

## **GRUPO DE ESTUDO DE DESEMPENHO AMBIENTAL DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GMA**

### **ANÁLISE PROBABILÍSTICA DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA DEVIDO A GERAÇÃO CENTRALIZADA DE ELETRICIDADE NO HORIZONTE DE 10 ANOS**

**RENATA DE AZEVEDO MOREIRA DA SILVA(1); LEANDRO PEREIRA DE ANDRADE(1); MARCOS RIBEIRO  
CONDE(1); RENATO HADDAD SIMÕES MACHADO(1); CAIO MONTEIRO LEOCÁDIO(1); GLAYSSON DE  
MELLO MULLER(1); DIEGO PINHEIRO DE ALMEIDA(1)  
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA(1)**

#### **RESUMO**

O perfil de emissões do setor elétrico brasileiro difere da maioria dos países do G20 por contar com uma matriz de geração predominantemente renovável. Isto se deve em boa medida pela grande participação da hidreletricidade. Diante destas características do setor, o artigo propõe mostrar que, mesmo com o perfil amplamente renovável do setor elétrico, existem incertezas que fazem com que as emissões possam variar significativamente, em relação aos valores médios projetados. Enfatizar esta variabilidade esperada das emissões no setor elétrico brasileiro, através de uma abordagem probabilística, enriquece fundamentalmente as discussões nacionais sobre compromissos setoriais e um eventual mercado regulado de redução de emissões.

**PALAVRAS-CHAVE:** emissões, mudanças climáticas, planejamento da expansão, planejamento da operação,

#### **1.0 INTRODUÇÃO**

No bojo do Acordo de Paris, o compromisso assumido pelo país em sua NDC (UNFCCC, 2022) é de que em 2025 as emissões de gases causadores do efeito estufa (GEE) do país sejam 37% menores do que aquela verificada em 2005, e que em 2030 as emissões sejam 50% menores. Além disso o país se propõe à meta de longo prazo de atingir a neutralidade climática no ano de 2050. Embora essa meta contida na NDC seja do tipo *Economy-wide* e, portanto, sem alocação formal de metas entre os diferentes setores econômicos, o país deve possuir o mapeamento da participação de cada um destes de modo a direcionar ações para as medidas de mitigação mais custo-efetivas. Dentre os setores da economia, o setor energético brasileiro se destaca, pois o perfil de emissões do Brasil difere da maioria dos países por contar com uma matriz energética predominantemente renovável, atingindo quase metade da oferta energética proveniente desse tipo de fonte. No setor elétrico, isoladamente, a participação de renováveis no atendimento à demanda é ainda mais expressiva, respondendo nos últimos 10 anos por mais de 74% da energia gerada e, em anos de boa hidrologia, até 84% do total (EPE, 2022). Isto se deve em boa medida pela grande participação da hidreletricidade. Ao mesmo tempo que isso pode ser considerado uma grande vantagem, é preciso atentar para o fato de que quanto maior a participação de renováveis na matriz, maior a dependência das variações climáticas naturais. Em outras palavras, maiores as incertezas. Assim, é necessário traçar estratégias e contar com planos de contingência para os momentos de menor disponibilidade de água/precipitação, ventos e/ou insolação. Um procedimento utilizado nesses períodos de escassez é o acionamento de termelétricas movidas a combustíveis fósseis, e emissoras de gases de efeito estufa (GEE). Deste modo, o acionamento destas termelétricas pode fazer com que as emissões variem significativamente de um ano para outro, em relação aos valores médios projetados.

Quando se trata de projeções de geração das diferentes tecnologias que, no futuro, irão compor o atendimento à demanda, a característica de cada vez maior participação renovável na composição do parque instalado passa a incorporar uma maior incerteza na expectativa de emissões de gases de efeito estufa. As tecnologias baseadas em fontes renováveis como hidrelétricas, eólica e solar, dependem da disponibilidade dos recursos, que podem, em maior ou menor grau, ter variabilidade em relação ao valor médio esperado.

Neste artigo optou-se por abordar a influência da incerteza hidrológica na caracterização das emissões projetadas para o horizonte decenal, dada a predominância de geração hidrelétrica no atendimento à demanda de eletricidade brasileira. Um ponto de partida para a análise probabilística das emissões do setor elétrico seria avaliar, considerando os resultados de rodadas do software NEWAVE (CEPEL, 2022), a relação entre a disponibilidade do recurso hidrelétrico e suas implicações no despacho termelétrico, visando construir cenários probabilísticos de emissões de GEE. E como base para a discussão foi utilizada a projeção de parque instalado do Cenário de Referência do Plano Decenal de Energia 2031 (PDE 2031), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

## 2.0 PROJEÇÃO MÉDIA DE EMISSÕES DE GEE NO HORIZONTE DECENAL

O PDE 2031 tem como um dos cenários de expansão propostos o denominado Cenário de Referência, que é obtido através um conjunto de modelos concatenados, e resulta de um cronograma de expansão que traduz o menor custo total, incluindo a aplicação de políticas energéticas descritas no plano. Este Cenário aponta para que em 2031 cerca de 80% da capacidade instalada será composto por fontes renováveis, conforme exibido na Tabela 1.

*Tabela 1 - Geração Centralizada: Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração para a Expansão de Referência do PDE 2031, em MW*

| FONTE(a)                          | 2021          | 2026          | 2031          |
|-----------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| <b>RENOVÁVEIS</b>                 | 147089        | 160198        | 174413        |
| <b>HIDRO(b)</b>                   | 101903        | 102583        | 107104        |
| <b>OUTRAS RENOVÁVEIS:</b>         | 45186         | 57615         | 67309         |
| <b>PCH e CGH</b>                  | 6830          | 8165          | 10165         |
| <b>EÓLICA</b>                     | 19600         | 25993         | 30336         |
| <b>BIOMASSA(c) + BIOGÁS + RSU</b> | 14329         | 15775         | 16425         |
| <b>SOLAR CENTRALIZADA</b>         | 4427          | 7683          | 10383         |
| <b>NÃO RENOVÁVEIS(d)</b>          | 25027         | 27412         | 38636         |
| <b>NUCLEAR</b>                    | 1990          | 1990          | 4395          |
| <b>GÁS NATURAL(e)</b>             | 15722         | 21534         | 32208         |
| <b>CARVÃO</b>                     | 3017          | 3017          | 1745          |
| <b>ÓLEO COMBUSTÍVEL</b>           | 3355          | 582           | 0             |
| <b>ÓLEO DIESEL</b>                | 943           | 288           | 288           |
| <b>TOTAL DO SIN</b>               | <b>172116</b> | <b>187610</b> | <b>213050</b> |
| <b>Itaipu 50Hz (f)</b>            | 7000          | 7000          | 7000          |
| <b>TOTAL DISPONÍVEL</b>           | <b>179116</b> | <b>194610</b> | <b>220050</b> |

Notas:

(a) A evolução não considera a autoprodução de uso exclusivo que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga.

(b) Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE.

(c) Inclui usinas a biomassa com CVU > 0 e CVU = 0 (bagaço de cana). Para as usinas a bagaço de cana, os empreendimentos são contabilizados com a potência instalada total.

(d) Usinas termelétricas são retiradas do Plano de Expansão de Referência nas datas de término de seus contratos.

(e) Em gás natural, é incluído também o montante de gás de processo.

Fonte: EPE (2022)

Para a elaboração desta evolução da capacidade instalada, um dos modelos utilizados é o modelo Newave que permite avaliar a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) de forma detalhada. Para isto o modelo simula a operação do parque instalado utilizando 2000 séries sintéticas de hidrologia, recorrendo a dados históricos de vazões. Deste modo busca representar condições futuras variadas, inclusive cenários extremos de escassez hidrológica. Entretanto, na publicação do relatório do Plano são publicadas as estimativas de emissão de gases de efeito estufa decorrentes deste parque, baseadas na média dos 2000 cenários hidrológicos simulados. Para o PDE 2031, ao se isolar as emissões apenas do setor elétrico (ou seja, sem considerar possíveis reduções em outros setores decorrentes da expansão do setor elétrico) a expectativa é de um aumento da média anual de emissões. Os valores sob os quais esta estimativa foi calculada estão na Tabela 2, e são resultados da média dos 2000 cenários.

Tabela 2 - Estimativa de emissões de gases causadores do efeito estufa, em Milhões de tCO<sub>2</sub>eq

| Cenário                | Ano  |      | Variação % de 2026 para 2031 |
|------------------------|------|------|------------------------------|
|                        | 2026 | 2031 |                              |
| Expansão de Referência | 19.9 | 34.6 | 74%                          |

Fonte: EPE (2022)

### 3.0 METODOLOGIA

Para uma análise estatística da expectativa de emissões, que inclua não apenas a média mas também valores probabilísticos, é necessário um conjunto de dados que emule diferentes cenários possíveis de emissões para uma determinada expansão de parque gerador. Conforme mencionado no item 1 foi selecionada para este estudo a incerteza hidrológica para a avaliação de seus efeitos na expectativa de emissões decorrentes da geração centralizada de eletricidade no horizonte decenal.

Através da simulação da operação do Cenário de Referência do PDE 2031 no modelo Newave pode-se obter a geração de eletricidade decorrente de hidrelétricas e termelétricas e demais fontes<sup>1</sup>. Os 2000 cenários sintéticos de hidrologia simulados são baseados em dados do histórico de vazões de 1931 a 2019, e vão resultar em valores mensais para cada ano da simulação.

Uma vez obtidos os valores de energia elétrica gerada através de cada tecnologia, podem ser aplicados fatores de emissão de cada uma destas tecnologias de geração que compõem o parque até 2031. A soma dos produtos dos fatores pela geração pelas respectivas tecnologias de cada cenário vai caracterizar os resultados mensais de cada um dos cenários hidrológicos.

### 4.0 ANÁLISE PROBABILÍSTICA DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA

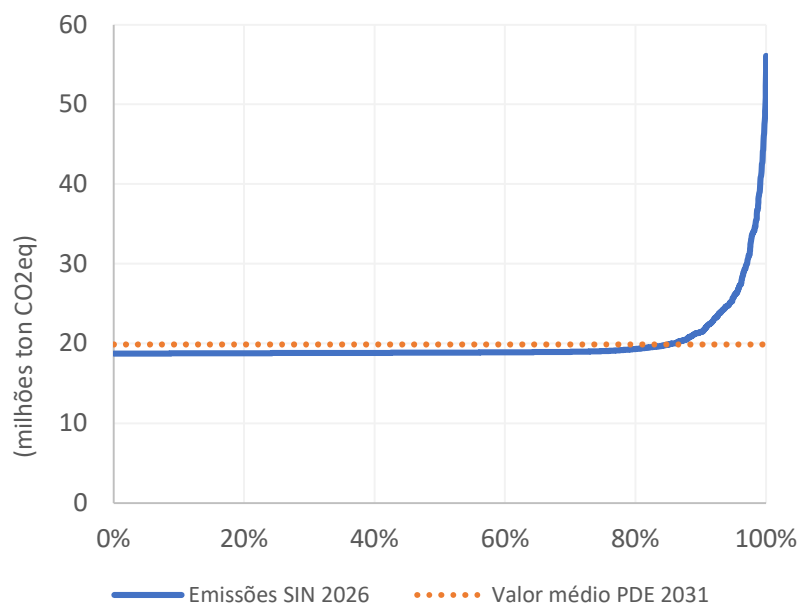
Estar de posse de valores médios de emissões é de grande importância para a elaboração de ações, ainda mais tratando-se de projeções. Por outro lado, estas informações podem ser enriquecidas ao se agregar uma ótica probabilística, com a percepção de diferentes cenários, em especial os extremos, e suas respectivas probabilidades de ocorrência.

O Gráfico 1 ilustra a curva de permanência do total de emissões de GEE dos meses que compõem o ano de 2026, para os 2000 cenários obtidos. Para este ano, o valor publicado no PDE 2031, de 19,9 milhões ton de CO<sub>2</sub>eq, traduz a expectativa de emissões para cerca de 90% dos cenários hidrológicos. Porém, um ponto de atenção é que nos demais 10% dos cenários, podem ocorrer situações extremas cujas emissões chegam ao valor máximo de até três vezes o valor médio. Ao se focar nos 10% cenários mais críticos para o ano de 2026, estes possuem um valor médio expressivo. Em termos probabilísticos diz-se que o CVaR10%<sup>2</sup> seria igual a 28,6 milhões ton de CO<sub>2</sub>eq, cerca de 43% maior que a média do total dos 2000 cenários.

<sup>1</sup> No modelo Newave a geração de fontes renováveis como eólica, solar e biomassa com custo de operação nulo, não varia conforme os cenários hidrológicos.

<sup>2</sup> Valor condicionado ao risco, do termo em inglês *Conditional Value at Risk*.

Gráfico 1- Permanência dos valores de emissões de GEE para 2026



Pode-se averiguar como se comporta a probabilidade das emissões em diferentes períodos do ano. Com isso pode-se pensar em ações efetivas de mitigação de efeitos ou até em desenhos de produtos no mercado de crédito de carbono. O Gráfico 2 e o Gráfico 3, mostram a expectativa de emissão de cada mês para o primeiro e segundo semestre de 2026, onde percebe-se que no segundo semestre as emissões são ligeiramente superiores ao primeiro. Uma das razões é ser o período de menores vazões afluentes às usinas hidrelétricas do ano. Nos meses de janeiro a junho, para 95% dos cenários as emissões mensais possuem valores inferiores a 1,5 milhão ton de CO<sub>2</sub>eq ao mês.

Gráfico 2 – Permanência das emissões mensais de janeiro a junho de 2026

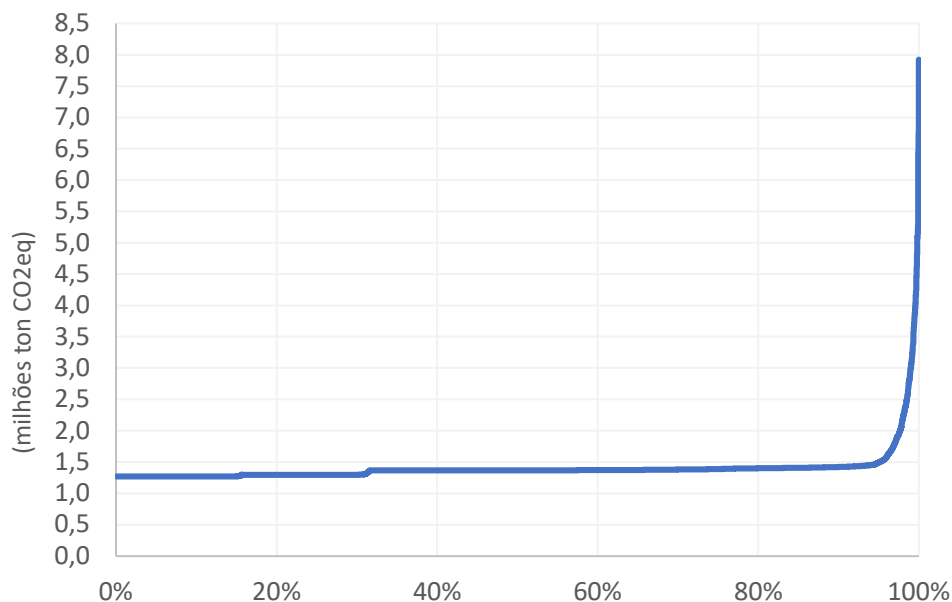
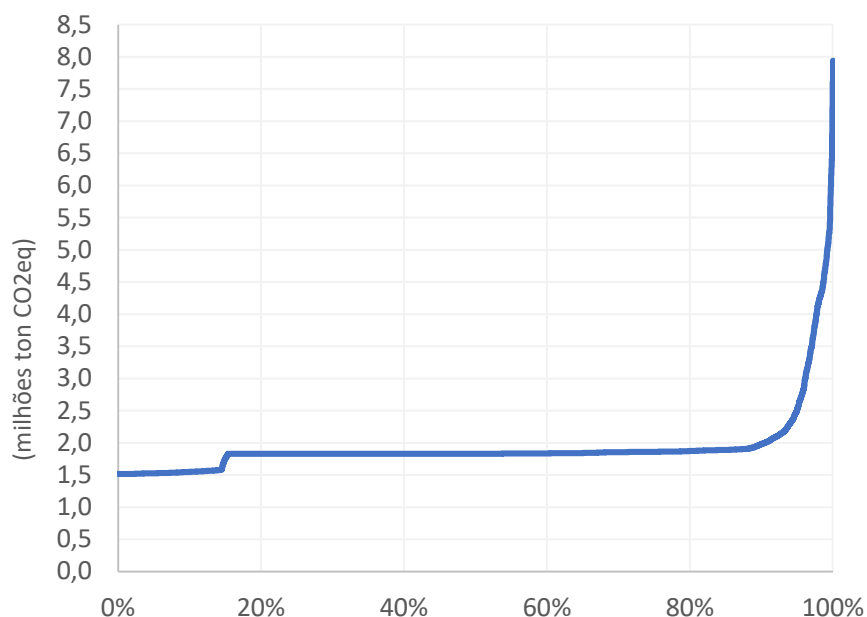
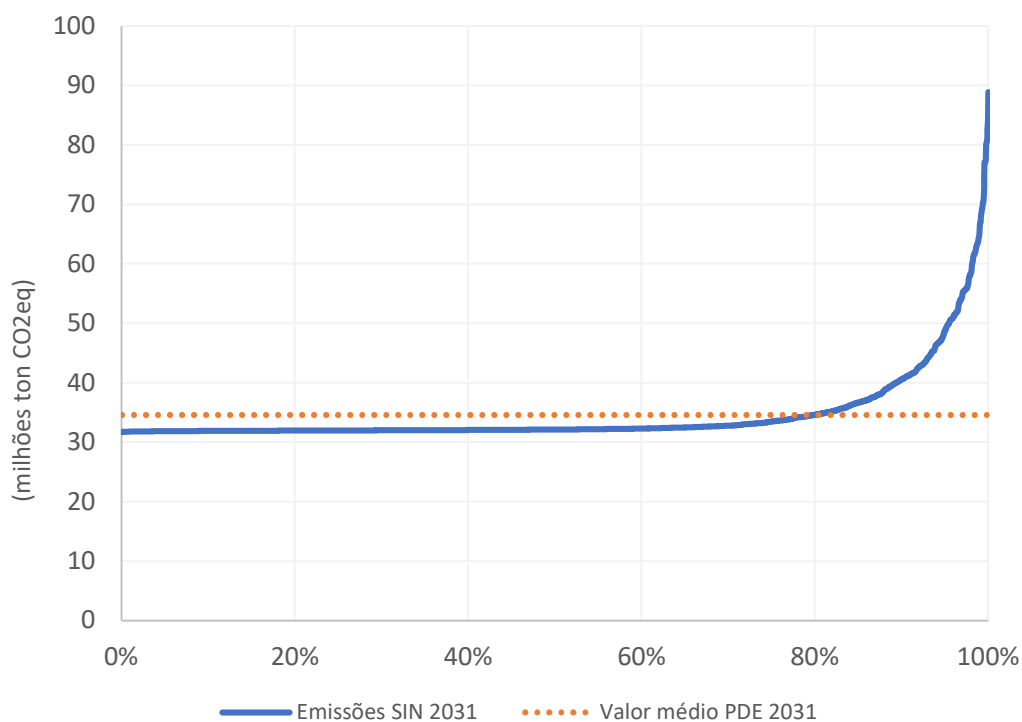


Gráfico 3 - Permanência das emissões mensais de julho a dezembro de 2026



Para o ano horizonte do PDE2031, o relatório indica que as emissões seriam 34,6 milhões ton de CO<sub>2</sub>eq para o Cenário de Referência. Ao se traçar a curva de permanência da emissão deste ano para os 2000 cenários hidrológicos, conforme exibido no Gráfico 4, para 80% dos cenários os valores são ligeiramente inferiores a este dado publicado no relatório. Porém para 20% dos cenários mais críticos, há um aumento acentuado das emissões, com uma média destes cenários chegando a 44,3 milhões ton de CO<sub>2</sub>eq.

Gráfico 4 - Permanência dos valores de emissões de GEE para 2031

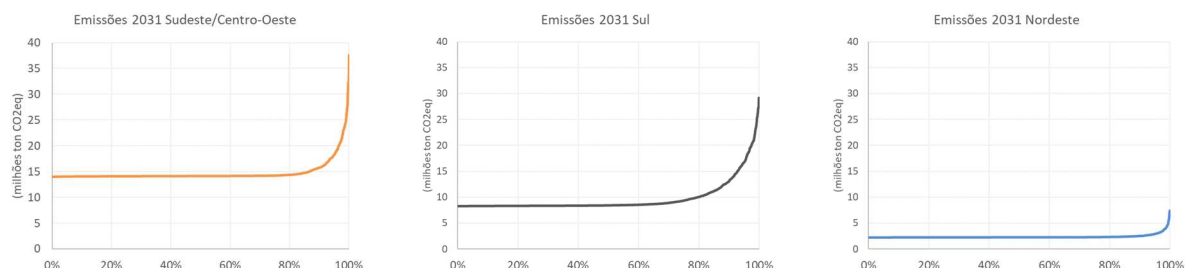


Fonte: Elaboração própria

A avaliação das curvas de permanência de emissões pode ser uma ferramenta útil na elaboração de medidas efetivas de redução e/ou mitigação de emissões. Pode ser que ocorram altas probabilidades de aumento de emissões em

relação aos cenários hidrológicos possíveis em algum subsistema específico do SIN. O Gráfico 5 mostra as curvas de permanência de emissões para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste. Entre as três regiões analisadas, o Nordeste apresenta maior estabilidade com relação a variabilidade hidrológica, com aumento pequeno de emissões para pouquíssimos cenários. Já na região Sul existe uma estabilidade dos valores de emissões para cerca de 65% dos cenários, enquanto para os demais 35% a expectativa é de progressivo aumento. Já para o Sudeste/Centro-Oeste esta estabilidade é para cerca de 90% dos cenários.

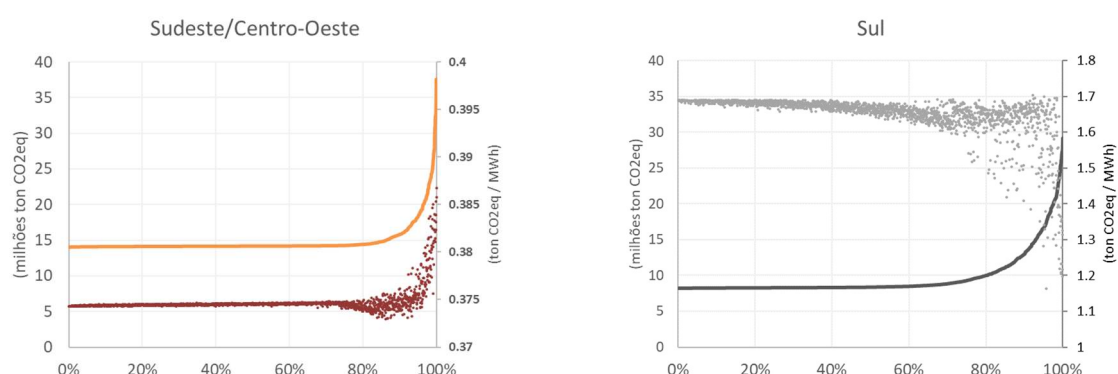
Gráfico 5 - Curvas de permanência de emissões por subsistema



Fonte: Elaboração própria

A avaliação probabilística pode ser incrementada com um indicador que reflita a relação entre quantidade de GEE emitido e a energia termelétrica gerada em determinado intervalo de tempo. Desta maneira pode-se avaliar a intensidade das emissões em cada um dos cenários. O Gráfico 6 apresenta para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, para o ano de 2031, as curvas de permanência de emissões de GEE, e inclui os dados sincronizados do indicador que reflita a relação entre quantidade de GEE emitido e a energia termelétrica, em CO<sub>2</sub>eq/MWh. No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, ainda que apresente maiores valores absolutos de emissões em comparação com o Sul, os indicadores de emissão apontam que para quase 70% dos cenários, a geração termelétrica emite cerca de 0,375 ton de CO<sub>2</sub>eq/MWh, e que quanto maior a emissão, este índice tende a aumentar. Já a região Sul tem uma maior dispersão deste indicador. Em até 60% dos cenários de menor emissão, o valor fica entre 1,6 e 1,7 ton de CO<sub>2</sub>eq/MWh. Entretanto, nos cenários de maiores emissões o valor deste indicador possui uma redução, o que em hipótese, pode ser que em situações de hidrologia mais crítica a região Sul aumente a geração de termelétricas com menores fatores de emissão, porém com custos operativos mais elevados do que termelétricas de altos coeficientes de emissões de GEE.

Gráfico 6 - Curvas de permanência de emissões por subsistema e indicador de emissões por energia termelétrica



Fonte: Elaboração própria

## 5.0 CONCLUSÃO

Mesmo com o perfil amplamente renovável do setor elétrico, existem incertezas que fazem com que as emissões possam variar significativamente, em relação aos valores médios projetados. Enfatizar esta variabilidade esperada das emissões no setor elétrico brasileiro, através de uma abordagem probabilística, enriquece fundamentalmente as

discussões atuais sobre compromissos setoriais de redução de emissões e mercado regulado de redução de emissão.

O presente artigo trouxe uma proposta de avaliar probabilisticamente a expectativa de emissões, para isto a incerteza selecionada foi geração hidrelétrica, que depende das vazões afluentes, uma vez que a hidroeletricidade tem papel fundamental no atendimento à demanda de eletricidade no SIN. A metodologia utilizou o Cenário de Referência do PDE 2031 que foi simulado no modelo de operação Newave, e foram calculadas emissões para cada um dos 2000 cenários de vazões afluentes projetados. Com os valores de emissões para cada um dos meses simulados, foi possível agregá-los e traçar curvas de permanência para anos específicos, ordenando os 2000 valores de emissões resultantes, e assim avaliar probabilidades de ocorrência de diferentes níveis de emissão no ano.

Para os anos de 2026 e 2031, os valores das emissões anuais publicados no PDE apresentam expressiva robustez, pois, conforme simulado, existe uma probabilidade de que em cerca de 80% dos cenários hidrológicos o SIN os valores de emissões GEE, serem próximos a média publicada no Plano. Porém, um ponto de atenção é que para os 20% cenários mais críticos há um crescimento acentuado das emissões, ou seja, ainda que sejam eventos de baixa probabilidade, é possível que estas atinjam valores elevados em relação à média.

Diversas análises consequentes podem ser realizadas, como a avaliação probabilística para períodos específicos do ano. Neste estudo, observou-se que no ano de 2026 os valores das emissões são, em média ligeiramente superiores no segundo semestre, ocasião do período seco. Mas que em ambos os semestres existem possibilidades semelhantes de valores extremos.

Durante a caracterização do SIN quanto às emissões de cada subsistema observa-se que em média o subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresenta valores absolutos superiores aos do Sul, porém o indicador que mede a relação entre emissões e total de geração termelétrica de uma região, indica que no Sul esta intensidade pode ser quatro vezes superior que no Sudeste/Centro-Oeste. Em outras palavras, para um mesmo montante de geração termelétrica o Sul emitiria o quádruplo das emissões. Um aspecto interessante é que para cenários críticos, esta mesma região tem a sua intensidade energética reduzida em relação aos cenários médios, umas das hipóteses para esta alteração é que termelétricas de maiores custos de operação, que são acionadas em situações de maior escassez têm menores coeficientes de emissão que as usinas que operam para a maioria dos cenários hidrológicos.

Portanto, uma vez que a geração conta com cada vez mais com a participação de fontes renováveis, cuja geração apresenta incertezas intrínsecas a disponibilidade do recurso, a utilização de cenários probabilísticos para a avaliação das emissões de GEE é uma ferramenta interessante para enriquecer o entendimento das emissões do SIN e elaborar medidas efetivas de sua redução e mitigação.

## 6.0 REFERÊNCIAS

CEPEL, 2022. Manual de Referência do NEWAVE. Disponível em: <https://www.cepel.br/wp-content/uploads/2022/05/ManualUsuario.pdf>

EPE, 2022. Plano Decenal de Expansão - Relatório. Acesso em mar/2023. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031 RevisaoPosCP rvFinal v2.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031%20RevisaoPosCP%20rvFinal%20v2.pdf)

UNFCCC, 2022. NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION (NDC). Disponível em: <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Updated%20-%20First%20NDC%20-%20%20FINAL%20-%20PDF.pdf>

## DADOS BIOGRÁFICOS

(1) RENATA DE AZEVEDO MOREIRA DA SILVA  
Graduada em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), com mestrado em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ. Trabalha na Empresa de Pesquisa Energética na Diretoria de Estudos de Energia Elétrica, na Superintendência de Planejamento da Geração.

(2) LEANDRO PEREIRA DE ANDRADE  
Engenheiro eletricitista (2012) pela UnB e mestrando em Planejamento Energético pela COPPE/UFRJ. Desde 2015 atua como analista de pesquisa energética na superintendência de planejamento da geração da EPE. Possui experiência na área de sistemas elétricos de potência, com atuação na área de leilões de energia, regulação, avaliação de adequabilidade de suprimento e planejamento da expansão.

(3) MARCOS RIBEIRO CONDE  
Graduado em engenharia ambiental pela Universidade Federal de Ouro Preto/UFOP. Mestre em Planejamento energético pelo Programa de Planejamento Energético - PPE/COPPE/UFRJ. Analista de Pesquisa Energética na Empresa de Pesquisa Energética - EPE desde jan/2008, atuando predominantemente nas análises sobre mudanças climáticas e projeções de emissões de gases de efeito estufa nos planos de energia - PDE e PNE, entre outras atividades desenvolvidas no âmbito da Superintendência de Meio Ambiente da EPE.

(4) RENATO HADDAD SIMÕES MACHADO  
Renato Haddad é engenheiro eletricitista formado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, com mestrado na mesma área pela COPPE/UFRJ e doutorando pelo programa de Engenharia de Produção da Universidade de São Paulo (USP). Atua na equipe de Planejamento da Oferta de Energia Elétrica da EPE desde 2009, onde tem participado de diversos estudos e atividades relacionadas a metodologias de planejamento. Atualmente é superintendente adjunto e coordena os estudos técnicos de expansão da oferta centralizada de energia elétrica no Plano Decenal de Expansão.

(5) CAIO MONTEIRO LEOCÁDIO  
Caio Monteiro Leocádio é engenheiro eletricitista (2011) e mestre em engenharia elétrica (2020) pela Universidade Federal Fluminense - UFF. Profissional com 15 anos de experiência no setor elétrico brasileiro, atuando em grandes empresas dos seguimentos de operação, distribuição e geração de energia. Ingressou na EPE em 2015, onde atualmente é Consultor Técnico na Superintendência de Geração, atuando na coordenação técnica de estudos energéticos para o planejamento da expansão da geração e na análise técnica e econômica de empreendimentos hidrelétricos e termelétricos.

(6) GLAYSSON DE MELLO MULLER  
Engenheiro eletricitista com ênfase em Sistemas de Potência pela UERJ, mestrado e doutorado pela Coppe-UFRJ. Doutor em Engenharia Elétrica, com tese de título "Impacto de Novas Tecnologias e Smart Grids na Demanda de Longo Prazo do Sistema Elétrico Brasileiro" ("Impact of New Technologies and Smart Grids in Long-Term Demand of the Brazilian Electric System"). Atualmente ocupando o cargo de Analista de Pesquisa Energética na Empresa de Pesquisa Energética - EPE, empresa ligada ao Ministério de Minas e Energia, na área de planejamento de geração de energia. Também realiza estudos sobre demanda de energia e resposta da demanda.

(7) DIEGO PINHEIRO DE ALMEIDA  
Engenheiro eletricitista desde 2007 pela Universidade Federal do Ceará. Especialização em Energia pela COPPE/UFRJ, 2012. Pós em Engenharia Elétrica pelo PROMINP UERJ-2012. Mestre em Políticas Públicas pelo Instituto de Economia da UFRJ. Trabalha na Empresa de Pesquisa Energética desde 2007 nas áreas de hidrelétrica, eólica, fotovoltaica e atualmente com planejamento energético.