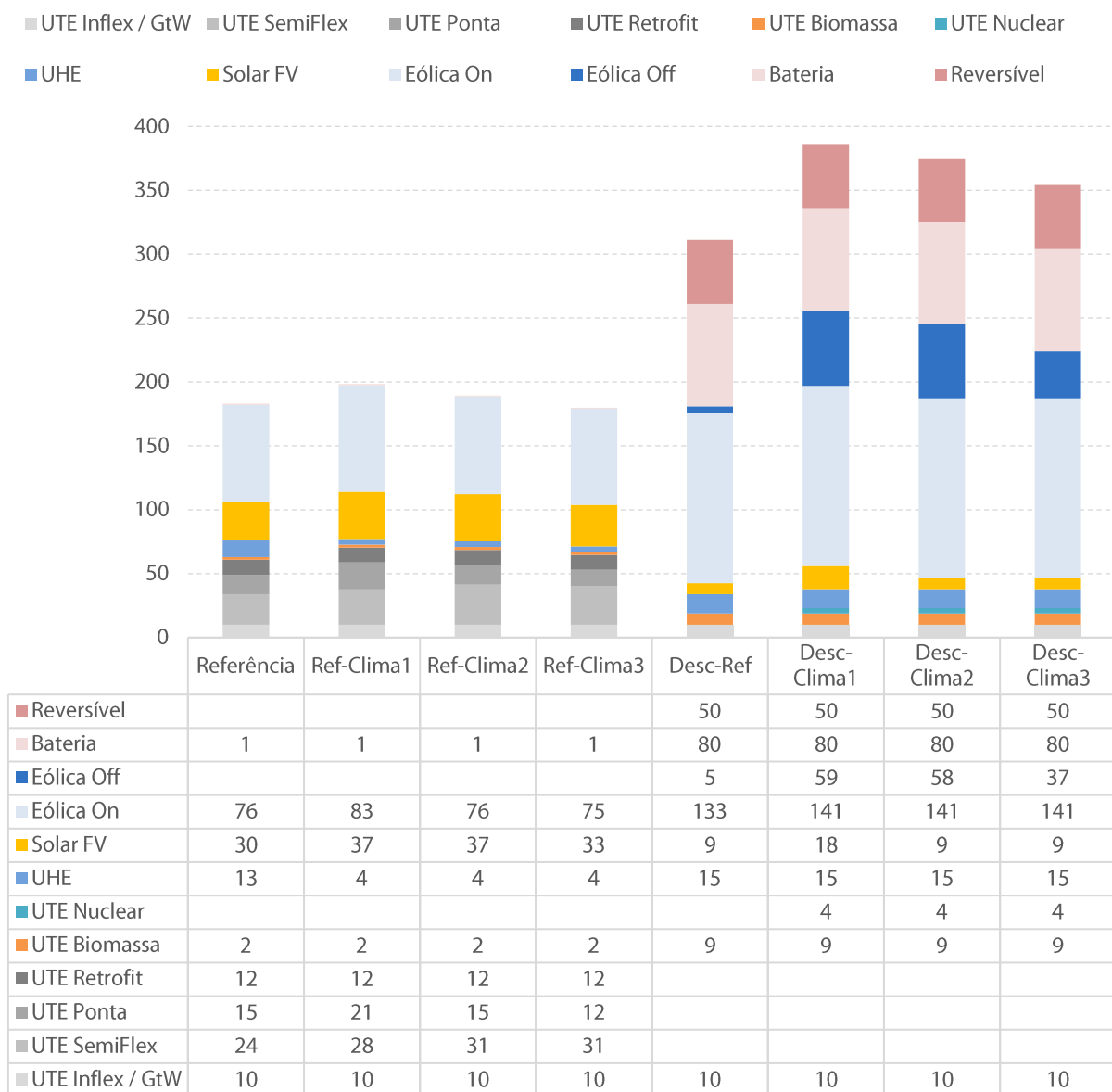
Os resultados indicaram que, para atender à demanda do sistema sem gerar emissões de carbono, seria necessário um aumento significativo na capacidade renovável com maior potência firme, uma medida de confiabilidade de suprimento. Os resultados dessas rodadas indicaram valores de LOLP inferiores ao critério, por exemplo. A combinação de fontes renováveis com tecnologias de armazenamento, como baterias e usinas reversíveis, mostrou-se essencial para garantir a flexibilidade operacional necessária.

Além disso, os Casos de Descarbonização apresentaram custos de investimento elevados devido à necessidade de tecnologias de ponta e à transição para uma matriz energética limpa, mas os custos operacionais foram substancialmente menores, refletindo a redução dos custos associados ao uso de usinas térmicas e combustíveis fósseis. A análise da dispersão dos custos totais revelou que, apesar dos

custos operacionais iniciais mais altos, os investimentos em capacidade renovável e de armazenamento garantem uma maior estabilidade nos custos a longo prazo, tornando os Casos de Descarbonização uma opção estratégica para o futuro do SIN.

### Comparação dos Resultados

O gráfico a seguir mostra a matriz elétrica final em cada caso. Observa-se que apesar de ser necessário adaptar o SIN para cenários de mudanças climáticas, o custo dessa adaptação não é exagerado. Entretanto, o custo para descarbonizar completamente a matriz é bastante elevado. Uma possível explicação para esse sobrecusto está relacionada ao critério de planejamento que exige que a potência firme do sistema seja 5% que a demanda máxima. Sem a opção de construir térmicas, o total construído pelas demais fontes de produção de energia acaba tendo um custo excessivo.



**Figura 45: Custos anualizados de investimentos (R\$ bi/ano) para o portfólio de referência e sob impacto das mudanças climáticas e com portfólio de expansão visando descarbonização**

## 6. Recomendações

A análise conduzida neste estudo sugere que a adoção de estratégias de expansão do sistema elétrico que considerem as mudanças climáticas reduz significativamente os custos operacionais, além de garantir maior confiabilidade do fornecimento.

No entanto, é essencial que o planejamento da expansão da geração e transmissão seja ajustado para antecipar as condições climáticas projetadas, o que permitirá otimizar os investimentos e evitar violações dos critérios de suprimento.

Além disso, a adoção de tecnologias de armazenamento (casos de descarbonização) e a diversificação geográfica das fontes renováveis são importantes para minimizar os riscos associados à variabilidade da produção eólica e solar, bem como para assegurar a flexibilidade do sistema.

Por fim, este estudo reforça a necessidade de uma integração mais estreita entre os modelos de mudanças climáticas e os processos de planejamento de energia, para que o sistema elétrico seja capaz de responder de forma eficiente e sustentável aos desafios impostos pelas alterações climáticas globais.

As seguintes recomendações metodológicas podem ser feitas:

### 1. Integração de Cenários Climáticos no Planejamento

- **Metodologia:** Incorporar modelos probabilísticos de transição de Markov (como utilizado no estudo) para capturar regimes climáticos distintos e suas transições, garantindo políticas operativas robustas.
- **Ferramentas:** Utilizar ferramentas como o TSL (*TimeSeriesLab*) para gerar cenários multivariados integrados, combinando dados de vazão, produção renovável e demanda sob diferentes trajetórias climáticas (ex.: SSP245 e SSP585).
- **Validação:** Aplicar índices de assertividade (ex.: Willmott) para priorizar modelos climáticos com maior aderência a dados históricos, reduzindo incertezas nas projeções.

### 2. Aprimoramento de Modelos de Expansão e Operação

- **Otimização:** Manter a abordagem de co-otimização via modelos como o OptGen e o SDDP, mas incluir restrições dinâmicas de confiabilidade (ex.: LOLP < 5%, CVaR10% do CMO ≤ 800 R\$/MWh) diretamente no módulo de investimento.
- **Flexibilidade Operacional:**
  - Modelar reservas probabilísticas dinâmicas (DPR) para fontes renováveis variáveis (VRE), considerando perfis horários e sazonais.
  - Incluir tecnologias de armazenamento (baterias, UHR) e térmicas flexíveis (ex.: Gas-to-Wire) como variáveis de decisão nos modelos de planejamento, como o OptGen.
- Implementar funções de custo futuro na política operativa separadas por estados climáticos (ex.: 3 clusters de vazão), conforme proposto no estudo, para preservar a convexidade e capturar extremos.

### 3. Robustez e Validação dos Resultados

- **Análise de Sensibilidade:** Testar os portfólios de geração sob cenários extremos (ex.: secas prolongadas, picos de demanda) via simulações de Monte Carlo acopladas ao modelo de

planejamento da operação, como o SDDP.

- Métricas de Desempenho: Monitorar a EENS (Energia Não Suprida) e a PNS (Potência Não Suprida) para avaliar riscos de déficit e adotar o CVaR para quantificar impactos econômicos em cenários adversos.

#### 4. Recomendações Institucionais

- Revisitar critérios do PDE/PNE para incorporar cenários climáticos como premissas obrigatórias.
- Criar mecanismos de mercado que valorizem flexibilidade (ex.: leilões de capacidade para armazenamento).
- Disponibilizar dados de entrada/saída (ex.: séries sintéticas de energias renováveis variáveis, parâmetros de investimento e técnicos dos projetos) em repositórios abertos.
- Documentar premissas metodológicas (ex.: taxas de desconto, vida útil de tecnologias) para facilitar replicação.

#### 5. Pesquisas Futuras

O estudo forneceu uma base sólida para a incorporação de mudanças climáticas no planejamento energético brasileiro. No entanto, a complexidade e a evolução do tema demandam investigações contínuas. As seguintes direções de pesquisa são recomendadas para aprofundar e refinar as análises, cobrindo desde avanços metodológicos até a exploração de novos desafios operacionais e tecnológicos.

##### a) Avanços na Modelagem de Incertezas e Processos Climáticos

###### Modelagem Estocástica Multi-Escala Melhorada

Objetivo: Refinar a representação da interdependência entre variáveis hidrológicas, eólicas, solares e de demanda em escalas de tempo horária, diária e sazonal sob diferentes trajetórias climáticas.

Abordagem Sugerida: Explorar o uso de modelos baseados em *Generative Adversarial Networks (GANs)* ou *Transformers* para gerar séries sintéticas multivariadas que capturem não apenas as correlações espaciais e temporais, mas também padrões de extremos (ex.: secas plurianuais consecutivas, ondas de calor prolongadas) de forma mais realista do que os modelos autorregressivos tradicionais.

###### Aprimoramento do Modelo de Transições de Markov

Objetivo: Validar e calibrar a abordagem de estados climáticos discretos com um número maior de modelos de circulação global (GCMs) e diferentes variáveis proxy (além da temperatura).

Abordagem Sugerida: Investigar a sensibilidade dos resultados ao número de clusters (estados) e testar a robustez da política operativa quando a probabilidade de transição entre estados é por si só incerta (abordagem de "incerteza sobre as probabilidades").

##### b) Expansão do Escopo do Planejamento e da Operação

###### Planejamento Integrado da Expansão com Critérios de Resiliência

Objetivo: Ir além dos critérios de confiabilidade convencionais (LOLP, EENS) e incorporar explicitamente métricas de resiliência no modelo de expansão (OptGen).

Abordagem Sugerida: Incluir uma função objetivo ou restrição que minimize a

vulnerabilidade do sistema a eventos climáticos extremos específicos (ex.: falha em cascata induzida por eventos climáticos severos). Isso poderia envolver a otimização da localização de ativos críticos para reduzir exposição a riscos correlatos.

#### Análise de Valor da Flexibilidade em Cenários de Alta Penetração de Renováveis

Objetivo: Quantificar o valor econômico de tecnologias flexíveis específicas (ex.: baterias de diferentes durações, hidrelétricas reversíveis, térmicas a hidrogênio verde) sob os portfólios de descarbonização.

Abordagem Sugerida: Realizar uma análise de sensibilidade detalhada no modelo SDDP, onde o custo de investimento dessas tecnologias é variado para identificar seus "pontos de inflexão" e a contribuição ótima para a confiabilidade e redução de custos operativos.

#### Modelagem Detalhada da Geração Distribuída (GD) e sua Interação com a Rede

Objetivo: Incorporar de forma mais realista os impactos da GD solar na curva de carga líquida e nos fluxos de potência da rede de distribuição e transmissão.

Abordagem Sugerida: Acoplar o modelo de planejamento de expansão (OptGen) com um modelo de simulação de operação horária que represente explicitamente os limites de rede, para avaliar custos de reforço e perdas técnicas associadas a diferentes trajetórias de expansão da GD.

### c) Impactos Regionais e Setoriais Específicos

#### Análises em Nível de Subsistema com Maior Resolução Espacial

Objetivo: Entender os impactos heterogêneos das mudanças climáticas e os *trade-offs* entre investimentos em geração local e intercâmbio inter-regional.

Abordagem Sugerida: Desagregar as análises para nível de submercados ou mesmo estados, considerando restrições de transmissão mais detalhadas. Isso permitiria identificar *hotspots* de vulnerabilidade e otimizar a alocação geográfica de novos investimentos.

#### Acoplamento com Outros Setores (Nexo Água-Energia-Usos do Solo)

Objetivo: Avaliar sinergias e conflitos com outros setores impactados pelo clima, como recursos hídricos para abastecimento e irrigação.

Abordagem Sugerida: Desenvolver modelos que integrem a operação do sistema elétrico com modelos de gestão de bacias hidrográficas, para analisar competição pelo uso da água em períodos de escassez, especialmente em cenários que projetam redução de precipitação.

### d) Aspectos Econômicos, Regulatórios e de Mercado

#### Desenho de Mercados de Energia e Capacidade para um SIN sob Mudanças Climáticas

Objetivo: Propor novas estruturas de mercado que forneçam os sinais econômicos corretos para investimentos em flexibilidade e garantia de capacidade necessários em um sistema com alta participação de VRE e clima variável.

Abordagem Sugerida: Simular, com modelos de equilíbrio parcial, o desempenho de diferentes designs de mercado (ex.: mercados de capacidade, mercados de serviços auxiliares para reserva rápida) sob os cenários climáticos desenvolvidos neste estudo.

#### Análise de Custo-Benefício de Estratégias de Adaptação

Objetivo: Comparar economicamente diferentes estratégias de adaptação, como reforço de oferta (estudado aqui) versus medidas de gestão de demanda (ex.: programas de resposta da demanda focados em ar-condicionado).

Abordagem Sugerida: Incorporar no modelo de expansão a opção de investir em recursos do lado da demanda (DR) como alternativa à construção de nova geração, avaliando o custo total do sistema.

## e) Validação e Aplicação de Novas Tecnologias

### Incorporação de Fontes Inovadoras

Objetivo: Avaliar o potencial e o momento ótimo de inserção de tecnologias emergentes, como energia nuclear modular (SMRs), geração a hidrogênio e captura e armazenamento de carbono (CCS) em termelétricas a biomassa ou gás.

Abordagem Sugerida: Incluir estas tecnologias como projetos candidatos no OptGen, com projeções de custos mais realistas e considerando suas características operacionais específicas (flexibilidade, emissões).

### Impacto das Mudanças Climáticas na Infraestrutura Existente

Objetivo: Avaliar como a eficiência e a vida útil de ativos de geração e transmissão são afetadas por estresses térmicos, alterações nos regimes de vento e radiação, e eventos extremos.

Abordagem Sugerida: Desenvolver funções de degradação de equipamentos (ex.: painéis solares, linhas de transmissão) condicionadas a variáveis climáticas projetadas e incorporar esses efeitos nos modelos de custo e confiabilidade.

## 7. Referências

1. *Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. Mathematical Programming* 52, 359–375. [doi:10.1007/BF01582895](https://doi.org/10.1007/BF01582895)
2. [https://metadados.snirh.gov.br/geonetwork/srv/api/records/31604c98-5bbe-4dc9-845d-998815607b33/attachments/Resumo\\_Executivo\\_26012024.pdf](https://metadados.snirh.gov.br/geonetwork/srv/api/records/31604c98-5bbe-4dc9-845d-998815607b33/attachments/Resumo_Executivo_26012024.pdf)

**Projeto:** Sistemas de Energia do Futuro III

**Estudo:** Impactos das Mudanças Climáticas no Planejamento da Geração de Energia Elétrica

**Cliente:** GIZ

**Documento:** Produto 4, 5 e 6