

NT-ONS DGL 0124/2025

ATUALIZAÇÃO DOS CRITÉRIOS PARA QUANTIFICAÇÃO DA RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA NA PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO

**GRUPO DE TRABALHO DPL - DOP -
DTA**

Operador Nacional do Sistema Elétrico
Rua Júlio do Carmo, 251 – Cidade Nova
20211-160 Rio de Janeiro RJ
Tel (+21) 3444-9400 Fax (+21) 3444-9444

© 2025/ONS
Todos os direitos reservados.
Qualquer alteração é proibida sem autorização.

NT-ONS DGL 0124/2025

ATUALIZAÇÃO DOS CRITÉRIOS PARA QUANTIFICAÇÃO DA RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA NA PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO

**GRUPO DE TRABALHO DPL - DOP –
DTA**

Sumário

1	INTRODUÇÃO	6
2	OBJETIVO	7
3	GRUPOS DE TRABALHO PARA OBTENÇÃO DE INSUMOS	8
4	CONTEXTUALIZAÇÃO	9
4.1	Conceitos e definições	9
4.2	Metodologia atual para o cálculo da RPO probabilística	14
4.3	Meta do Programa de Participação dos Resultados (PPR) 2025	15
4.4	Resumo dos GTs	16
5	ASPECTOS RELATIVOS ÀS FERRAMENTAS PARA CÁLCULO DA RPO	19
5.1	Aprimoramentos realizados	19
5.2	Métodos PJM e Monte Carlo aplicados no cálculo da RPO	19
5.2.1	Método PJM	20
5.2.2	Método Monte Carlo	21
6	PROPOSTA DE ALOCAÇÃO DA RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA	23
6.1	Proposta de alocação	23
6.2	Comparação com FPM e FPMS	30
7	ANÁLISE DE PROCEDIMENTOS E REGULAMENTAÇÃO	31
7.1	Mapeamento de impactos	31
7.2	Propostas de alterações	34
8	ABORDAGENS PARA EXECUÇÃO DE TESTES	35
8.1	Discussão sobre as abordagens das fontes de geração	36
8.2	Resultados de testes preliminares	37
8.2.1	Caso do dia 17/10/2025	37
8.2.2	Caso do dia 27/02/2025	40
8.3	Premissas para o período sombra	43
9	CONCLUSÕES E PROPOSTA DE IMPLANTAÇÃO NOS PROCESSOS DO ONS	44
A	REFERÊNCIAS	45
B	ANEXO – DETALHES DA SIMULAÇÃO MONTE CARLO	47
C	ANEXO – METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DA R2	48
D	ANEXO – DEFINIÇÃO DE PREMISSAS PARA O PERÍODO SOMBRA	53
D.1	Percentil da população de desvios a ser atendida	53
D.2	Performance computacional	54
D.3	Parâmetro: risco de não atendimento à carga	55
D.4	Parâmetro: número de pulsos do PJM	55

E	ANEXO – CONSIDERAÇÃO DOS INTERCÂMBIOS ENTRE SUBSISTEMAS NO CASO DE ABORDAGEM FONTES INDEPENDENTES	57
F	ANEXO – GT01 – TAXAS DE FALHA E TEMPO DE REPARO DAS UNIDADES GERADORAS	59
F.1	INTRODUÇÃO	59
F.2	OBJETIVO	59
F.3	AVALIAÇÕES	59
F.4	DISPONIBILIZAÇÃO DAS INFORMAÇÕES	61
G	ANEXO – GT02 – ERROS DE PREVISÃO DE GERAÇÃO EÓLICA E FOTOVOLTAICA	62
G.1	INTRODUÇÃO	62
G.2	OBJETIVO	62
G.3	ANÁLISE INICIAL DOS DADOS DE GERAÇÃO EÓLICA E SOLAR	62
G.3.1	Geração Eólica	62
G.3.2	Geração Fotovoltaica	66
G.4	METODOLOGIA PROPOSTA	69
G.4.1	Discussões	71
G.5	CONCLUSÕES	74
H	ANEXO – GT03 – MÁXIMA DISPONIBILIDADE HIDRÁULICA	75
H.1	INTRODUÇÃO	75
H.2	OBJETIVO	75
H.3	METODOLOGIAS AVALIADAS	75
H.3.1	Sistema SAGER	75
H.3.2	Script CalculaDispHidro	76
H.4	ADEQUAÇÃO DA METODOLOGIA	77
H.5	COMPARAÇÃO DE RESULTADOS	78
H.6	INFLEXIBILIDADE HIDRÁULICA	79
H.7	CONCLUSÕES	81
I	ANEXO – GT04 - ERROS DE PREVISÃO DE CARGA, MMGD E PEQUENAS USINAS	82
I.1	INTRODUÇÃO	82
I.2	OBJETIVO	82
I.3	DESVIOS DE CARGA, GERAÇÃO MMGD E PEQUENAS USINAS	82
I.3.1	SELEÇÃO DOS DESVIOS	83
I.3.2	ANÁLISE DOS PADRÕES DOS DESVIOS DE CARGA	85
I.3.3	REVISÃO DE LITERATURA – RESERVA PROBABILÍSTICA DE POTÊNCIA	89
I.3.4	FATOR DE NORMALIZAÇÃO (FATOR K)	90
I.3.5	CONCLUSÕES PARCIAIS	91
I.4	OBTENÇÃO DAS DISTRIBUIÇÕES DOS DESVIOS DE CARGA	91
I.4.1	TRATAMENTO DOS DADOS	94
I.5	RESULTADOS	96

I.6	METODOLOGIA ALTERNATIVA (CARGA SIMULADA)	98
I.7	CONCLUSÕES	101
I.8	REFERÊNCIAS	102
I.9	ANEXOS	102
I.9.1	RESULTADOS DOS LIMITES PROPOSTOS	102

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos tem-se verificado aumento significativo da participação de fontes renováveis variáveis e não despacháveis (eólica e solar fotovoltaica) e a rápida expansão da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) no Sistema Interligado Nacional (SIN). Dessa forma, vêm sendo registradas mudanças significativas nas condições de operação do SIN ao longo do ano, e até mesmo ao longo de uma mesma semana e dia, em função, por exemplo, de variações expressivas de geração eólica e fotovoltaica e/ou de elevações de carga motivadas pela ocorrência de ondas de calor.

A Reserva de Potência Operativa (RPO) considerada na operação do SIN pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) consiste em uma reserva de geração de energia disponível para compensar desequilíbrios de carga e geração em curto prazo, garantindo a estabilidade da frequência do sistema elétrico. Ela é composta por diferentes tipos de reserva (primária, secundária e terciária), que atuam em diferentes escalas de tempo para corrigir desvios de frequência, suprir perdas de geração e gerenciar variações na carga, assegurando o fornecimento contínuo de energia.

Destaca-se que, atualmente, o horizonte temporal para quantificação da Reserva de Potência Operativa (RPO) é anual, ou seja, calcula-se a RPO para cada mês do ano subsequente, considerando previsões de carga/geração do ano corrente. No entanto, as maiores incertezas na operação do SIN, decorrentes das transformações estruturais citadas anteriormente, têm imposto maiores desafios para o processo de quantificação e alocação da RPO, exigindo a adoção de horizontes temporais menores e uma integração mais efetiva com os processos de Programação da Operação e Tempo Real.

Nesse sentido, faz-se necessário o aprimoramento da metodologia de quantificação, repartição e alocação da RPO do SIN, para utilização nos processos de Programação da Operação e Tempo Real, de modo a garantir a segurança elétrica frente a desvios da operação em relação aos valores programados e a contingências no SIN. Em particular, este documento aborda a primeira etapa do processo de revisão metodológica, que tem como foco as questões relativas à quantificação da RPO, conforme planejamento original. Em relação aos aspectos relativos à repartição e à alocação da RPO, algumas análises já foram iniciadas, mas a previsão é de que esses tópicos sejam abordados com mais detalhe ao longo do ano 2026.

2 OBJETIVO

A presente Nota Técnica tem como objetivo apresentar os resultados do trabalho desenvolvido para cumprimento da Meta 3 (Evolução da capacidade do ONS na gestão de Recursos Energéticos Distribuídos – RED), Marco 2 (Avaliação da Dinâmica das Incertezas nas Previsões de Dados para a Programação Diária da Operação), do Programa de Participação nos Resultados (PPR) do ONS, para o ano 2025. O produto associado é o “Novo método de cálculo da reserva operativa, incluindo compartilhamento com os agentes e proposta de implantação nos processos correlatos do ONS”.

Neste contexto, o objetivo específico do trabalho é atualizar a metodologia para quantificação da RPO, atualmente descrita no Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS, e apresentar uma proposta para a implantação nos processos correlatos do ONS. O trabalho prevê o compartilhamento da proposta com os agentes setoriais.

3 GRUPOS DE TRABALHO PARA OBTENÇÃO DE INSUMOS

Para a definição e elaboração dos insumos necessários para a realização dos estudos, foram desenvolvidos grupos de trabalho para cada tipo de informação necessária para definição da Reserva de Potência Operativa. Com isso, os seguintes Grupos de Trabalho (GT) foram criados:

GT01 – Taxas de falha e tempo de reparo das unidades geradoras;

GT02 – Erros de previsão de geração eólica e fotovoltaica;

GT03 – Máxima disponibilidade hidráulica;

GT04 – Erros de previsão de carga, MMGD e pequenas usinas; e

GT05 – Revisão dos submódulos 2.3 e rotinas operacionais.

Em cada GT foi produzido um documento contendo a descrição das análises realizadas. Os documentos estão disponíveis nos anexos dessa Nota Técnica. Com relação ao GT05, cujas atividades estão ainda em andamento e devem seguir em 2026, as informações estão resumidas no corpo da presente Nota Técnica.

4 CONTEXTUALIZAÇÃO

Nesta seção são apresentados os fundamentos necessários para o entendimento da proposta de aprimoramento da metodologia de cálculo da RPO, bem como a descrição da metodologia vigente. Apresenta-se, ainda, a descrição da meta registrada no PPR 2025 do ONS, à qual o presente trabalho está vinculado.

4.1 Conceitos e definições

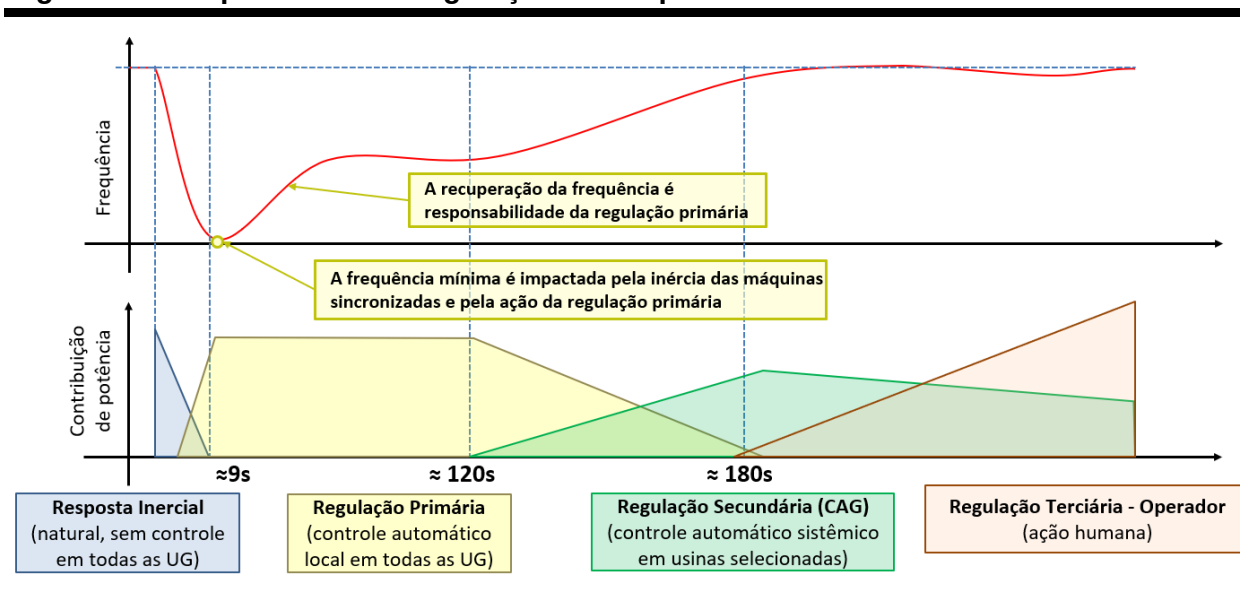
Durante a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), uma das maiores preocupações do Operador é manter a frequência do sistema dentro dos limites operativos estabelecidos, em torno de seu valor nominal de 60 Hz. De fato, variações na frequência impõem riscos à operação do sistema elétrico pois são o resultado de desbalanços de potência ativa nos geradores, observados quando de alterações no equilíbrio entre a carga e a geração total do sistema. A depender da severidade dos eventos, podem ser necessários cortes automáticos de carga ou a desconexão de geradores. Em casos extremos, a instabilidade de frequência pode levar a grandes blecautes.

O controle de frequência é realizado em várias etapas, cada uma com um papel específico e tempos de atuação distintos, e pode ser resumido em quatro estágios principais:

1. Resposta Inercial;
2. Regulação Primária;
3. Regulação Secundária;
4. Regulação Terciária.

O comportamento típico da frequência de um sistema elétrico diante da perda de um bloco de geração é apresentado na Figura 4-1. Nela, estão ilustradas as principais etapas da regulação de frequência.

Figura 4-1: Esquemático da regulação de frequência



A resposta inercial é o primeiro mecanismo de defesa de um sistema elétrico contra variações de frequência após um distúrbio severo. Apesar de ser comumente considerada uma das etapas do controle de frequência, a resposta inercial não depende de ações de controle e constitui uma resposta natural das unidades geradoras. Quando a energia mecânica fornecida ao sistema não é suficiente para sustentar a carga, a energia cinética do rotor das máquinas é convertida em energia elétrica. Isso reduz a velocidade de rotação do rotor, e, conseqüentemente, a frequência do sistema começa a cair.

Essa resposta inercial ocorre instantaneamente, antes que qualquer sistema de controle possa entrar em ação. Por isso, ela é crucial para evitar que a frequência caia rapidamente a níveis críticos, e fornece tempo aos demais controles para atuarem.

Após a resposta inercial, a regulação primária entra em ação para estabilizar a frequência do sistema em um novo ponto de equilíbrio. A regulação primária é realizada pelos reguladores de velocidade das unidades geradoras, que detectam a mudança na frequência e respondem aumentando a potência mecânica fornecida ao gerador quando a frequência cai abaixo de um valor de referência. Inversamente, se a frequência estiver acima do valor de referência, o regulador reduz a entrada de energia.

Essa etapa da regulação ocorre na faixa de segundos após a ocorrência de um distúrbio. Sua função principal é interromper a variação de frequência causada pelo desequilíbrio entre geração e carga. Contudo, ela não restaura a frequência ao seu valor nominal. Para garantir que não haja interações instáveis entre as diversas unidades geradoras, a regulação primária é ajustada com um erro de regime intencional, denominado estatismo permanente ou *droop*, usualmente ajustado em 5% no SIN. Esse tipo de controle provoca um pequeno erro no valor da frequência em regime permanente, mas garante que ela se estabilize em um nível seguro.

A regulação secundária, também conhecida como Controle Automático de Geração (CAG), é responsável por corrigir o desvio de frequência residual após a atuação da regulação primária, restabelecendo a frequência ao seu valor nominal, assim como corrigir pequenos desvios que ocorrem durante a operação normal do sistema. Diferente da regulação primária, que atua de forma descentralizada em cada unidade geradora, a regulação secundária é acionada por meio de controle centralizado, por meio do qual são enviados pulsos para as unidades geradoras a partir de um centro único de comando.

Após a estabilização inicial da frequência pela regulação primária, a regulação secundária atua para corrigir o desvio de frequência e trazer o sistema de volta ao seu valor nominal de frequência. Este processo pode levar de alguns minutos até dezenas de minutos, dependendo da magnitude do desvio e dos parâmetros de controle do CAG.

Cabe ressaltar que para grandes perturbações, com desvios superiores a 0,5 Hz, o CAG é automaticamente desligado, tendo em vista que é papel da regulação primária atuar nessas condições. Além disso, em grandes perturbações é comum ocorrer a separação do sistema em ilhas, o que poderia levar a uma atuação indevida do CAG ao comandar a alteração de geração em diferentes usinas que não estejam sincronamente interligadas. O CAG é religado de forma manual quando o desvio de frequência é controlado em um valor próximo do nominal, para que ele possa realizar o ajuste fino da frequência.

Eventualmente, pode ser necessária a utilização da chamada regulação terciária, que consiste na ação de operadores para realizar ajustes na geração e que se dá na ordem de vários minutos após a perturbação, visando lidar com situações operativas não previstas ou para restaurar as reservas operativas utilizadas durante as etapas primária e secundária da regulação e garantir que o sistema esteja preparado para a ocorrência de um novo distúrbio.

Ressalta-se que para assegurar a atuação adequada das diversas etapas de regulação, faz-se necessário dispor de uma reserva de potência operativa (RPO), que consiste em um montante de geração que está disponível em instante de tempo compatível com o de cada etapa da regulação de frequência.

Com isso, de forma a garantir um desempenho adequado da regulação de frequência do sistema, conceitualmente, pode-se dividir a RPO em três parcelas principais:

- Reserva primária:

A reserva primária (R1) é a provisão de reserva de potência ativa destinada ao controle da frequência do sistema elétrico pela atuação dos reguladores de velocidade das unidades geradoras. A R1 é utilizada durante a fase da regulação primária, que visa reequilibrar o balanço entre carga e geração após a ocorrência de contingências e, como consequência, estabilizar a frequência elétrica do sistema.

Tendo em vista que a regulação primária atua dentro de poucos segundos após uma perturbação, essa reserva deve estar disponível a todo momento. Adicionalmente, em cada área de controle do SIN, a R1 deve ser distribuída por todas as unidades geradoras com regulador de velocidade desbloqueado e que não estejam com geração maximizada [12][13]. Ou seja, a reserva primária constitui uma reserva girante.

Tradicionalmente, a provisão da R1 tem como foco contingências que conduzam à déficit de geração. Neste sentido, a R1 deve ser pelo menos igual ao maior déficit de geração que resulta da ocorrência de contingência simples [13].

Na versão vigente do submódulo 2.3 [13], está preconizado que o montante de R1 a ser alocado em cada área de controle deve ser igual a 1% da responsabilidade própria de geração (RPG) de cada área. Sob o ponto de vista sistêmico, o valor corresponderia a 1% da “carga” do sistema, ou seja, apenas 1 GW para uma carga

máxima de aproximadamente 100 GW no SIN. No entanto, na configuração atual do SIN, identificam-se contingências simples que conduzem a perdas de geração com montantes maiores do que este valor. Entre os casos que se inserem no referido contexto, pode-se mencionar a desconexão da UNE Angra II, que representa uma perda de 1.350 MW, do Conjunto Serra do Mel, no Rio Grande do Norte, com potência total instalada de 1.550 MW e conectado à Rede Básica por um circuito simples. Além disso, deve-se atentar também para a disponibilidade da fonte primária de geração, e perdas devido a contingência da turbina a vapor de grandes usinas termoeletricas que operam com ciclo combinado.

Considerando a evolução do sistema e as alterações topológicas da rede, a contingência mais severa para fins da quantificação da R1 também pode mudar. Dessa forma, percebe-se que o valor estipulado atualmente nos Procedimentos de Rede deve ser revisto.

- Reserva Secundária:

A reserva secundária (R2) é a provisão de reserva de potência ativa pelas unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração (CAG), para realizar o controle secundário de frequência no SIN [12]. Ou seja, a exemplo da reserva primária, a reserva secundária constitui uma reserva girante.

Enquanto a reserva primária tem como objetivo suportar o sistema durante grandes desequilíbrios entre carga e geração, para os quais são verificados maiores desvios de frequência, a reserva secundária tem como objetivo realizar, de forma automática, o ajuste fino da frequência ao seu valor nominal de operação.

Essa reserva é usada em um horizonte de tempo mais longo, de forma que não há prejuízo em sua concentração em um grupo seleto de usinas, nesse caso, as usinas que participam do CAG. Destaca-se que a participação de uma usina no CAG pressupõe a existência de uma infraestrutura adicional específica, que viabilize o envio de sinais de controle (pulsos/*setpoints*) dos centros de operação do ONS para a usina participante do controle secundário.

Para o funcionamento adequado do CAG, devem estar disponíveis montantes de reserva para elevação (R2e) e redução de geração (R2r). Na versão vigente do submódulo 2.3 [13], está indicado que a R2e e a R2r de cada área de controle devem ser de 4% e 2,5% da carga da área, respectivamente. Adicionalmente, nas áreas de controle correspondentes às regiões Nordeste e Sul, deve ser adicionada uma parcela para fazer frente à variabilidade da geração eólica.

Ainda, convém observar que as importantes transformações a que o SIN está sujeito agregam maior variabilidade à operação do sistema elétrico, exigindo aprimoramentos metodológicos no processo de quantificação e repartição da RPO, em especial das parcelas R2e e R2r, e na maneira na qual a variabilidade da geração eólica e solar fotovoltaica deve ser considerada.

▪ Reserva terciária:

A reserva terciária (R3), por sua vez, representa uma parcela que pode ser usada em um horizonte de tempo ainda mais longo, especialmente por ação direta das equipes de operação do sistema. Conforme indicado na versão vigente do submódulo 2.3 [13][14], a R3 complementa a reserva de potência para elevação calculada deterministicamente ($R1 + R2e$), de modo a cobrir variações de carga e saídas não programadas de unidades geradoras. A R3 é então calculada por meio da diferença entre a RPO calculada de forma probabilística e as reservas primária e secundária já alocadas.

Ainda conforme as diretrizes vigentes [13], a reserva R3 deve ser girante e preferencialmente alocada em unidades sob o controle do CAG da área de controle correspondente.

Considerando: (i) os maiores desafios e a demanda de recursos na alocação de reservas girantes, que causam impactos no armazenamento das usinas hidroelétricas mantendo unidades geradoras sincronizadas; (ii) os custos envolvidos no acionamento de usinas termoeletricas para elevar a margem de reserva; e (iii) o horizonte de tempo mais longo para utilização da R3, faz-se necessária a utilização de unidades geradoras de partida rápida para compor a reserva terciária (reserva fria).

Síntese dos principais pontos para aprimoramento identificados:

- Propor maior flexibilidade para definição do requisito de reserva primária (R1), visando considerar a maior perda de geração associada a contingências simples no SIN, conforme a configuração do sistema e as condições operativas.
- Revisão do valor de reserva secundária considerando o SIN como um todo e todas as fontes com variabilidade, ao invés de alocação por área de controle e consideração de apenas variabilidade da geração eólica da Região Sul e Nordeste.
- Revisão do valor de reserva terciária para contar com recursos de reserva fria (unidades geradoras de partida rápida que podem estar desligadas, sendo usinas hidroelétricas e termoeletricas de partida rápida, adequadas às ações em tempo real).
- Criação de índice de reserva termoeletrica fria, de partida mais lenta, para monitoramento de recursos ainda disponíveis para acionamento em tempo real, se constituindo uma reserva quaternária.
- Para cenários futuros, é possível avaliar a inclusão de demais recursos na reserva, como a geração eólica e solar, em caso de *curtailment*, ou uso de baterias com despacho em tempo real, por exemplo.

4.2 Metodologia atual para o cálculo da RPO probabilística

Conforme Submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos dos Procedimentos de Rede [14], o cálculo da RPO é feito por método probabilístico (PJM)¹ com o objetivo de racionalizar o dimensionamento da reserva girante², admitindo-se um risco aceitável de não atendimento à carga. A ferramenta computacional utilizada para a realização desses estudos é o NH2, de propriedade do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).

O critério estabelecido no submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede é que se a reserva de potência global do sistema, calculada probabilisticamente, for inferior ou igual a 5% da carga do sistema, ela é definida deterministicamente como igual a 5% da carga do sistema.

Tem-se como premissas:

- Risco de não atendimento à carga igual a 0,5% [8][9];
- Erro de previsão de carga admitido como 5%;
- Unidades geradoras eólicas são consideradas com taxa de falha nula, face à pequena capacidade de seus aerogeradores.

Adicionalmente, conforme NT- ONS DGL 0016/2024, os impactos da variabilidade da geração solar fotovoltaica centralizada, Mini e Micro Geração Distribuída (MMGD) e demais usinas não simuladas individualmente pelo ONS, não são considerados atualmente no processo.

Detalhes sobre os procedimentos adotados atualmente para o cálculo da estimativa de reserva de potência operativa do ano seguinte são descritos nos relatórios anuais, por exemplo o RT-ONS DPL 0316-2022 - Estimativa de Reserva de Potência Operativa do SIN para o ano de 2023, onde considera-se:

- Cálculo de apenas um ponto de operação para cada mês do ano (maior ponta de carga de cada mês do ano subsequente);
- As previsões de carga mensais para o ano subsequente;
- As tendências de intercâmbios mensais para o ano subsequente;
- A expansão da geração para o ano subsequente;

¹ O método probabilístico PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland) para o cálculo da reserva de potência operativa é uma abordagem que busca determinar o montante ideal de reserva de geração para um sistema elétrico, levando em conta o risco de falha no suprimento de carga. Diferente dos métodos determinísticos, que se baseiam em uma única contingência (por exemplo, a maior unidade geradora fora de serviço), o PJM considera a probabilidade de diversas ocorrências, fornecendo uma visão mais completa da confiabilidade do sistema.

² Capacidade de geração das usinas que já estão conectadas e operando no sistema, mas que não está sendo utilizada naquele exato momento para o atendimento da carga.

- A representação dos parques eólicos do SIN, realizada por funções de densidade de probabilidade do mês, em três áreas distintas – Nordeste litoral, Nordeste interior e Sul;
- As taxas de falha e os tempos médios de reparo das unidades geradoras das usinas hidroelétricas e termoeletricas a serem simulados para o cálculo da RPO, considerando a janela de observação dos últimos 5 (cinco) anos, são aqueles do Sistema de Apuração da Geração (SAGER), disponibilizados pela Gerência de Apuração da Operação (AOP/ONS); e
- Manutenções em unidades geradoras estimadas assumindo premissas de indisponibilidades, sem informações exatas dos agentes.

A metodologia empregada está descrita no relatório SCEL/GTEE 002/85 – “Critérios para determinação da reserva de potência operativa por método probabilístico para as regiões Sudeste e Sul”.

Síntese dos principais pontos para aprimoramento identificados:

Possibilidade de ajustes metodológicos visando maior aderência à realidade atual do SIN e às atividades de Programação da Operação e Tempo Real, assim como atualização na periodicidade adequada para esses processos, tais como:

- Comparação com outros métodos de simulação baseados em amostragem aleatória (Simulação Monte Carlo) e método analítico (PJM);
- Possibilidade de modelagem da variabilidade de outras fontes de geração além da fonte eólica já contemplada atualmente (UFV, GD, MMGD, PCH, PCT, etc);
- Modelagem de cada fonte através de curva prevista e desvios representados por uma distribuição normal;
- Cálculo da RPO para os 48 patamares semi-horários do dia;
- Considerar parâmetros mais flexíveis (que possam ser alterados pelo usuário);
- Considerar as disponibilidades efetivas de geração das unidades geradoras, ao invés do uso da capacidade nominal;
- Automatização da montagem do caso;
- Precisão das manutenções de unidades geradoras cadastradas no Sistema de Gestão de Intervenções da Operação (SGI-OP).

4.3 Meta do Programa de Participação dos Resultados (PPR) 2025

Para cumprimento da Meta 3 (Evolução da capacidade do ONS na gestão de Recursos Energéticos Distribuídos – RED), correspondente ao Marco 2 do PPR do ONS para o ano 2025, as seguintes atividades foram elencadas:

- Adaptação da ferramenta NH2 para cálculo de reserva de potência operativa com insumos adequados à etapa de Programação da Operação;
- Simulação de condições de operação (carga, fontes renováveis variáveis, falha de máquinas, entre outros) com respectivos desvios, para ilustrar o processo de cálculo do requisito total de reserva de potência para as 48 semi-horas;
- Estudos para determinação dos insumos e desvios a serem considerados;
- Execução de testes para identificar ajustes de processos, melhorias e implementações restantes na ferramenta; e
- Compartilhamento das informações com agentes do setor elétrico.

4.4 Resumo dos GTs

Informações detalhadas acerca de cada insumo podem ser encontradas nos relatórios produzidos por cada Grupo de Trabalho, que estão disponíveis nos anexos. Destacamos aqui os principais pontos de destaque de cada GT:

GT01 – Taxas de falha e tempo de reparo das unidades geradoras:

O GT01 tem como objetivo principal avaliar qual seriam os dados de taxas de falha forçadas e tempo de reparo dos equipamentos a serem considerados na simulação probabilística do NH2, assim como definir o período do histórico adequado.

Foi definido que as formulações de Taxa de Desligamento Forçado (TDF) e o Tempo Médio de Reparo (TMR) utilizadas para calcular a probabilidade de falha das unidades geradoras para cálculo da reserva serão aquelas contidas no Submódulo 9.2 - Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração. Em função da sazonalidade da utilização do recurso térmico, com maior ou menor utilização no período seco do SIN a depender das condições climáticas e hidrológicas de cada ano, definiu-se a utilização de uma janela rolante de 5 anos no cálculo dos indicadores, bem como ajustes na formulação, conforme detalhado no Anexo F.

GT02 – Erros de previsão de geração eólica e fotovoltaica:

O GT02 tem como objetivo propor uma metodologia para a estimativa da incerteza associada às previsões de geração das fontes solar e eólica, no âmbito da programação diária, de modo a subsidiar o cálculo probabilístico do requisito de reserva.

Para cálculo dos desvios, optou-se pelo cálculo do erro relativo simples entre a geração prevista e verificada, ponderado pela capacidade instalada. Verifica-se que tanto a geração solar quanto a eólica apresentam forte sazonalidade e variabilidade intradiária. Por isso, os erros não podem ser tratados como

provenientes de uma única população; é necessária a estratificação por período do ano e por horário. Dessa forma, empregou-se uma janela sazonal de amostragem para ajuste das distribuições. Adicionalmente, foram feitos tratamentos de dados espúrios, como outliers e efeitos de cortes (*curtailment*) profundos de geração, conforme detalhado no Anexo G.

GT03 – Máxima disponibilidade hidráulica:

O objetivo do GT03 foi auxiliar na determinação da representação da geração hidráulica no programa NH2, avaliando a melhor metodologia para definição da máxima geração, considerando se são aplicáveis algumas metodologias já desenvolvidas no ONS. Além disso, tem como objetivo considerar restrições operativas que possam limitar a potência máxima disponível.

As avaliações realizadas no âmbito do GT indicam que a determinação da geração máxima pode ser feita através do *script* CalculaDispHidro. Com essa ferramenta, através de dados verificados de vazão média diária e conforme a classificação das usinas em “Tipos de Modulação”, é feita a indicação de como será a transformação da vazão defluente média em uma “vazão de ponta”. Em seguida, é feito um acesso ao tabelamento de dados de disponibilidade de potência hidráulica em função da vazão turbinada, vazão vertida e volume útil, para determinar a “potência de ponta”. Informações detalhadas sobre os resultados obtidos no GT podem ser encontradas no Anexo H.

GT04 – Erros de previsão de carga, MMGD e pequenas usinas:

O GT04 teve como objetivo avaliar os desvios de carga e de fontes independentes, bem como fornecer ao NH2 perfis representativos do comportamento desses desvios para aplicação no dimensionamento de reserva. Para isso, foram conduzidas duas abordagens metodológicas.

Na primeira abordagem, analisaram-se diretamente os desvios da carga global, de forma a incorporar, em uma única avaliação, os efeitos da geração distribuída (MMGD) e da geração de usinas Tipo III. Os desvios foram calculados como a diferença entre os valores verificados e os valores programados, sendo a análise realizada por subsistema. Aplicou-se um tratamento de *outliers* baseado na temperatura máxima diária, e os desvios foram centralizados em zero a fim de facilitar sua utilização no NH2. Em seguida, calculou-se o desvio padrão para cada par semi-hora × mês, avaliando-se diferentes percentis populacionais³ (como P95, P97 e P99,7).

Durante essa análise, observou-se que os desvios tendem a ser mais elevados ao longo do período diurno, em decorrência da incerteza associada à MMGD. Entretanto, o horário de maior impacto sobre a necessidade de reserva não é o de maior geração da MMGD, mas sim o horário de ponta. Para refletir esse comportamento, definiu-se o fator K, um coeficiente horário obtido pela razão entre a carga supervisionada horária e o valor máximo diário da carga supervisionada.

³ Para mais detalhes, conferir Anexo I.

Dessa forma, o fator K assume valor unitário no horário de ponta e valores inferiores a um ao longo do dia. Os desvios foram multiplicados por esse fator antes do cálculo dos desvios padrão, resultando em perfis que apresentam menores valores durante o dia e maiores valores na ponta, coerentes com o comportamento esperado da necessidade de reserva.

Na segunda abordagem, solicitada como análise extra, utilizou-se a carga simulada, obtida a partir da carga global deduzida das parcelas atendidas pela MMGD, pelas usinas Tipo III e pela geração centralizada eólica e fotovoltaica. Essa abordagem teve como objetivo evitar o uso direto dos desvios de eólica, que podem apresentar valores artificialmente elevados devido à alta incidência de cortes. A metodologia aplicada foi análoga à anterior, porém a análise foi realizada diretamente no âmbito do SIN, sem tratamento de *outliers*, uma vez que não existe uma temperatura equivalente representativa para todo o sistema.

Os perfis obtidos a partir da carga simulada apresentaram limites mais elevados ao longo do dia devido às incertezas associadas à geração eólica, solar e MMGD. Entretanto, a agregação em nível de SIN contribui para reduzir parcialmente esses efeitos. Ressalta-se que os desvios obtidos nessa abordagem devem ser aplicados à carga simulada.

Os resultados das avaliações realizadas no âmbito do GT04 podem ser encontradas no Anexo I.

GT05 – Revisão dos submódulos 2.3 e rotinas operacionais:

O objetivo do GT05 é propor as adequações nos Procedimentos de Rede decorrentes das mudanças de processos e metodologias recomendadas como resultado deste estudo, ressaltando o Submódulo 2.3 e Rotinas Operacionais.

Inicialmente, foram identificados todos os submódulos dos Procedimentos de Rede com passagens correlatas ao assunto de reserva de potência operativa, folga de potência e controle de frequência, resultando na indicação dos Submódulos 2.3, 3.10 e 4.5 como os mais relevantes para alteração, uma vez que apresentam os critérios utilizados, a elaboração do relatório relacionado e a utilização dos dados de reserva de potência na programação diária da operação. Além disso, cita-se a REN nº 1.030/2022 da ANEEL, que versa sobre a prestação de serviços ancilares, com destaque ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa.

Como segunda etapa, são discutidas as propostas de alteração dos Procedimentos de Rede e regulamentação. Neste momento, foram indicadas necessidades de adequação dos Submódulo 2.3, 3.10 e 4.5, e a revisão da REN nº 1.030/2022. No entanto, o detalhamento da proposta será realizado em 2026, quando haverá maior clareza sobre as alterações necessárias.

Os resultados do GT estão apresentados na seção 6 e na seção 7.

5 ASPECTOS RELATIVOS ÀS FERRAMENTAS PARA CÁLCULO DA RPO

Nesta seção são descritos os desenvolvimentos para incorporação de adequações metodológicas no cálculo probabilístico da RPO pela ferramenta NH2. Apresenta-se, ainda, os aspectos gerais dos métodos de simulação implementados na nova versão do NH2, bem como a caracterização de vantagens e desvantagens de cada método.

5.1 Aprimoramentos realizados

Ao longo do ano de 2024, foi desenvolvido um trabalho para obter uma ferramenta para determinação do requisito de reserva de potência a ser considerado a cada 30 minutos para a programação diária da operação. Foram trabalhados os pontos de melhoria identificados no item 3.2.

As implementações foram realizadas pela equipe do CEPEL no programa NH2. O programa foi alterado visando permitir a atualização dos dados e parâmetros do programa de forma prática, seja para realização de estudos e/ou atualizações do critério no futuro, conforme alterações SIN. Por exemplo, a nova versão do programa permite alterar o valor do risco de não atendimento de carga a ser considerado, assim como alterar o desvio de previsões. Os pontos de destaque são:

- Simulação a cada 30 minutos;
- Cálculos com base nos métodos de análise PJM [2] e Monte Carlo Sequencial [11];
- Leitura automática de arquivo do SGI-OP para consideração das manutenções de unidades geradoras;
- Inserção de desvios (de carga e fontes renováveis variáveis), por subsistema e para os 48 intervalos de meia hora;
- Leitura de arquivos com informações sobre restrições de geração máxima e mínima por usina para representar restrições operativas; e
- Possibilidade de consideração de limites máximos de importação e exportação por subsistema (devido à complexidade de implementação da limites de intercâmbio em função do nó de conexão N e NE com SE).

5.2 Métodos PJM e Monte Carlo aplicados no cálculo da RPO

Foram considerados dois métodos probabilísticos com objetivo de buscar a racionalização no dimensionamento da reserva girante, admitindo-se um risco aceitável de não atendimento à carga. Nos cálculos são utilizadas as taxas de falha e o tempo médio de reparo das unidades geradoras do sistema para compor um parque gerador que atenda à carga prevista, considerando as possíveis falhas das unidades geradoras e desvios nas condições previstas para a carga e a geração não despachável.

Destaca-se que os desenvolvimentos adotaram como premissa a utilização do mesmo conjunto de insumos para a execução dos dois métodos, com exceção do coeficiente de variação (β – *Beta*) que é a variável específica para a convergência da simulação Monte Carlo (SMC) [6], representando a incerteza da estimação.

Ambos os métodos visam definir o requisito de reserva de potência operativa com base em índices de confiabilidade. Os principais índices considerados no NH2 são:

Risco de não atendimento à carga: Indica a probabilidade de o sistema não conseguir atender à demanda, ou seja, de ocorrer uma perda de carga. Esse conceito é análogo ao conceito da LOLP (*Loss of Load Probability*), conhecido da literatura.

ENS (*Expectativa de Potência Não Suprida*): Indica a potência média (em MW) que não é suprida durante os períodos em que o sistema está indisponível. Esse conceito é análogo ao conceito da EPNS (*Expected Power Not Supplied*), conhecido da literatura.

5.2.1 Método PJM

O método de cálculo sequencial PJM baseia-se na construção de tabela de probabilidades de operação das máquinas e tabela de probabilidade acumulada do parque gerador, que são confrontadas com a probabilidade de ocorrência dos valores de carga. Através da convolução parcial dos dados, calcula-se a probabilidade de não atendimento à carga. Máquinas geradoras são adicionadas ao parque até que a probabilidade de não atendimento à carga atenda um critério preestabelecido. Dessa forma, para solução do problema, é feito:

- 1) Considerando todas as fontes de operação, é feita a montagem da carga líquida a ser atendida pelo parque gerador;
- 2) Construção de uma tabela de probabilidade de operação de cada máquina, considerando a taxa de falha λ_i e a probabilidade de a unidade geradora estar em operação;
- 3) Identificação de todos os parques geradores possíveis (considerando de uma até o total de máquinas instaladas);
- 4) Montagem da curva de probabilidade acumulada do parque gerador (produto das probabilidades das máquinas que compõem o parque estarem operação multiplicada pela probabilidade das unidades que não compõem o parque estarem fora de operação);
- 5) Considerando a probabilidade de ocorrência da carga líquida em cada pulso amostrado pelo método PJM, é feito o cálculo da probabilidade de não atendimento da carga $p(\text{Geração} < \text{Carga})$; e
- 6) Caso o risco de não atendimento à carga não seja atendido, é considerado um parque gerador com uma máquina adicional, retornando ao passo inicial até que o critério seja satisfeito.

Vantagens:

- Método analítico que para os mesmos dados de entrada apresenta o mesmo resultado na saída; e
- Tempo rápido de execução.

Pontos de atenção:

- O parque gerador é discretizado em “steps” para montagem da tabela de probabilidade acumulada do parque gerador. No programa atual são usados steps de 10 MW, não trazendo grandes impactos na precisão tendo em vista os montantes de carga, geração e reserva na grandeza de GW;
- O algoritmo faz apenas um balanço de carga e geração conforme a tabela de probabilidade. Não há possibilidade de incluir novas avaliações, apenas através de simplificações; e
- O algoritmo faz menos combinações de pontos de operação para montar a carga líquida a ser atendida. Por exemplo, considera o pulso de carga baixa com geração eólica baixa, com geração solar baixa, etc.; ou o pulso de carga alta, com eólicas e solares altas, etc.

5.2.2 Método Monte Carlo

Utilizando a técnica de simulação Monte Carlo, é possível estimar os índices de confiabilidade através da condução de sucessivos experimentos computacionais envolvendo o modelo matemático-lógico que descreve o comportamento do sistema [11].

Os métodos baseados em Simulação de Monte Carlo (SMC) podem ser classificados em duas categorias: não sequencial e sequencial/cronológica.

Na abordagem não sequencial, os estados do sistema são amostrados com base em sua função de distribuição de probabilidade de ocorrência. Por outro lado, a abordagem sequencial efetua a amostragem dos estados do sistema em ordem cronológica, levando em conta as distribuições de probabilidade associadas aos tempos de operação e reparo dos componentes, bem como outros eventos do sistema.

Na Simulação de Monte Carlo Sequencial, o processo começa com a adição de geradores ao parque gerador. Em cada iteração, o sistema simula os estados e pontos de operação, registrando se a carga foi suprida. Paralelamente, é calculada a média acumulada e o desvio padrão do risco de não atendimento à carga.

Esses valores de média e desvio padrão são utilizados para estimar um coeficiente de variação continuamente comparado a um critério de convergência definido previamente. A característica sequencial da simulação é fundamental, pois ela mantém uma dependência temporal entre os patamares de carga, considerando os tempos de falha e reparo das máquinas. A principal vantagem da simulação

sequencial reside em sua capacidade de correlacionar os eventos com o seu tempo de ocorrência.

Os índices de confiabilidade podem ser estimados usando a Simulação de Monte Carlo (SMC). Para isso, utiliza-se a média amostral da função teste $H(\cdot)$ para calcular o valor esperado. A estimativa dos índices de confiabilidade pode ser realizada através da equação abaixo, ajustando a definição da função teste conforme o índice desejado. Os equacionamentos são apresentados a seguir [6]:

$$\tilde{E}[H] = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H(\mathbf{X}_i)$$

onde $\mathbf{X}_i$ é o vetor de estados dos componentes do sistema incluindo a carga, na i -ésima iteração; N o número de simulações.

O coeficiente de variação (β) é utilizado como variável de controle da convergência da simulação Monte Carlo, representando a relação entre o desvio padrão amostral e o valor esperado da função teste, e representa a incerteza em relação à estimação do índice [6]:

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\tilde{E}[H])}}{\tilde{E}[H]}$$

Vantagens:

- Possibilidade da simulação do sistema considerar outros aspectos, uma vez que a implementação é flexível;
- Permite varrer diferentes pontos de operação do sistema com combinações de carga alta e eólica baixa, por exemplo;
- Interdependência entre semi-horários.

Desvantagens:

- Tempo mais elevado de processamento.

Mais detalhes sobre a formulação podem ser encontrados nas referências de documentação do CEPEL [7] e no Anexo B.

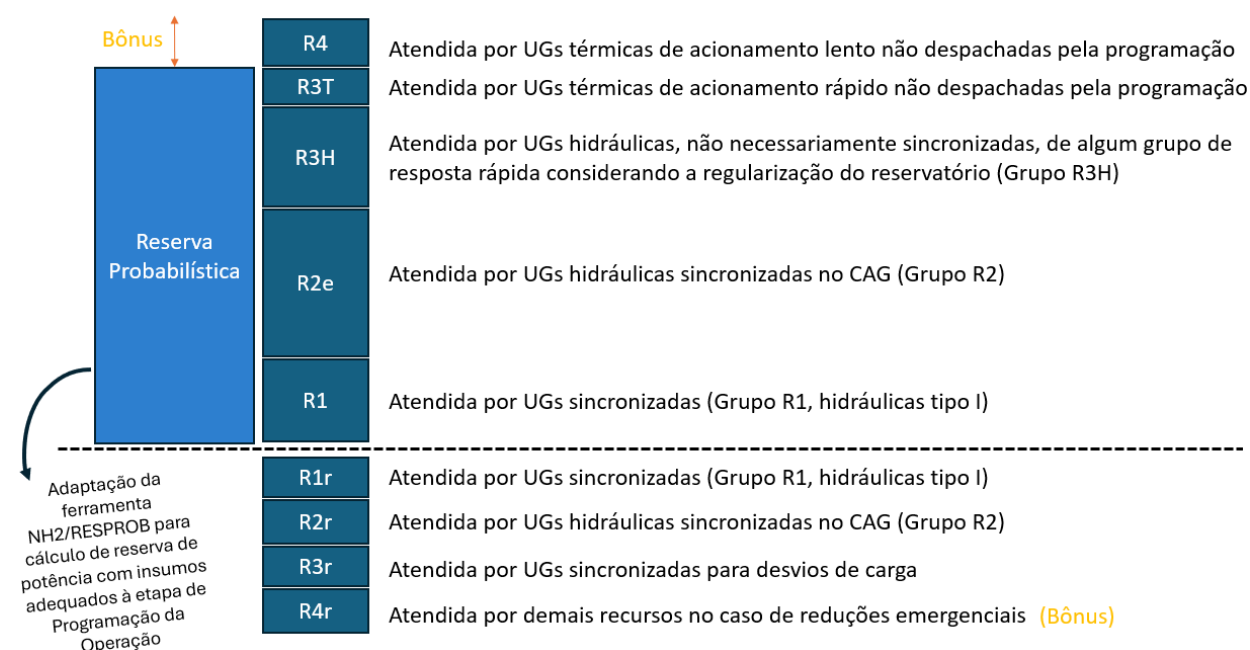
6 PROPOSTA DE ALOCAÇÃO DA RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA

6.1 Proposta de alocação

Foi concebida uma nova proposta geral de reserva de potência operativa, considerando a revisão da quantificação total da reserva probabilística, objeto principal de estudo desse trabalho, e considerando os aprimoramentos já analisados e apontados nos itens 4.1 e 4.2 sobre a repartição. Destaca-se que o resultado da ferramenta computacional NH2 determina o requisito total de reserva para elevação de geração. No entanto, para implantação futura desse requisito nas etapas de Programação Diária e Operação em Tempo Real, é necessário detalhamento da alocação dessa reserva, considerando aspectos como tempo de resposta das máquinas, aspectos de controlabilidade e despachabilidade das usinas, características das unidades geradoras e/ou reservatórios das usinas, habilitação para prestação de serviço de CAG, premissas para atender as diferentes fases da regulação de frequência, bem como custo de operação, entre outros.

Nesse sentido, dentro do escopo do presente trabalho já foram iniciadas discussões sobre a alocação da reserva. A proposta de alocação da RPO para elevação e a sua relação com o requisito obtido com o NH2 está ilustrada na Figura 6-1. Também foram inseridas informações sobre a reserva de redução, que não é objeto de estudo específico desse trabalho, mas cujos conceitos foram revisados para coerência com a reserva de elevação. Ressalta-se que a reserva de redução não tem relação com a quantificação realizada pelo programa NH2 em sua versão atual. Salienta-se também que detalhes acerca da alocação podem ser revistos nas próximas etapas do projeto.

Figura 6-1: Esquemático da proposta de alocação da reserva



De modo geral, o requisito de reserva total indicado pelo NH2, será alocado em usinas hidráulicas, sendo dividido em reservas específicas definidas para atender objetivos diferentes.

Na nova proposta de alocação, as reservas girantes são:

- Reserva de potência para controle primário (R1): definida para fazer frente à maior perda de geração considerada por premissa nos estudos elétricos de planejamento. Dessa forma, deve ser mantida/preservada em tempo real e deve ser alocada em um conjunto elevado de usinas; e
- Reserva de potência para controle secundário (R2): definida para suportar o controle secundário de frequência, calculada com base em estatísticas da variação de geração hidráulica, representando a variação de carga líquida do SIN, sendo alocada em usinas que operam sob CAG. Pela sua natureza, pode ser utilizada em tempo real, dentro do intervalo semi-horário de programação.

Informações mais detalhadas sobre cada parcela da reserva estão apresentadas na Tabela 6-1. Mais informações sobre o dimensionamento da R2 estão no Anexo C.

Tabela 6-1: Proposta de alocação de reserva – reservas para elevação de geração

Nome	Equivalente internacional	Objetivo	Quantificação	Recursos prestadores do serviço	Documentação relacionada	Comentário
R1e – Reserva de potência (de elevação) para controle primário	Frequency Containment Reserve - FCR replacing the term Primary Control Reserve (ENTSO-E) [16][1] Contingency Reserve Raise (AEMO) [15] Contingency Reserve (NERC) [10]	Fazer frente à maior perda de geração considerada como premissa.	Maior déficit de geração que resulta da ocorrência de contingência simples [2].	Folga de geração em unidades hidráulicas tipo I sincronizadas.	-	Precisa ser mantida em tempo real .
R2e – Reserva de potência (de elevação) para controle secundário (CAG)	Automatic Frequency Restoration Reserve - aFRR replacing the term Secondary Control Reserve (ENTSO-E) [9] [16][3] Regulation Reserve (NERC) [10] Regulation Up Reserve (CAISO) [5]	Realizar o controle secundário de frequência no SIN.	P95 ⁴ das elevações de geração hidráulica (representando a carga líquida) verificadas em um intervalo de 15 minutos, para o mesmo patamar semi-horário dos últimos 90 dias.	Folga de geração em unidades geradoras sincronizadas de usinas hidroelétricas prestadoras do serviço de CAG.	- Metodologia definida no Anexo C, sendo os requisitos atualizados semanalmente. - Lista de usinas integrantes do CAG, conforme CD-CT.BR.03.	Pode ser utilizada em tempo real dentro do semi-horário.

⁴ Percentil 95% da população, para mais detalhes, conferir Anexo C.

As reservas complementares, Tabela 6-2, alocadas em unidades geradoras não necessariamente sincronizadas, são:

- Reserva Complementar em Usinas Hidroelétricas (R3H): suprida por um conjunto de hidroelétricas com características de despachabilidade e controlabilidade adequadas ao tempo real que possuem capacidade de regularização e definida para atender desvios de previsão, que podem ser acumulados ao longo do dia;
- Reserva Complementar em Usinas Termoelétricas (R3T): termoelétricas de acionamento rápido (tempo de acionamento efetivo máximo de 1h)⁵, ainda não utilizadas na programação, mas que poderiam ser acionadas em tempo real, para atender desvios de previsão, que podem ser acumulados ao longo do dia; e
- Reserva associada a Unidades de Acionamento Lento (R4): usinas termoelétricas de acionamento lento (tempo de acionamento efetivo maior que 1h e menor que 6h), ainda não utilizadas na programação, mas que poderiam ser acionadas em tempo real, para atender desvios de previsão, que podem ser acumulados ao longo do dia. Verifica-se que existem outros recursos disponíveis em Tempo Real que podem ser considerados nesse item, pois também são bônus em relação à reserva já alocada na etapa de programação, como redução ou cancelamento de exportação de energia por EVT ou por termoelétricas e reversão para sistema brasileiro, além da importação emergencial de energia de outros países. Também pode ser avaliado em tempo real a realocação ou cancelamento de manutenção/testes das unidades geradoras ou em equipamentos de transmissão que impliquem limitação de transferência de energia. Contudo, como existe uma incerteza sobre a possibilidade de trazer energia de outro país, bem como, encerrar manutenções e sobre o tempo de acionamento de usinas lentas, estas ações são verificadas pela sala de controle mas não podem ser consideradas como ações firmes para atendimento a eventuais necessidades de elevação de geração.

⁵ O valor foi determinado considerando a experiência da operação do sistema. Ressalta-se que os dados cadastrais são atualizados periodicamente pelos agentes.

Tabela 6-2: Proposta de alocação de reserva – reservas complementares

Nome	Equivalente internacional	Objetivo	Quantificação	Recursos prestadores do serviço	Documentação relacionada	Comentário
R3H – Reserva Complementar em Usinas Hidroelétricas	Manual Frequency Restoration Reserve – mFRR <i>replacing the term Tertiary Control Reserves (ENTSO-E) [16][1]</i>	Atender desvios de previsão, acumulados ao longo do dia.	$R3H + R3T = \text{RPO TOTAL (RESPROB)}$ - R1 - R2e	Folga de geração em unidades geradoras (desejável, mas não necessariamente sincronizadas), com alguma regularização e resposta aderente ao tempo real.	MPO, a ser alterado definindo as usinas que atendem R3H.	Não precisa ser mantida em tempo real.
R3T – Reserva Complementar em Usinas Termoeletricas	Manual Frequency Restoration Reserve – mFRR <i>replacing the term Tertiary Control Reserves (ENTSO-E) [16][1]</i>	Atender desvios de previsão, acumulados ao longo do dia.	$R3H + R3T = \text{RPO TOTAL (RESPROB)}$ - R1 - R2e	Térmicas de acionamento rápido ainda não despachadas pela programação.	MPO, a ser alterado definindo as usinas que atendem R3T.	Não precisa ser reposta.
R4 – Reserva associada a Unidades de Acionamento Lento	Replacement Reserve (ENTSO-E) [4]	Atender desvios de previsão, acumulados ao longo do dia.	Sem requisito (apenas monitoramento e repasse ao Tempo Real)	Térmicas de acionamento lento ainda não despachadas pela programação.	MPO, definindo as usinas que atendem R4.	Não precisa ser reposta.

Premissa: Caso o resultado obtido com a ferramenta NH2 seja inferior ao valor de $R1e+R2e$, deve-se adotar $R1e+R2e$ como valor mínimo de reserva.

Adicionalmente, ressalta-se que os requisitos de reserva serão definidos para o SIN, sendo mapeadas na etapa de Programação e Tempo Real a possibilidade de escoamento da geração até os centros de carga, especialmente até a região Sudeste. Ou seja, não serão mais considerados requisitos de reserva repartidos por área de controle do SIN, uma vez que a operação se dá considerando as interligações entre os subsistemas.

Com relação à reserva de redução, a definição de metodologia para definição da quantificação da reserva de redução é objeto de estudo do ONS e será revista nos anos subsequentes. Contudo, já foi possível, através de discussões iniciais, estabelecer a divisão da alocação de forma semelhante à proposta para elevação, conforme Tabela 6-3. Ou seja, até a finalização de novos estudos, continuará a ser mantida a reserva de redução de 2,5% da carga bruta conforme Submódulo 2.3, que seria equivalente ao atendimento do conjunto de $R1r$, $R2r$ e $R3r$.

Com relação à divisão proposta, a quantificação, os recursos prestadores de serviço de reserva de redução e a documentação relacionada ainda estão sob discussão. Porém, de modo geral, identifica-se que a $R1r$ e $R2r$ podem ser utilizadas para redução de geração sem desligar UG, na $R3r$ as UGs hidráulicas podem inclusive desligar e a $R4r$ trata de cortes emergenciais, em consonância com as experiências adquiridas nos últimos meses. Além disso, a $R2r$, por ser um equivalente da $R2e$, já teriam quantificação definida pelo percentil P95 das modulações de reduções de geração hidráulica (representando a carga líquida) em um intervalo de 15 minutos para o mesmo patamar semi-horário dos últimos 90 dias.

Tabela 6-3: Proposta de alocação de reserva – reservas para redução de geração

Nome	Equivalente internacional	Objetivo
R1r – Reserva de potência (de redução) para controle primário	<i>Frequency Containment Reserve - FCR replacing the term Primary Control Reserve (ENTSO-E) [16][1]</i> <i>Contingency Reserve Lower (AEMO) [15]</i> <i>Contingency Reserve (NERC) [10]</i>	Fazer frente à maior perda de consumidor.
R2r – Reserva de potência (de redução) para controle secundário (CAG)	<i>Automatic Frequency Restoration Reserve - aFRR replacing the term Secondary Control Reserve (ENTSO-E) [9][16][3]</i> <i>Regulation Reserve (NERC) [10]</i> <i>Regulation Down Reserve (CAISO) [5]</i>	Realizar o controle secundário de frequência no SIN.
R3r – Reserva de redução para desvios	Sob análise	Atender desvios de carga (no período de excedentes energéticos).
R4r – Reserva de redução emergencial	Sob análise	Atender reduções emergenciais estando esgotados os demais recursos que impactem o atendimento nos demais períodos do dia ou dos próximos dias.

6.2 Comparação com FPM e FPMS

Atualmente, nas etapas de Programação da Operação e Operação em Tempo Real, o gerenciamento da segurança do sistema visando atender às variações da carga e geração atualmente se dá através das Folgas de Potência Monitorada. São consideradas a Folga de Potência Monitorada (FPM), a Folga de Potência Monitorada Sincronizada (FPMS) e a Folga de Potência Monitorada Sincronizada Sistêmica de Redução (FPMS-R) em um grupo selecionado de usinas. As diretrizes de Folga estão operacionalizadas por meio Instrução Operativa IO-CG.BR.01, documento no qual podem ser obtidos mais detalhes.

Estabelecendo uma relação entre os conceitos atuais e os conceitos propostos, com relação à reserva para elevação de geração, destaca-se que:

- O FPMS será substituído pelo conceito de R1e.
- O FPM será substituído pelas parcelas de $R1e + R2e + R3He$.

Os demais conceitos apresentados representam uma melhoria de processo, com uma avaliação adicional de recursos a serem monitorados. Com relação à reserva para redução de geração, destaca-se que:

- O conceito atual de FPMS-R será substituído futuramente pelas parcelas $R1r + R2r + R3r$.

O conceito de R4r representa uma avaliação adicional de recursos a serem monitorados.

7 ANÁLISE DE PROCEDIMENTOS E REGULAMENTAÇÃO

Nesta seção apresenta-se o resultado do mapeamento dos submódulos dos Procedimentos de Rede que abordam o tema da RPO. São apresentadas, ainda, indicações para o processo de revisão dos submódulos 2.3, 3.10 e 4.5, previsto para ser realizado ao longo do ano 2026.

7.1 Mapeamento de impactos

Para a análise do impacto da mudança de metodologia em Procedimentos de Rede e regulamentações, foi realizado levantamento das regras atinentes à RPO nesses documentos, incluindo a folga de potência e o controle de frequência.

A seguir, são apresentados submódulos dos Procedimentos de Rede nos quais são encontradas citações e um resumo do contexto da sua utilização:

- **Submódulo 1.2 – Glossário dos Procedimentos de Rede:** o documento define os termos “reserva de potência”, “reserva de potência para controle primário”, “reserva de potência para controle secundário”, “reserva de prontidão”, “reserva girante” e “serviços ancilares” (contendo o controle de frequência e reserva de potência);
- **Submódulo 2.3 – Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos:** apresenta os critérios e metodologia para os estudos de reserva de potência, incluindo a repartição, alocação e utilização da reserva de potência operativa entre reservas primária, secundária e terciária. Também estabelece a metodologia para estudos de confiabilidade, que utiliza o conceito de reserva de potência;
- **Submódulo 2.4 – Premissas, critérios e metodologias para estudos energéticos:** estabelece critério de balanço operativo de demanda na ponta, citando a folga de geração e a reserva de potência das usinas. Além disso, apresenta a reserva de potência como dado de entrada para execução do modelo DESSEM no documento operacional;
- **Submódulo 2.9 – Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à Rede Básica:** define os desvios de frequência admissíveis, bem como os valores para os indicadores de frequência do Submódulo 9.7;
- **Submódulo 2.10 – Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão:** no requisito de injeção de potência ativa em condição subfrequência para centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas, faz ressalva que não implica em estabelecimento de reserva de potência operativa para essas centrais geradoras;

- **Submódulo 2.12 – Requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação:** cita a monitoração e controle da reserva operativa como função básica do sistema de supervisão e controle do ONS;
- **Submódulo 3.10 – Estudos para segurança operacional elétrica:** apresenta a descrição, responsabilidades, prazos e o processo relacionado à elaboração dos Relatórios de Cálculo Anual da Reserva de Potência Operativa, de Estudo do Controle Carga-Frequência e de Requisitos de Medição e Controle do CAG para Expansão do Sistema;
- **Submódulo 3.11 – Análise técnica dos serviços ancilares de suporte de reativos, controle secundário de frequência e autorrestabelecimento integral:** apresenta o Parecer Técnico para a prestação de Serviço Ancilar (PTSA), com as responsabilidades e prazos associados, com destaque para os estudos de controle secundário de frequência, que utilizam a reserva de potência;
- **Submódulo 4.5 – Programação Diária da Operação:** o submódulo apresenta os produtos, responsabilidades, prazos e procedimentos da programação diária da operação. A reserva de potência operativa aparece na etapa de obtenção de dados, com referência às Instruções de Operação. Como conteúdo do deck do modelo de curtíssimo prazo DESSEM, são citadas as propostas de folga de potência por usina e de reserva de potência hidráulica. Na etapa de compatibilização das propostas do modelo (“pós-DESSSEM”), é citada a verificação da folga de geração, considerando as disponibilidades das usinas hidroelétricas e a reserva de potência alocada. Ao final do processo, a folga de potência por usina e a reserva de potência hidráulica por centro de operação são colocadas como conteúdo do Programa Diário de Produção (PDO). O submódulo também cita a Recomposição de Reserva Operativa (RRO) em prazo específico e como possível classificação do motivo de despacho de geração termoeletrica;
- **Submódulo 5.3 – Controle de geração:** descreve as responsabilidades do ONS e dos agentes de geração e o detalhamento do processo quanto ao controle e uso da reserva de potência operativa na operação em tempo real, considerando as usinas ligadas ou não ao CAG. Cita Instruções de Operação em casos de dificuldade na manutenção dos valores recomendados de reserva secundária;
- **Submódulo 5.7 – Gerenciamento da carga:** no detalhamento operacional, é citado que o ONS utiliza toda a capacidade de geração disponível dos agentes de geração antes de ser realizada qualquer ação de gerenciamento de carga por corte direto ou indireto, com exceção da reserva girante mínima e da capacidade de geração disponível que não possa ser utilizada por causa de restrições do sistema de transmissão;

- **Submódulo 6.3 – Elaboração do Relatório de Análise de Perturbação:** coloca o desempenho do CAG e da reserva de potência operativa como objeto da análise conjunta de uma perturbação, e cita o saldo de reserva de potência no momento anterior à perturbação e a avaliação detalhada da reserva de potência como conteúdo do Relatório de Análise de Perturbação (RAP);
- **Submódulo 6.5 – Apuração da geração e de indisponibilidade de empreendimentos de geração:** na descrição do processo de apuração de geração de usina termoeletrica, o ONS apura o desempenho das usinas relativo ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa;
- **Submódulo 6.15 – Gerenciamento da qualidade da energia elétrica da Rede Básica:** o submódulo apresenta os produtos, responsabilidades, prazos e processos quanto ao gerenciamento da qualidade de energia elétrica da Rede Básica. Entre os seus produtos, consta o Relatório Gerencial dos Indicadores de Frequência e de Tensão de Atendimento em Regime Permanente⁶. No processo de gerenciamento dos indicadores de frequência, é descrita a finalidade de avaliar o desempenho do controle carga-geração, inclusive do CAG;
- **Submódulo 8.1 – Administração de contratos:** o despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa é citado como serviço ancilar e requisita a celebração de Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA);
- **Submódulo 9.7 – Indicadores de qualidade de energia elétrica da Rede Básica:** o submódulo estabelece a definição, formulação, agregação e divulgação dos indicadores de frequência – Desempenho da Frequência em Regime Permanente (DFP) e Desempenho da Frequência em Distúrbios (DFD).

Em vistas do levantamento apresentado, é evidente o impacto da atualização do critério da reserva de potência operativa na programação da operação pelo menos nos Submódulos 2.3, 3.10 e 4.5, que descrevem, respectivamente, os critérios utilizados, a elaboração do relatório relacionado e a utilização destes dados pela programação diária da operação. Ainda assim, outros submódulos podem requerer aperfeiçoamentos pontuais quanto ao assunto de reserva de potência e controle de frequência.

Em relação às regulamentações, foi identificada relação somente com a Resolução Normativa (REN) ANEEL nº 1.030, de 26 de julho de 2022, que

⁶ Durante a elaboração da presente Nota Técnica, o Submódulo 6.15 se encontra em revisão, presente na Tomada de Subsídios (TS) nº 005/2025 da ANEEL. Na minuta apresentada na TS nº 005/2025, discute-se a substituição do referido Relatório Gerencial pela divulgação da Informações Básicas sobre estes indicadores, além de outras adequações.

consolida os atos regulatórios relativos à prestação de serviços ancilares, e demais temas. A REN define o serviço de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa e define as regras gerais para a prestação e remuneração por este serviço, as quais estão refletidas e detalhadas nos Procedimentos de Rede (Submódulos 1.2, 4.5, 6.5 e 8.1, conforme descrito acima). Dessa forma, pode haver impactos se, no decorrer deste trabalho, for identificada a necessidade de propor aperfeiçoamentos a este serviço ancilar.

7.2 Propostas de alterações

O detalhamento das propostas de alterações em Procedimentos de Rede será realizado ao longo de 2026, em consonância com o prazo do Plano de Trabalho enviado à ANEEL através da carta CTA-ONS DGL 1128/2025. A seguir, são apresentadas as necessidades de alteração já identificadas por submódulo considerando a metodologia proposta:

- **Submódulo 2.3:**
 - Revisão das premissas, critérios e metodologia para a repartição, alocação e utilização da reserva de potência operativa, conforme a metodologia atualizada proposta neste documento.
- **Submódulo 3.10:**
 - Adequar o processo dos estudos de reserva de potência operativa, considerando a metodologia atualizada proposta neste documento; e
 - Com a descontinuidade da emissão do Relatório de Cálculo Anual da Reserva de Potência Operativa, avaliar a criação de produto com o resultado do cálculo da reserva de potência operativa, bem como as responsabilidades e prazos associados, uma vez que o cálculo passará a ser executado em periodicidade adequada para utilização na programação da operação.
- **Submódulo 4.5:**
 - Atualização dos insumos dos processos da Programação Diária e do conteúdo dos produtos da programação diária quanto à reserva de potência operativa; e
 - Adequar o uso dos termos reserva de potência e folga de potência, nos processos da Programação Diária.

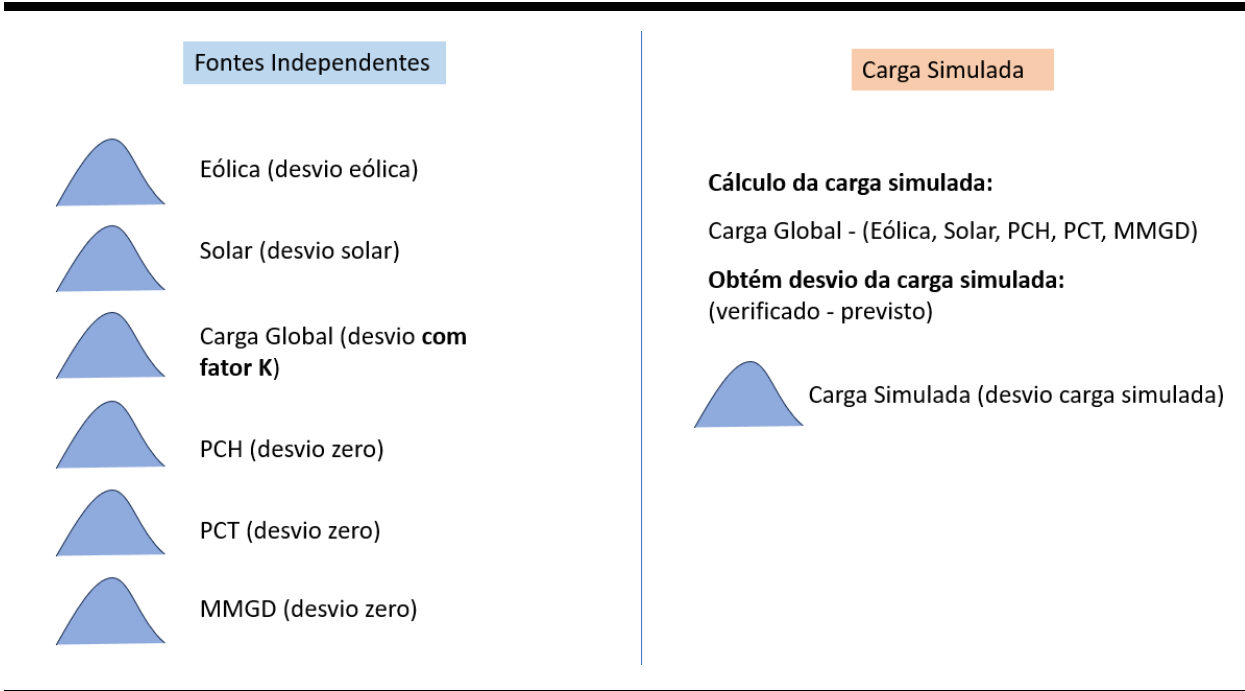
Durante a concepção dos testes, foram consideradas duas abordagens para modelagem da variabilidade dos insumos utilizados para quantificação da RPO: (i) Fontes Independentes e (ii) Carga Simulada. As abordagens diferem na forma como cada uma das fontes de geração é considerada, assim como o respectivo desvio.

Conforme Figura 8-1, na abordagem Fontes Independentes, cada fonte de geração e a carga são modeladas de forma independente no NH2, sendo representadas por distribuições normais com seus devidos desvios, por subsistema. Inclusive, uma aproximação dos intercâmbios entre subsistemas pode ser considerada, conforme detalhes apresentados no Anexo E.

Na abordagem Carga Simulada, apenas uma distribuição normal é modelada no programa, obtida a partir dos desvios da própria carga simulada, que é calculada subtraindo da carga global todas as demais fontes (eólica, solar, PCH, PCT, MMGD), de forma que reste apenas a carga a ser atendida por fonte hidráulica e térmica.

Nota-se que, com essa abordagem é possível obter uma Carga Simulada muito baixa, ao se considerar que toda a geração das fontes solar e eólica seriam passíveis de alocação. Contudo, devido ao excesso de oferta de geração especialmente no período diurno, levando à necessidade de *curtailment*, a consideração de alocação plena dos recursos renováveis não é mais uma representação fidedigna para todos os casos. Desse modo, buscando considerar, ainda que de forma simplificada, os cortes de geração, é possível ajustar um piso para a Carga Simulada. Esse piso pode ser estimado através da soma da geração hidráulica mínima identificada e uma estimativa da inflexibilidade térmica do sistema. Por outro lado, essa abordagem não permite desconsiderar os efeitos de cortes de geração eólica e solar especificamente, assim como os outliers de cada fonte de geração. Dessa forma, é possível que cortes sejam interpretados erroneamente como desvios e que seja obtido um requisito de reserva maior.

Figura 8-1: Esquemático da representação das abordagens Fontes Independentes e Carga Simulada



8.1 Discussão sobre as abordagens das fontes de geração

Para cada abordagem, foram identificadas vantagens e desvantagens.

Fontes independentes:

Vantagens:

- Permite maior detalhamento das informações relativas às fontes de geração por subsistema, com desvios diferenciados por subsistema, bem como, o detalhamento total da composição de fontes que atendem a carga. Além disso, a representação de intercâmbios permite uma aproximação da geração renovável possível de ser escoada, especialmente do subsistema Nordeste.

Desvantagens:

- Quantidade maior de insumos para processamento;
- Não é considerada a correlação estocástica entre as fontes, ou seja, não se leva em conta que os maiores erros de previsão de cada componente (eólica, solar fotovoltaica, carga, etc.) não ocorrem simultaneamente.

Carga Simulada:

Vantagens:

- Quantidade menor de insumos para processamento;

- Considera, de forma simplificada por meio dos registros históricos, a dependência entre as fontes;

Desvantagens:

- Abordagem simplificada ao considerar todo o SIN em barra única, sem detalhamento de desvios por subsistema e análise de escoamento de geração;
- Dificuldade em desconsiderar os efeitos de cortes de geração (não é feito tratamento prévio dos cortes de eólica e solar, por exemplo).

8.2 Resultados de testes preliminares

Nos próximos tópicos são apresentados alguns exemplos de resultados de requisito de reserva obtidos através do método PJM e da Simulação Monte Carlo. Foram executadas comparativamente as abordagens Fontes Independentes e Carga Simulada. Os casos foram executados na versão 13.7.2 do NH2.

8.2.1 Caso do dia 17/10/2025

A carga bruta para o dia 17/10/2025 está apresentada na Figura 8-2, enquanto a carga simulada segue na Figura 8-3. Ressalta-se que para o dia em questão, a carga simulada apresentou valores significativamente baixos no período diurno, supondo alocação plena da geração renovável. Dessa forma, foi considerado um caso alternativo com uma limitação de carga simulada mínima de 40 GW que representa um valor exemplo de inflexibilidade da geração hidráulica e térmica centralizada. O valor foi determinado empiricamente conforme experiência da área de Programação. Porém, caso essa abordagem seja utilizada, deve ser avaliada de forma mais detalhada a definição desse valor.

Figura 8-2: Carga bruta (MW) do dia 17/10/2025

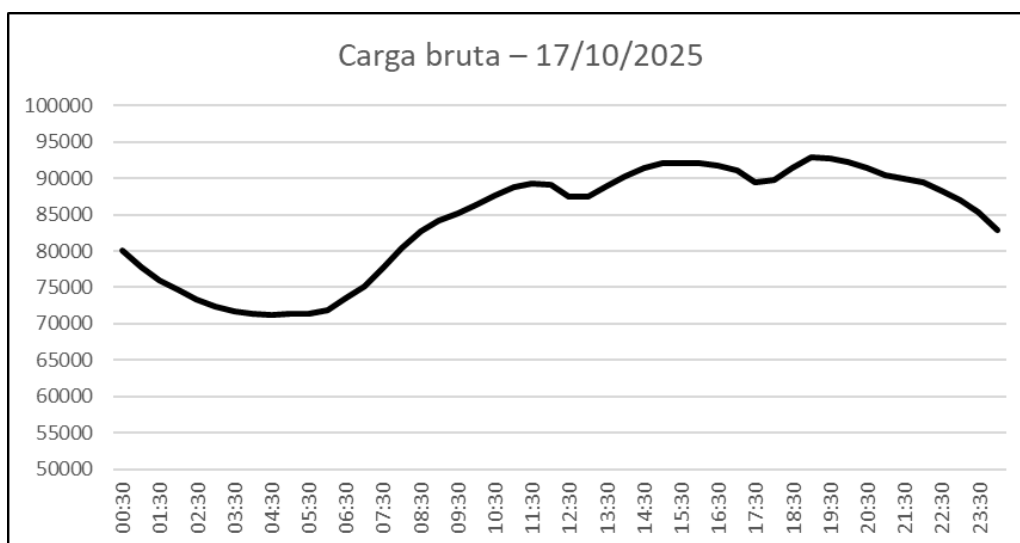
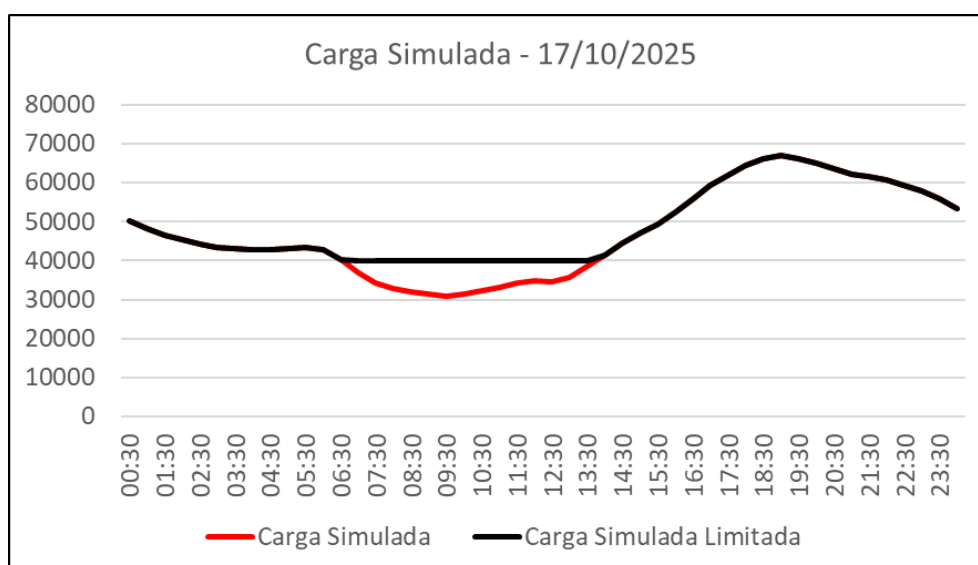
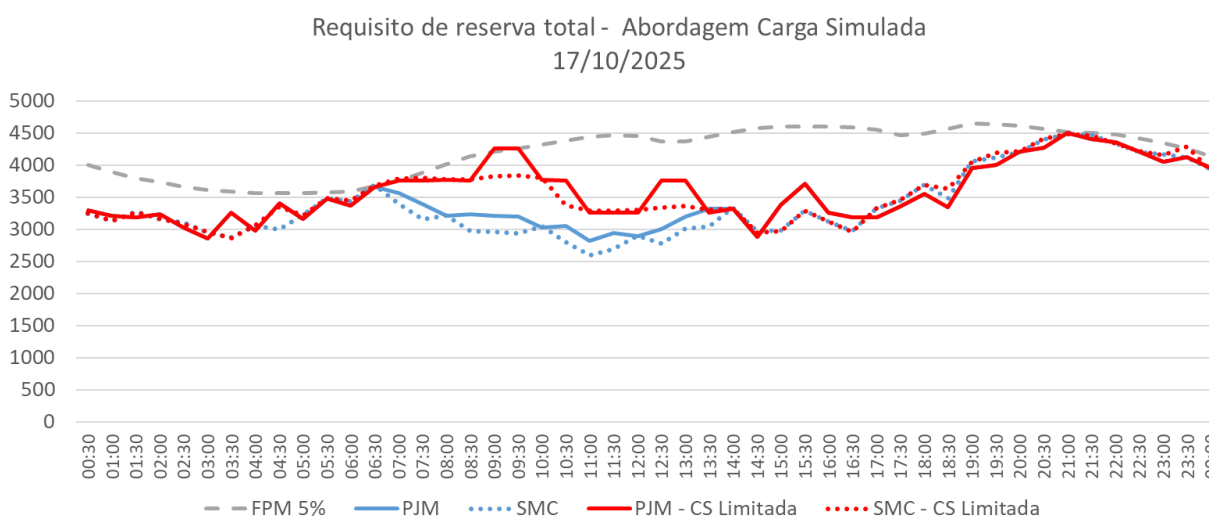


Figura 8-3: Carga simulada (MW) do dia 17/10/2025



Com relação à abordagem Carga Simulada, o resultado de requisito de reserva para as 24h do dia está apresentado na Figura 8-4, sendo os resultados do método PJM apresentados em linhas contínuas e da SMC, em linhas pontilhadas. Foi adicionado comparativamente o valor do requisito de reserva utilizado atualmente, de Folga de Potência Monitorada (FPM) de 5% da carga bruta. No período noturno, a reserva se aproxima do valor do FPM. Nota-se, também, que ao incluir uma carga simulada limitada ao valor mínimo 40 GW, o requisito de reserva aumentou no período do vale de carga. Contudo, manteve-se em valores semelhantes ao período da madrugada.

Figura 8-4: Requisito de reserva (MW) para dia 17/10/2025, considerando abordagem Carga Simulada



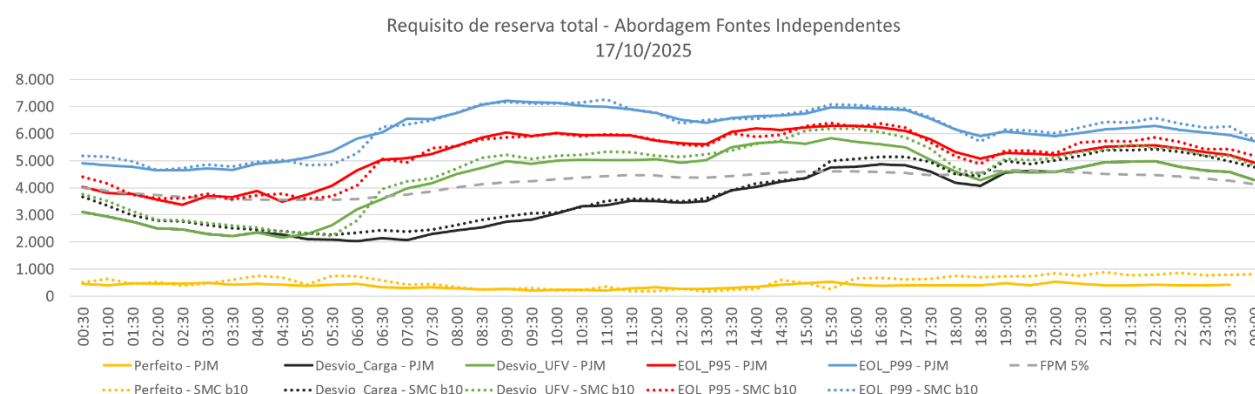
Com relação à abordagem Fontes Independentes, foram executados diversos testes, visando evidenciar o impacto da variabilidade de cada insumo (de carga e fontes de geração) na quantificação reserva:

- Caso perfeito: não considera desvios de carga ou qualquer fonte de geração;
- Caso Desvio_Carga: considera apenas desvios de carga;
- Caso Desvio_UFV: considera desvios de carga e geração solar;
- Caso EOL_P99 ou EOL_P95: considera desvios de carga, geração solar e eólica (sendo o erro da eólica considerando conforme percentil informado).

Os requisitos de reserva seguem na Figura 8-5, sendo os resultados do método PJM apresentados em linhas contínuas e da SMC, em linhas pontilhadas. Nota-se que os resultados dos casos completos (EOL_P99 ou EOL_P95) estão próximos ou acima do critério do FPM atual.

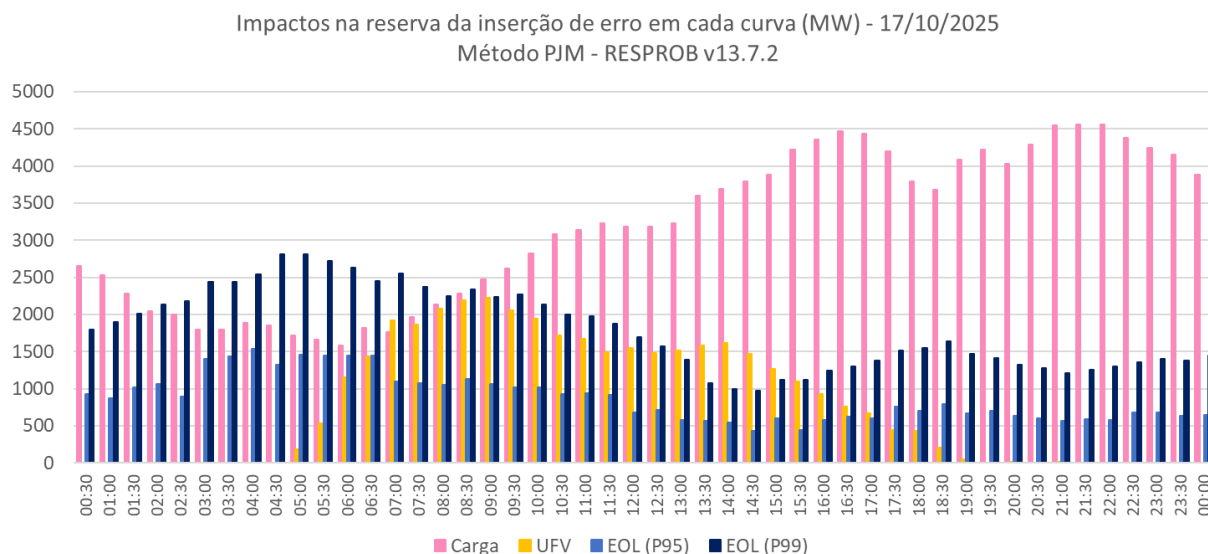
No período da manhã, principalmente, uma parcela significativa de reserva é adicionada em função da consideração do desvio de geração solar. Ressalta-se que no período do dia, houve uma elevação do requisito indicado pelo NH2 em relação ao FPM, devido às incertezas das variáveis nesses horários. Contudo, pelas análises iniciais realizadas, esse requerimento de reserva não representa dificuldades para ser atendido, uma vez que nesses horários costuma haver excedentes energéticos. Adicionalmente, nota-se que o requisito de reserva dos casos EOL_P99 ou EOL_P95 também são maiores no período do final da tarde e da noite, sendo os requisitos maiores na abordagem Fontes Independentes do que na abordagem da Carga Simulada.

Figura 8-5: Requisito de reserva (MW) para dia 17/10/2025, considerando abordagem Fontes Independentes



Os impactos de aumento de reserva em função da inserção de desvio de cada fonte seguem na Figura 8-6. Nota-se que o maior impacto de aumento de reserva no período da tarde e noite é o desvio de carga, enquanto na madrugada é o desvio de eólica.

Figura 8-6: Impacto (MW) de cada desvio na reserva para dia 17/10/2025, considerando abordagem Fontes Independentes



8.2.2 Caso do dia 27/02/2025

Na Figura 8-7 e na Figura 8-8 estão apresentadas as cargas bruta e simulada, respectivamente, para dia 27/02/2025. Para esse dia, a carga simulada não apresentou valores inferiores a 40 GW, portanto, não foi feito caso alternativo.

Figura 8-7: Carga bruta (MW) do dia 27/02/2025

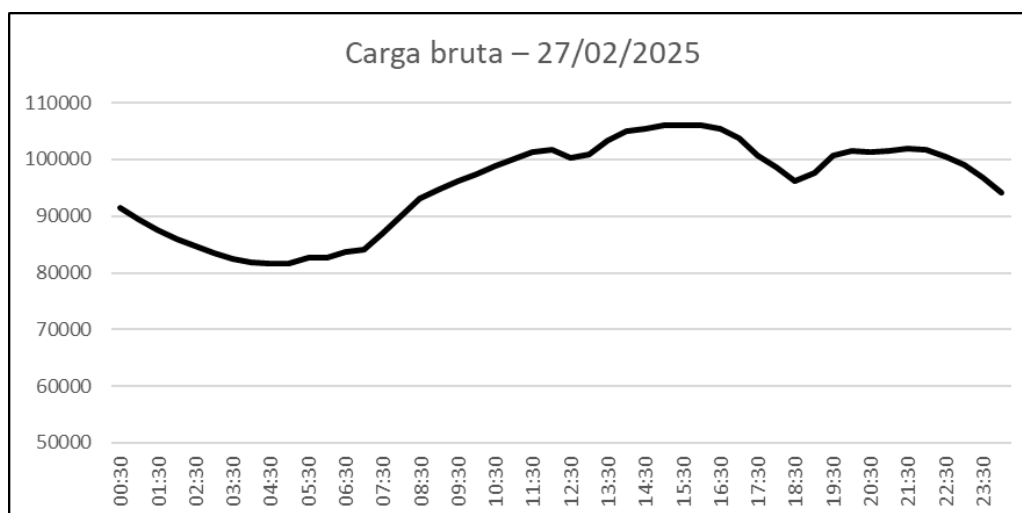
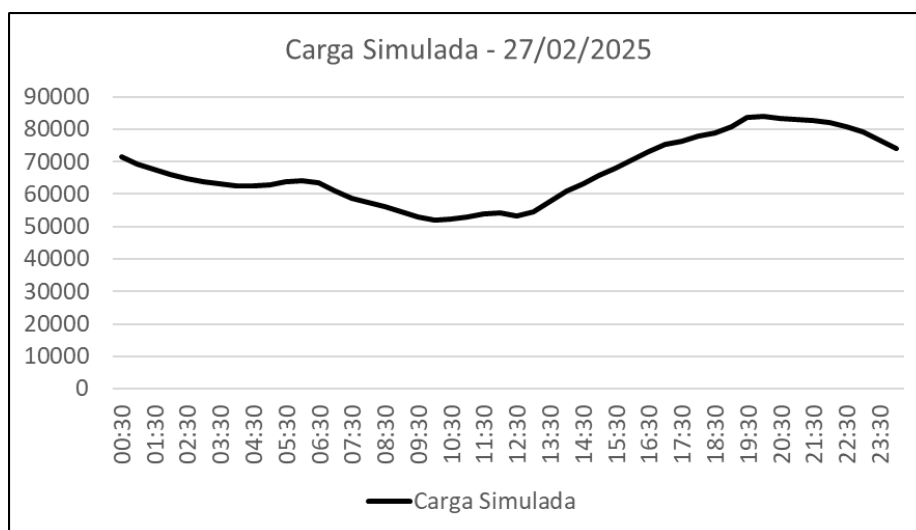
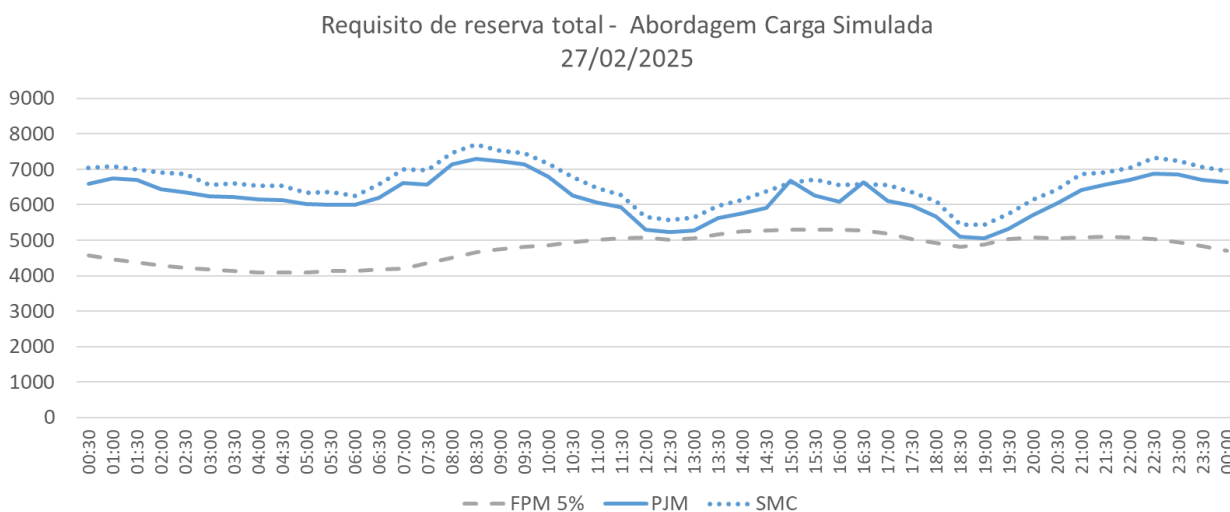


Figura 8-8: Carga simulada (MW) do dia 27/02/2025



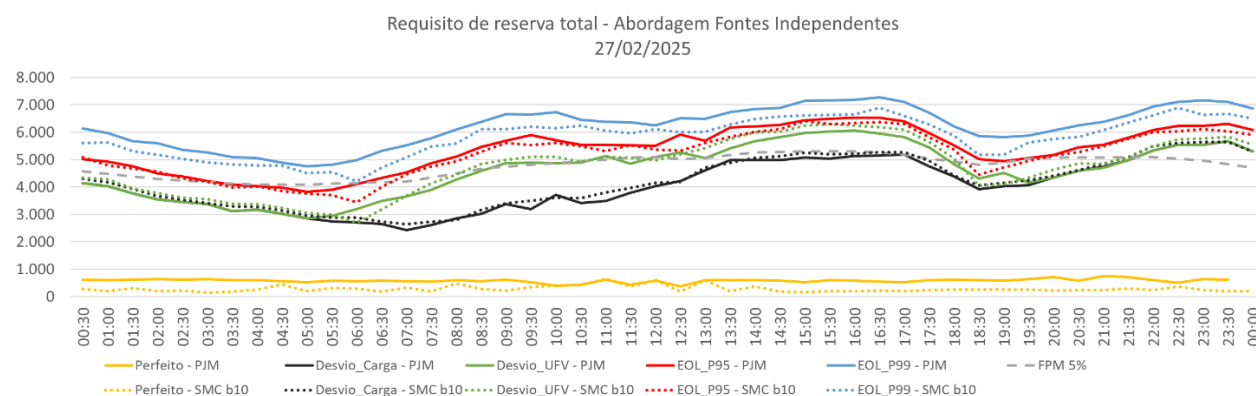
Os resultados dos testes com a abordagem Carga Simulada seguem na Figura 8-9. Nota-se que, em comparação com o critério atual (FPM), o requisito de reserva é maior na maior parte do dia, tanto no método PJM, quanto na Simulação Monte Carlo. Dessa forma, nota-se que o resultado da simulação é fortemente dependente das características de operação do dia, como a previsão carga e geração renovável, e dos seus respectivos desvios, que são diferentes conforme a data de estudo. Essa informação ressalta a importância de um período sombra para avaliação do comportamento do modelo durante um período adequado de tempo.

Figura 8-9: Requisito de reserva (MW) para dia 27/02/2025, considerando abordagem Carga Simulada



Os resultados dos testes com a abordagem Fontes Independentes seguem na Figura 8-10. Os resultados para o caso EOL_P95 se apresentam um pouco maiores do que o requisito de reserva atual (FPM), principalmente no período do dia. Os resultados do EOL_P99 indicam uma reserva mais elevada que o FPM durante todos os horários, chegando na ordem de 7 GW. Nota-se, portanto, que de modo geral, para o dia 27/02/2025, a abordagem Fontes Independentes indicou um requisito de reserva menor do que a abordagem Carga Simulada.

Figura 8-10: Requisito de reserva (MW) para dia 27/02/2025, considerando abordagem Fontes Independentes



8.3 Premissas para o período sombra

Em 2026 será estabelecido um processo sombra de execução da ferramenta com o objetivo de: testar a execução do processo de forma frequente, avaliando os procedimentos e ajustes necessários; analisar a periodicidade e qualidade dos insumos e o dimensionamento de tempo de execução. Além disso, serão realizadas avaliações dos resultados estabelecendo uma comparação com as métricas atuais (FPM) e com os desvios verificados na operação em tempo real.

Serão emitidos relatórios mensais contendo avaliações dos casos executados e dos possíveis ajustes identificados, com a preparação visando a implantação dos processos oficialmente no ano de 2027. As avaliações do período sombra irão auxiliar a determinar a periodicidade de execução da ferramenta, sendo definida uma frequência mínima de execução mensal.

O período sombra será iniciado considerando a metodologia Simulação Monte Carlo, sendo considerado o método PJM como contingência, no caso da convergência do primeiro modelo exceder um limite de prazo de horário viável para consideração na Programação da Operação ou caso outra intercorrência seja observada. Detalhes específicos sobre o processo de contingência serão definidos durante o período sombra.

A Simulação Monte Carlo foi escolhida, pois permite a avaliação de mais cenários de operação, combinando pontos de carga alta e geração renovável baixa, por exemplo. Esse método também permite uma melhor representação dos cortes de geração renovável durante os sorteios dos pontos de operação. Além disso, a flexibilidade de implementação permite que melhorias futuras sejam implementadas, como: i) a consideração de outras distribuições além da normal para representar os desvios dos insumos; e ii) melhorias na representação dos subsistemas e dos intercâmbios/rede elétrica. Os efeitos na quantificação da reserva decorrentes da correlação existente entre as diferentes fontes de variabilidade também poderão ser objeto de avaliação.

O período sombra será iniciado considerando a abordagem Fontes Independentes. Essa abordagem foi selecionada, pois permite a representação individual do desvio de cada fonte conforme característica de cada subsistema, possibilita a representação simplificada dos intercâmbios e propicia o tratamento individualizado de outliers dos desvios de cada fonte.

Além disso, nas simulações iniciais do período sombra será considerado um risco de não atendimento à carga de 0,5%, conforme utilizado em estudos anteriores do ONS. Mais detalhes podem ser encontrados no Anexo D.

Ressalta-se que esses valores podem ser revistos ao longo das avaliações durante o período sombra, assim como as premissas indicadas nesse relatório dada os resultados verificados durante o período.

9 CONCLUSÕES E PROPOSTA DE IMPLANTAÇÃO NOS PROCESSOS DO ONS

Esta Nota Técnica apresentou o trabalho realizado em 2025 que estudou e indicou a Simulação de Monte Carlo como a metodologia para determinação dos requisitos de reserva de potência operativa no processo da Programação da Operação. No início de 2026, será realizada reunião específica com os agentes para apresentação deste trabalho.

A implantação deste novo processo se dará de forma progressiva, iniciando com um período sombra, a ser realizado ao longo de 2026, para calibração do modelo e ajustes finais de insumos. Nesse período, haverá o compartilhamento de relatórios mensais visando dar publicidade do andamento dos trabalhos aos agentes do setor elétrico.

Ainda em 2026, serão discutidos ajustes dos Procedimentos de Rede com consultas externas para a implantação no processo do Pós-DESSEM.

Após a conclusão dos testes do período sombra da presente metodologia, será realizada, em momento oportuno, a avaliação desta nova representação no modelo DESSEM no âmbito do Comitê Técnico PMO-PLD, também com ampla participação dos agentes do setor.

A REFERÊNCIAS

- [1] Annex 1: Policy on Load-Frequency Control and Reserves (amendment 33) - Synchronous Area Framework Agreement for Regional Group Continental Europe, 13/02/2024.
- [2] Anstine, L. T., Burke, R. E., Casey, J. E., Holgate, R., John, R. S., Stewart, H. G. (1963). Application of Probability Methods to the Determination of Spinning Reserve Requirements for the Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, PAS-82(68), 726–735.
- [3] Automatic Frequency Restoration Reserve Process – Implementation Guide, Version 1.2, European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), 08/02/2024.
- [4] Common Platform for Replacement Reserves – Implementation Guide, Version 1.3, European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), 19/10/2022. Disponível em <https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/EDI/Library/ERRP/Common Platform for Replacement Reserves Implementation Guide v1.3.pdf>.
- [5] Glossary of Terms Used in California ISO (CAISO). Disponível em <https://www.caiso.com/glossary>.
- [6] Leite da Silva, A. M., Fernandez, R. A. G., Singh, C. (2010). Generating Capacity Reliability Evaluation Based on Monte Carlo Simulation and Cross-Entropy Methods. IEEE Trans. on Power Syst., 25(1), 129–137.
- [7] Manual de cálculo de FPM/NH2. Disponível em https://dre.cepel.br/manual/nh2/manual/fpm_dados.html.
- [8] Relatório ONS DPL 0316-2022 - Estimativa de Reserva De Potência Operativa do SIN para o ano de 2023.
- [9] Relatório ONS 3/312/2006 - Reavaliação do Cálculo Probabilístico da Reserva de Potência Operativa.
- [10] Reliability Guideline - Operating Reserve Management: Version 3, North American Electric Reliability Corporation (NERC), aprovada pelo Reliability and Security Technical Committee em 08/06/2021. Disponível em <https://www.nerc.com/comm/RSTC Reliability Guidelines/Reliability Guideline Template Operating Reserve Management Version 3.pdf>.
- [11] RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P. Simulation and the Monte Carlo method. Third edition ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc, 2017.
- [12] Submódulo 1.2 “Glossário dos Procedimentos de Rede – Procedimental”, revisão 2025.02, vigência 01/05/2025.
- [13] Submódulo 2.3 “Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos – Critérios”, revisão 2025.02, vigência 01/05/2025.

[14] Submódulo 2.3 “Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos – Metodologia”, revisão 2021.08, vigência 17/09/2021.

[15] Summary of Frequency Co-optimised Essential System Services. Australian Energy Market Operator (AEMO). Disponível em <https://www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/wholesale-electricity-market-wem/system-operations/essential-system-services/summary-of-frequency-co-optimised-essential-system-services>. Acessado em 31 de outubro de 2025.

[16] System Operation Guideline (SOGL) Transparency Reporting, Version 2.0, European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), 01/06/2021.

B ANEXO – DETALHES DA SIMULAÇÃO MONTE CARLO

Para entendimento do método de solução, um exemplo de algoritmo da Simulação Monte Carlo é apresentado abaixo:

1. Iniciar o número de simulações $k = 0$;
2. Iniciar o número de sorteios $s = 0$;
3. Sortear um vetor baseado em sua distribuição de probabilidade:
 - 3.1 Para cada semi-horário, sortear um valor para a carga, considerando a distribuição normal e o desvio de previsão fornecidos;
 - 3.2 Para cada semi-horário, sortear o estado das máquinas convencionais, considerando a distribuição exponencial e os valores de taxa de falha e tempo médio de reparo fornecidos;
 - 3.2.1 Para preservar a cronologia de falhas, após o sorteio do estado das máquinas convencionais, também é sorteada a duração desse estado (em função da taxa de falha e tempo médio de reparo);
 - 3.3 Para cada semi-horário, sortear um valor para as gerações renováveis variáveis (eólica, fotovoltaica etc.), considerando a distribuição normal e o desvio de previsão fornecidos;
 - 3.4 Verificar os valores de intercâmbio entre regiões e cortar geração renovável nas regiões cuja geração ultrapasse o limite máximo de exportação;
 - 3.5 Estimar o valor de energia não suprida para cada semi-horário;
4. Estimar o índice de risco de não atendimento à carga em função do valor de energia não suprida e calcular valor de beta;
5. Se valor de beta é menor que beta preestabelecido ir para o passo 6; caso contrário, fazer $s = s + 1$ e retornar ao passo 3;
6. Se o valor de risco para algum semi-horário ainda é maior que o risco preestabelecido, acrescentar mais uma máquina convencional ao parque;
7. Se todos os valores de risco são satisfatórios, ir para o passo 8; caso contrário, fazer $k = k + 1$ e retornar ao passo 2;
8. Realizar o ajuste fino considerando as últimas máquinas convencionais a fim de que o risco calculado seja exatamente o risco esperado;
9. Encerrar simulação.

C ANEXO – METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DA R2

As reservas R2r e R2e devem ser dimensionadas de forma a compensar o efeito combinado das variações instantâneas de carga, geração eólica, geração solar e MMGD no SIN, observadas dentro do patamar de programação atualmente estabelecido em 30 minutos. Considerando que as usinas hidráulicas são as principais fontes responsáveis por essa compensação, propõe-se que o dimensionamento da R2 seja fundamentado em uma análise estatística de dados recentes de variação instantânea da geração hidráulica.

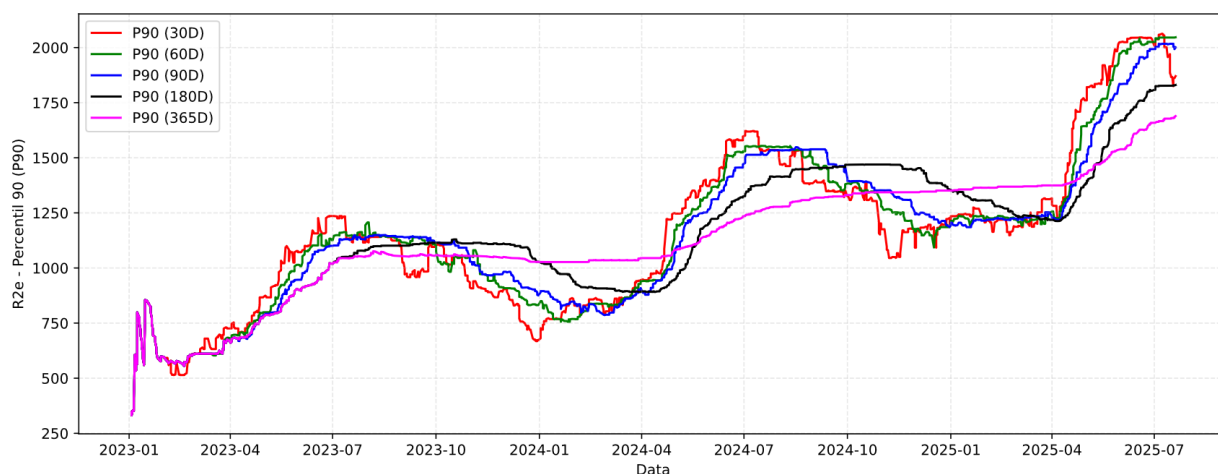
Adicionalmente, adota-se a premissa de que o CAG deve ser capaz de atender variações da carga líquida em um intervalo de 15 minutos em, no mínimo, 95% dos casos, considerando o histórico dos últimos 90 dias. Assim, cabe ao operador em tempo real assegurar que o CAG disponha de margem de regulação suficiente para manter o controle de frequência nos 15 minutos subsequentes do patamar de programação.

O levantamento de dados históricos inicia-se com a classificação dos intervalos em rampas ascendentes ou descendentes de geração, com base na ordem de ocorrência dos valores máximo e mínimo em cada intervalo de 15 minutos. Quando o valor máximo ocorre após o mínimo, o intervalo é classificado como ascendente; quando ocorre antes, é classificado como descendente.

Em seguida, calcula-se a variação da geração pela diferença entre o valor máximo ou mínimo e a média do respectivo intervalo de 15 minutos, sendo encontrados respectivamente os valores de margem secundária de elevação (R2e) e de redução (R2r) para cada intervalo. Rampas ascendentes no intervalo de 15 minutos levam a valores de R2e positivos e de R2r nulos, enquanto rampas descendentes levam a valores de R2r positivos e de R2e nulos. Os valores de R2e e R2r computados em cada patamar de 15 minutos são agrupados dentro dos seus respectivos patamares de programação de 30 minutos em uma janela móvel de dados históricos de 90 dias. O valor correspondente ao percentil 95 (P95) dessas variações agrupadas dentro de cada patamar de 30 minutos, ao longo da janela móvel de dados históricos, é adotado como requisito de reserva a ser alocado.

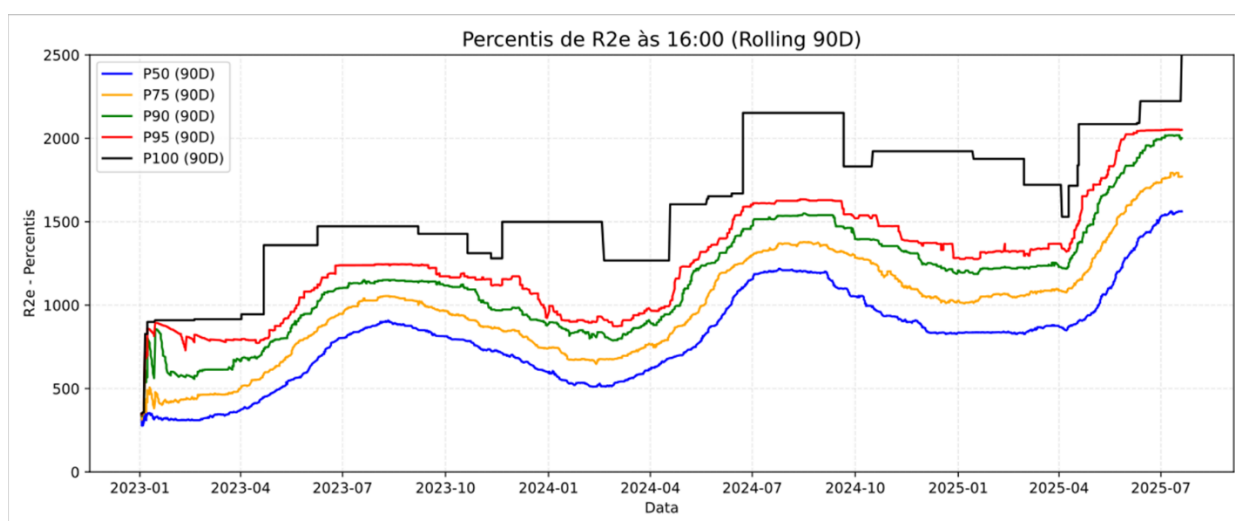
Para calibrar o tamanho da janela móvel, foi realizada uma análise (Figura C-1) do comportamento do percentil 90 (P90) de um determinado patamar de 30 minutos considerando janelas de 30, 60, 90, 180 e 365 dias. Observou-se que janelas curtas (30 e 60 dias) geram alta volatilidade, decorrente do peso de cada nova amostra no conjunto de dados, enquanto janelas longas (180 e 365 dias) reduzem a sensibilidade a mudanças recentes e atenuam a representação da sazonalidade. A janela de 90 dias apresentou o melhor equilíbrio, permitindo capturar a evolução das condições operativas sem introduzir volatilidade excessiva.

Figura C-1: Análise de dados para definição do tamanho da janela móvel: P90 do patamar 16h-16h30 com diferentes tamanhos de janela móvel



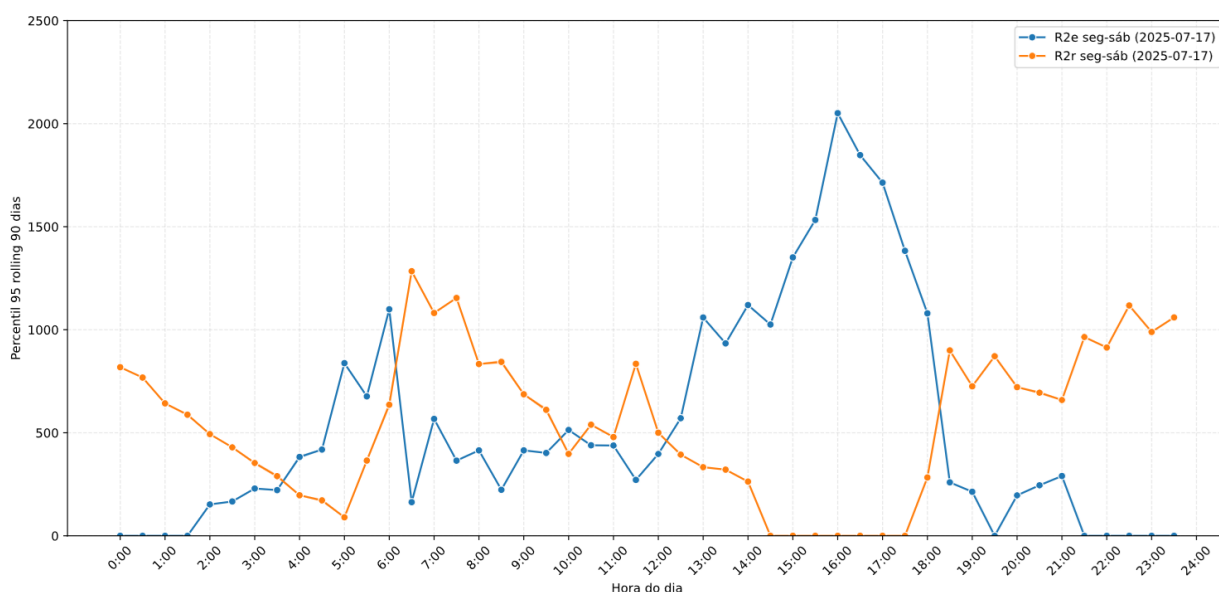
O critério de seleção do percentil apropriado foi baseado na redução do efeito de outliers na série de dados histórica. Conforme Figura C-2, para percentis de R2e calculados para às 16h00 com a janela deslizante de 90 dias, é possível visualizar um maior distanciamento entre o percentil 95 e o percentil 100, em oposição ao distanciamento do percentil 95 com os percentis 90 e 75, evidenciando que o uso do percentil 95 se apresenta como uma alternativa capaz de representar com maior fidelidade o conjunto de amostras. Portanto, a adoção do percentil 95 se mostrou como uma alternativa eficaz na redução do efeito dos outliers no processo de amostragem de R2.

Figura C-2: Percentis de R2e às 16h00 (seg-sáb)



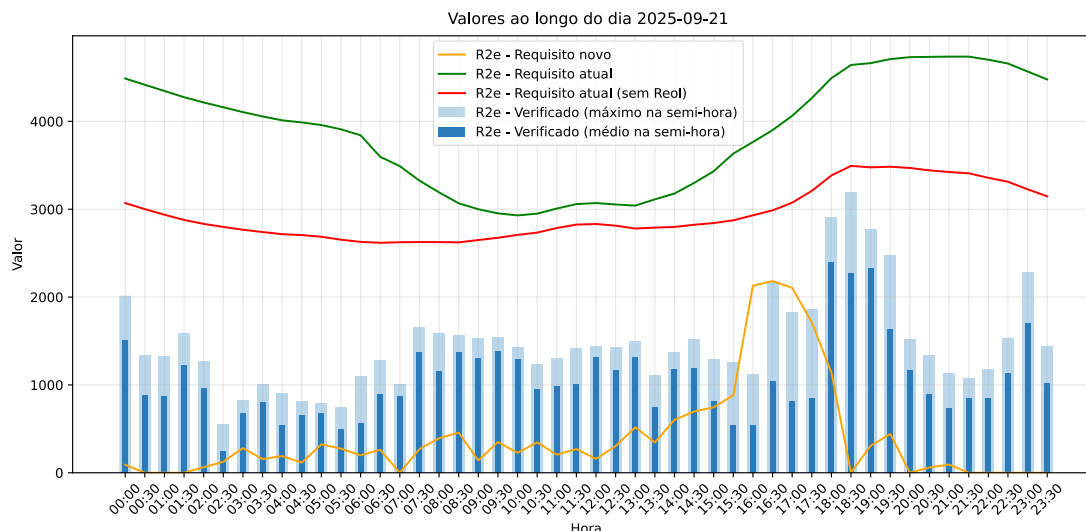
Os requisitos de R2e e R2r que seriam estabelecidos para o dia 17/07/2025 com base na metodologia proposta estão apresentados na Figura C-3. É possível notar a complementaridade dos requisitos de reserva secundária, sendo o requisito de elevação maior no final da tarde, quando há um efeito combinado da saída dos recursos de geração solar e a elevação de carga, que requer compensação da geração hidráulica, muitas vezes partindo de um patamar reduzido. O requisito de reserva de redução é maior no início da manhã, quando ocorre a entrada da geração solar.

Figura C-3: Exemplo de dimensionamento da R2e e R2r por semi-hora



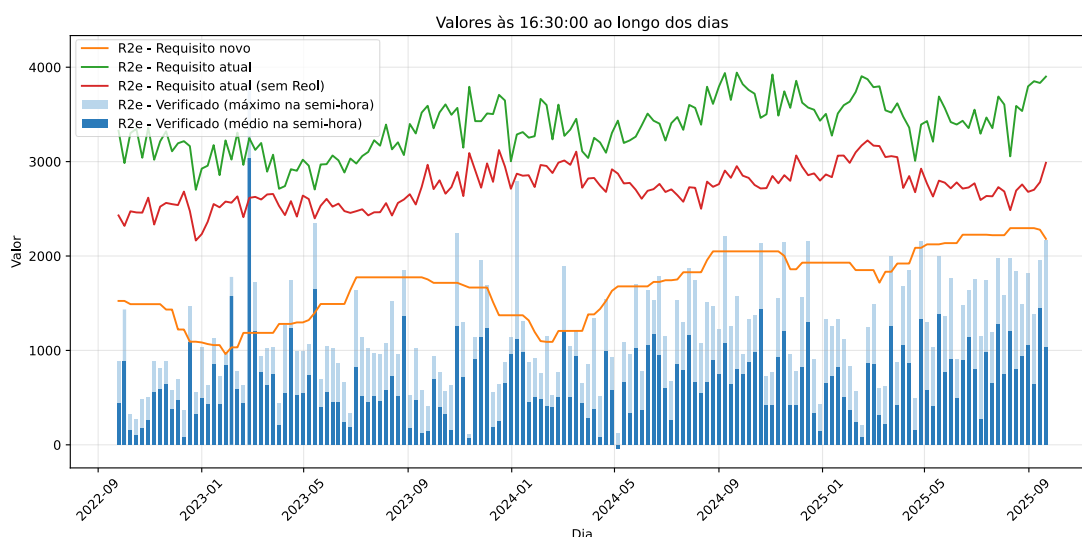
A partir da análise referente aos requisitos de R2e propostos e os atualmente estabelecidos nos Procedimentos de Rede, bem como seus valores verificados, Figura C-4, é possível notar por meio da que os valores verificados de R2e para o dia 21/09/2025 encontram-se acima do novo requisito proposto em grande parte do dia, o que demonstra que os valores atualmente utilizados de reserva secundária de elevação podem ser otimizados fora do horário crítico, garantindo uma economicidade nos horários em que foi sobredimensionado.

Figura C-4: Comparação de requisito e realizado de R2e por patamar de 30 minutos no dia 21/09/2025



A Figura C-5 apresenta o requisito de R2e definido conforme nova metodologia proposta em comparação ao atualmente definido nos Procedimentos de Rede, bem como seus valores verificados ao longo de 2022 a 2025 para o patamar das 16h30 às 17h. Por meio do gráfico é possível ver que os requisitos de R2e definidos em Procedimentos de Rede possuem um comportamento aproximadamente constante ao longo dos últimos anos, o que se deve ao efeito da pequena elevação da carga no SIN. Por levar em conta diretamente os efeitos das fontes renováveis na carga líquida do SIN, a nova metodologia traduz de forma mais adequada a necessidade de aumentar o requisito em função das variações cada vez mais intensas dentro do patamar de 30 minutos.

Figura C-5: Comparação de requisito e realizado de R2e para o patamar de 16h30 às 17h nos anos de 2022 a 2025



Portanto, como metodologia abordada durante o período sombra de testes, será considerado o uso da janela móvel de 90 dias com o percentil 95. O cálculo deve ser realizado semanalmente, idealmente às sextas-feiras, definindo a reserva para a semana operativa seguinte.

D ANEXO – DEFINIÇÃO DE PREMISSAS PARA O PERÍODO SOMBRA

Durante o período inicial de testes da metodologia foram iniciadas análises sobre questões como: parâmetros de execução dos modelos, performance computacional, risco de não atendimento a carga, impacto no requisito da consideração de riscos através da definição do percentil de desvios a serem cobertos. Os assuntos serão tratados nos tópicos a seguir.

Destaca-se que os testes preliminares foram feitos considerando a execução diária da atualização do requisito de reserva. Portanto, todas as curvas de geração e carga consideradas são aquelas previstas com um dia de antecedência. De forma semelhante, para o ano de 2026, o período sombra será iniciado considerando periodicidade diária de execução do modelo.

D.1 Percentil da população de desvios a ser atendida

Os desvios de geração e/ou carga foram definidos através dos Grupos de Trabalhos. Os desvios dos insumos são expressos em termos de desvios-padrão de distribuições normais. Em uma distribuição normal, o intervalo entre a média e ± 3 desvios-padrão abrange, aproximadamente, 99,7% dos dados.

Foram feitos alguns testes utilizando o programa NH2 para avaliar o impacto da consideração de diferentes parcelas de população de desvios (P99, P97 e P95) no requisito de reserva. Os resultados seguem na Figura D-1 e na Figura D-2.

Figura D-1: Teste de requisito de reserva para diferentes populações, para dia 18/09/2025 considerando abordagem Carga Simulada e versão NH2 13.7.0

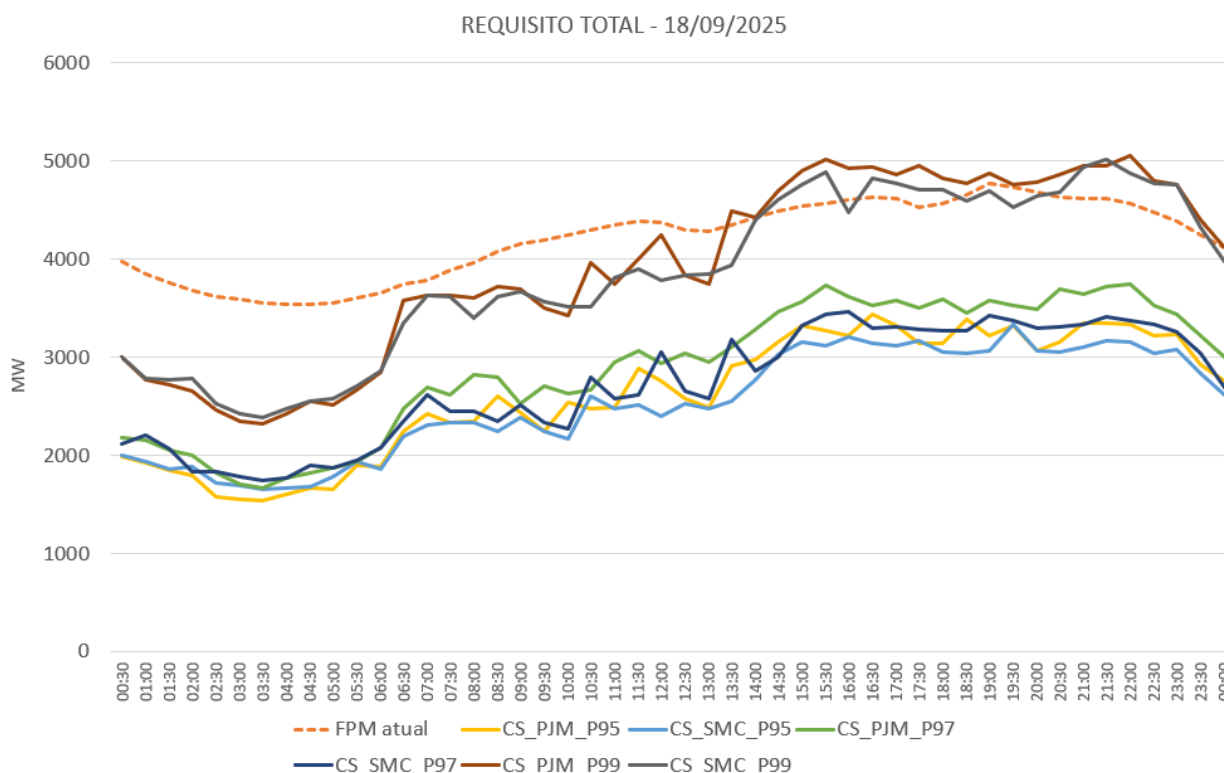
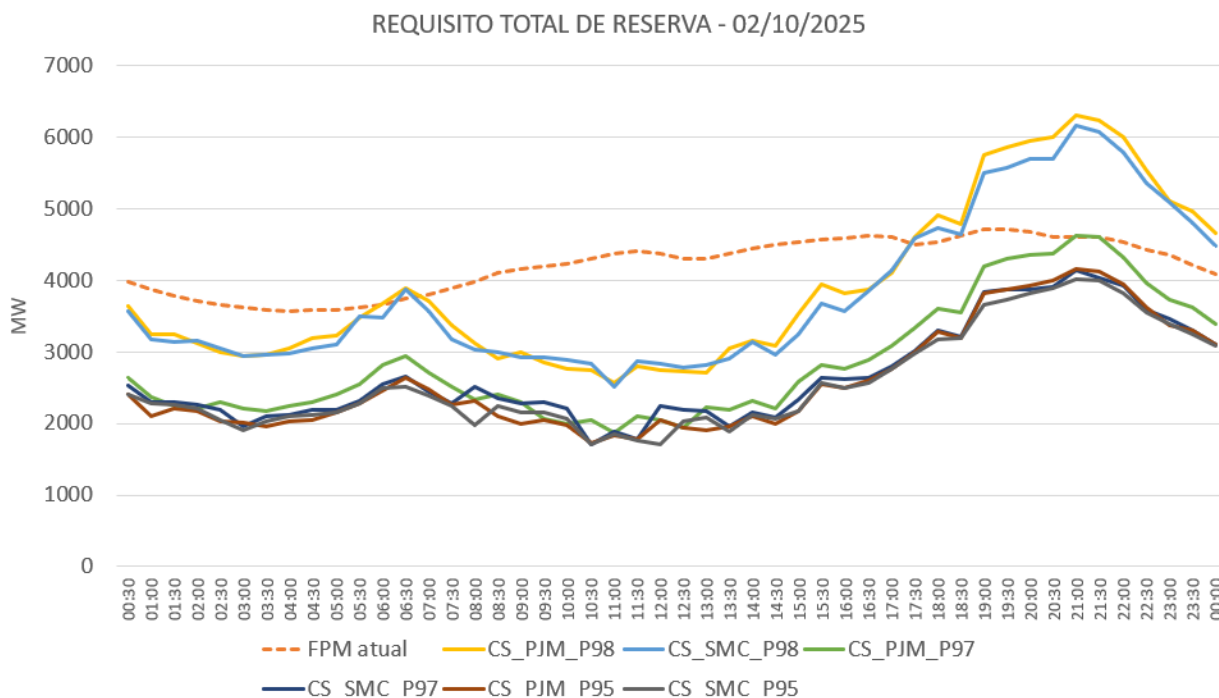


Figura D-2: Teste de requisito de reserva para diferentes populações, para dia 02/10/2025 considerando abordagem Carga Simulada e versão NH2 13.7.0



Os resultados indicam que há diferenças na consideração de diferentes parcelas de população, havendo uma diferença significativa com aumento de reserva entre a consideração da P97 para a P99. Além disso, a escolha do P99 pode abranger um cenário muito elevado de desvios, de forma que possíveis desvios esporádicos (*outliers*) passem a ser contabilizados. Ressalta-se o valor a ser utilizado, no caso da abordagem Carga Simulada, pode ser definido ao longo das avaliações durante o período sombra.

D.2 Performance computacional

Conforme testes realizados com a ferramenta NH2 ao longo do ano de 2025, os tempos da Simulação Monte Carlo sofrem alterações significativas dependendo caso analisado, em função do ponto de operação e dos sorteios realizados. Alguns resultados chegam à ordem de horas de simulação, o que pode ser considerado inviável para execução na dinâmica na etapa de programação diária. Esse fator se constitui um ponto de atenção. Por outro lado, os tempos de execução do método PJM apresentam resultados semelhantes em diferentes casos, independente do dia ou população, na ordem de segundos.

No entanto, destaca-se que mais medidas de melhoria da performance computacional para a Simulação Monte Carlo estão sendo adotadas, incluindo avaliação de implementações por parte do CEPEL.

Para o ano de 2026, o período sombra será iniciado executando o método Simulação Monte Carlo, sendo definido o método PJM como contingência em caso de tempo de processamento muito elevado para o primeiro.

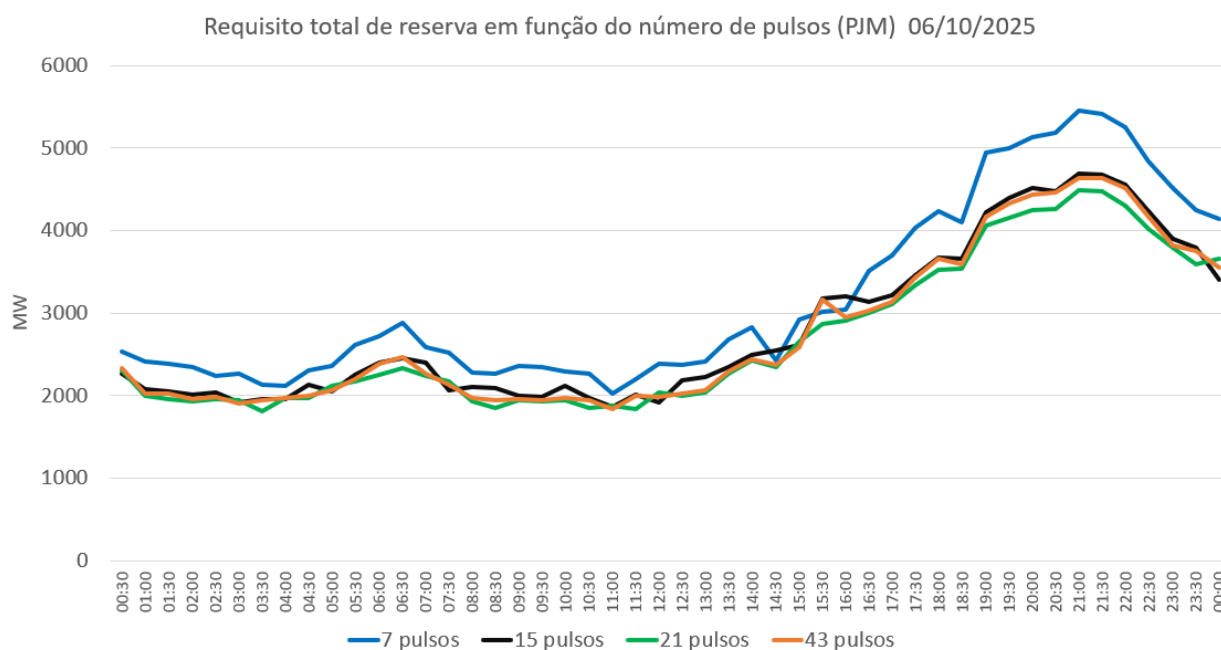
D.3 Parâmetro: risco de não atendimento à carga

Foi definido que o período sombra será iniciado considerando o parâmetro de risco de não atendimento à carga de 0,5%, conforme já era considerado nos estudos de planejamento elétrico para elaboração do Relatório Anual de Estimativa da Reserva de Potência Operativa e conforme o Relatório de Reavaliação do Cálculo Probabilístico da Reserva de Potência Operativa de 2006 [9]. Ressalta-se que durante o período sombra os estudos desse último relatório podem ser revisitados.

D.4 Parâmetro: número de pulsos do PJM

Um parâmetro disponível para ajuste para execução do método PJM é o número de pulsos (ou patamares) considerados para amostragem da carga. Foram executados testes, conforme Figura D-3, para analisar a diferença obtidas para as configurações de 7, 15, 21 e 43 pulsos. Os casos foram executados considerando a abordagem Carga Simulada, na versão 13.7.0 do NH2, utilizando a população de P97.

Figura D-3: Teste das simulações de requisitos de reserva para dia 06/10/2025, considerando diferentes números de pulsos no método PJM



Verifica-se que a partir de 15 pulsos, os requisitos de reserva se tornam suficientemente similares. O tempo de execução dos casos segue na Tabela D-1. Nota-se que não há diferença relevantes de tempo computacional, em todos os casos o método analítico PJM apresenta performance adequada.

Tabela D-1: Tempo computacional para diferentes números de pulsos no método PJM

Caso	Tempo de simulação
06/10/2025 – 7 pulsos	19 s
06/10/2025 – 15 pulsos	23 s
06/10/2025 – 21 pulsos	16 s
06/10/2025 – 43 pulsos	17 s

Dessa forma, definiu-se que o período sombra será iniciado considerando a amostragem de 15 pulsos no caso do uso da contingência PJM. Ressalta-se que o valor pode ser revisto ao longo das avaliações durante o período sombra.

E ANEXO – CONSIDERAÇÃO DOS INTERCÂMBIOS ENTRE SUBSISTEMAS NO CASO DE ABORDAGEM FONTES INDEPENDENTES

No NH2 para o caso da abordagem com as Fontes Independentes, a consideração do intercâmbio entre os subsistemas será representada inicialmente de forma simplificada, através de um balanço energético entre a carga e geração de cada subsistema, de tal forma que, se o montante de geração for superior à sua carga, esse subsistema será exportador e, no cenário contrário, será importador. Dessa forma, a rede elétrica e os fluxos de conexão entre subsistemas não são representados explicitamente. Contudo, a simplificação adotada permite uma aproximação tanto da possibilidade de alocação da geração em cada subsistema quanto da capacidade de escoamento da geração, principalmente a geração renovável no subsistema Nordeste e hidráulica no Norte.

Os limites de importação e exportação de cada subsistema são informados nos arquivos de entrada do programa em seus respectivos arquivos de curva de potência (CSV), com valores em base semi-horária. Esses limites, apresentados na Tabela E-1, são definidos através da consulta dos dados programados de limite dos fluxos e do próprio valor do fluxo, usando como referência a programação do dia anterior do estudo em questão.

Conforme apresentado na tabela abaixo, observa-se que apenas para o subsistema Sul há limite de importação, que será definido pelo valor mais restritivo do limite calculado para o fluxo RSUL (recebimento pela região Sul). Para o subsistema Nordeste, há a definição do limite de exportação pela soma dos limites mais restritivos dos fluxos FNESE (Fluxo Nordeste / Sudeste) e FNEN (Fluxo Nordeste / Norte).

Por fim, para a definição do limite de exportação do Norte é necessário realizar um equacionamento, uma vez que o nó de conexão N e NE com SE, que faz parte da rede elétrica, não é representado.

O equacionamento é realizado considerando o limite total de exportação do Norte e Nordeste $((FNS + FNESE) + \text{Bipolos Xingu})$ e posteriormente subtraindo o valor da exportação do Nordeste $(FNESE + FNEN)$. Cabe ressaltar que os valores de limite dos bipolos Xingu / Estreito e Xingu / Terminal Rio serão considerados através de uma tabela que relaciona os valores do Bipolo com o Somatório do fluxo $FNS + FNESE$, o que se trata de uma simplificação, uma vez que o valor depende de uma série de outras variáveis.

Tabela E-1: Consideração dos limites de importação e exportação por subsistema

Definições	Limite
N - Importação	Sem limite (999999)
N - Exportação	$(\text{Limite FNS} + \text{FNESE D-1} + \text{Limite Bipolos Xingu}) - (\text{FNESE D-1} + \text{FNEN D-1})$
NE - Importação	Sem limite (999999)
NE - Exportação	$\text{Limite FNESE D-1} + \text{Limite FNEN D-1}$
SE - Importação	Sem limite (999999)
SE - Exportação	Sem limite (999999)
S - Importação	Limite RSUL D-1
S - Exportação	Sem limite (999999)

F ANEXO – GT01 – TAXAS DE FALHA E TEMPO DE REPARO DAS UNIDADES GERADORAS

F.1 INTRODUÇÃO

O trabalho desenvolvido está inserido dentro da Meta PPR 2025: Meta 3: Evolução da capacidade do ONS na gestão de Recursos Energéticos Distribuídos – RED, Marco 2: Avaliação da Dinâmica das Incertezas nas Previsões de Dados para a Programação Diária da Operação. O objetivo final é determinar a atualização do método de cálculo da reserva operativa, conforme a conjuntura operativa.

Dentro desse contexto, os dados de taxa de falha e tempo médio de reparo são utilizados para cálculo probabilístico do requisito de reserva.

F.2 OBJETIVO

O trabalho desenvolvido tem como objetivo auxiliar na determinação da representação da geração hidráulica no programa NH2.

Os objetivos específicos deste grupo de trabalho são:

- Avaliar qual seria o melhor dado de taxas de falha forçadas e tempo de reparo dos equipamentos.
- Definir o período do histórico adequado (1 ano, 2 anos, ..., 5 anos).
- Definir a atualização (mensal, semestral ou anual).
- Avaliar se é necessária alguma atualização especial para usinas térmicas em função da sazonalidade do uso do recurso.
- Definir como os dados serão repassados para a programação de forma provisória e/ou definitiva.
- Elaborar relatório com as justificativas.

F.3 AVALIAÇÕES

As formulações de Taxa de Desligamento Forçado (TDF) e o Tempo Médio de Reparo (TMR), utilizados para calcular a probabilidade de falha das unidades geradoras para cálculo da reserva, constam no Submódulo 9.2 - Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração. Ressalta-se que são utilizados parâmetros diferentes daqueles considerados pelo modelo energético NEWAVE, no qual são utilizados os parâmetros TEIF e IP. São considerados dados apenas para as usinas térmicas e hidráulicas, uma vez que as fontes eólicas e solares são compostas por diversas unidades, com porte reduzido, sem acompanhamento sistemático de disponibilidade pelo ONS.

A TDF representa a divisão do número de falhas forçadas pelo tempo que o equipamento ficou em operação, estando anteriormente no estado ligada ou operando como compensador síncrono. Saídas programadas ou falhas de partida não são contabilizadas no numerador da expressão. A fórmula é dada por:

$$TDF = \frac{\sum_{i=1}^N NDF_i}{\sum_{i=1}^N HX_i} \times 8.760$$

Onde:

NDF_i = Número de desligamentos forçados da função i , no período considerado.

HX_i = Número total de horas de serviço da função i , no período considerado.

i = Contador do número de funções.

N = Número total de funções, conforme agregações apresentadas.

8760 = Fator de anualização (8.784 para anos bissextos).

Pelo Submódulo 9.2, o TMR é dado pela divisão do número de horas indisponível para reparos (após saídas forçadas, estando anteriormente no estado ligada ou operando como compensador síncrono) pelo número de saídas forçadas:

$$TMR = \frac{\sum_{i=1}^N HIR_i}{\sum_{i=1}^N NDF_i}$$

Onde:

HIR_i = Número de horas em que o equipamento i ou o circuito da LT i ficou indisponível para operação e entregue à manutenção forçada.

NDF_i = Número de desligamentos forçados do equipamento i ou LT i .

N = Índice da agregação, indicando o número de equipamentos ou circuitos da LT.

i = Contador do número de equipamentos ou circuitos da LT.

Ao analisar os dados, notou-se que há muitas UGs com tempos de reparo relativamente curtos, mas com 1 ou 2 casos de defeitos mais graves, que levaram muitos dias ou meses para serem reparados, o que pesa no resultado da média de forma desproporcional. De forma a eliminar esse tipo de outlier, propõe-se a adoção da mediana dos tempos de reparo, ao invés da média.

Para ambos os indicadores, são desconsiderados do cálculo os desligamentos forçados provocados por falta de caminho elétrico ou falta de combustível, classificados com as origens abaixo no sistema SAGER:

- GAC - Restrição elétrica imposta por ativos de conexão
- GRB - Restrição elétrica imposta pela Rede Básica

- GOU - Restrição elétrica imposta por outros sistemas de transmissão
- GOO - Restrição por outras origens externas
- GCB - Indisp combust. - despachada por mérito ou restrição elétrica
- GCI - Indisp combust.- não despachada por mérito ou restrição elétrica

Em função da sazonalidade da utilização do recurso térmico, com maior ou menor utilização no período seco do SIN a depender das condições climáticas e hidrológicas de cada ano, definiu-se a utilização de uma janela rolante de 5 anos no cálculo dos indicadores.

Para as unidades geradoras com operação comercial inferior a 1 ano, deve ser considerado o indicador agregado para unidades geradoras do mesmo combustível. Para unidades geradores com operação comercial superior a 1 ano, mas inferior a 5 anos, será considerado o seu tempo de operação.

Os indicadores serão calculados para o período de jan/[A-5] a dez/[A-1], sendo atualizados anualmente para utilização a partir da 1ª semana operativa de fevereiro de cada ano A.

F.4 DISPONIBILIZAÇÃO DAS INFORMAÇÕES

Os indicadores por unidade geradora serão fornecidos para a equipe da Programação Diária da Operação via planilha, com consulta à base de dados do ONS.

Posteriormente, com o uso da ferramenta e consolidação das informações necessárias, a especificação do cálculo será encaminhada para a área de TI para que seja processado e disponibilizado de forma automática na base de dados do ONS.

G ANEXO – GT02 – ERROS DE PREVISÃO DE GERAÇÃO EÓLICA E FOTOVOLTAICA

G.1 INTRODUÇÃO

O trabalho desenvolvido está inserido no escopo da Meta PPR 2025: Meta 3: Evolução da capacidade do ONS na gestão de Recursos Energéticos Distribuídos – RED, Marco 2: Avaliação da Dinâmica das Incertezas nas Previsões de Dados para a Programação Diária da Operação.

O objetivo final é determinar a atualização do método de cálculo da reserva operativa, conforme a conjuntura operativa. Nesse contexto, os dados de desvios da previsão de geração das fontes eólica e solar são utilizados para o cálculo probabilístico do requisito de reserva.

G.2 OBJETIVO

O presente trabalho tem como objetivo propor uma metodologia para a estimativa da incerteza associada às previsões de geração das fontes solar e eólica, no âmbito da programação diária, de modo a subsidiar o cálculo probabilístico do requisito de reserva.

G.3 ANÁLISE INICIAL DOS DADOS DE GERAÇÃO EÓLICA E SOLAR

Para definir a melhor abordagem de estimativa da incerteza das previsões das fontes renováveis variáveis (FRVs), é necessário, inicialmente, compreender sua variabilidade sazonal e intradiária. Para isso, foram compilados, de janeiro de 2018 a janeiro de 2025, os valores previstos em D-1 e os correspondentes valores observados de ambas as fontes, agregados por subsistema, com o objetivo de identificar padrões tanto no comportamento das variáveis quanto nos desvios associados.

G.3.1 Geração Eólica

Para fins de programação, a geração eólica está concentrada nos subsistemas Norte, Sul e Nordeste, sendo este último o de maior capacidade instalada. Quanto à sazonalidade, cada subsistema apresenta características próprias. As imagens abaixo, Figura G-1, Figura G-2 e Figura G-3, mostram o fator de capacidade (FC) médio diário de cada subsistema ao longo dos anos, calculado a partir de médias centradas de 15 dias.

Figura G-1: Sazonalidade do fator de capacidade da geração eólica do subsistema Norte

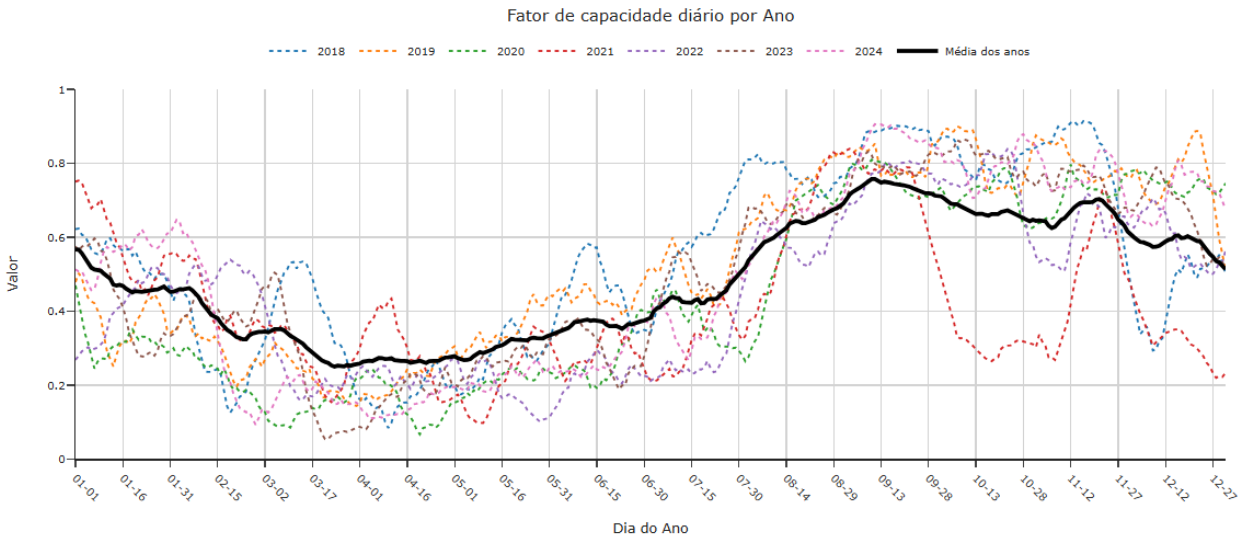


Figura G-2: Sazonalidade do fator de capacidade da geração eólica do subsistema Sul

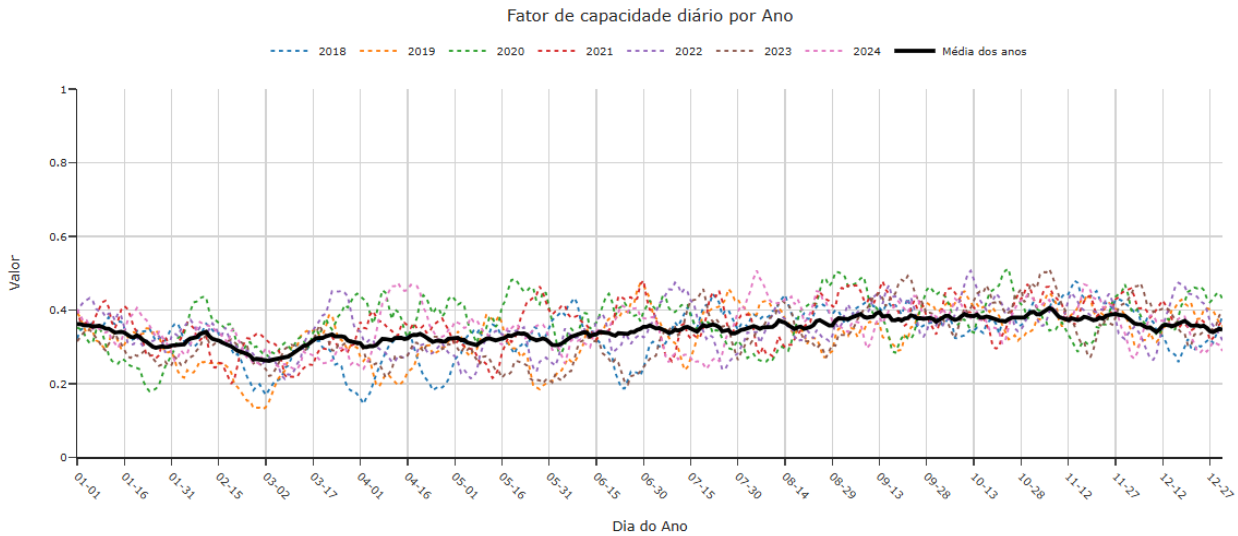
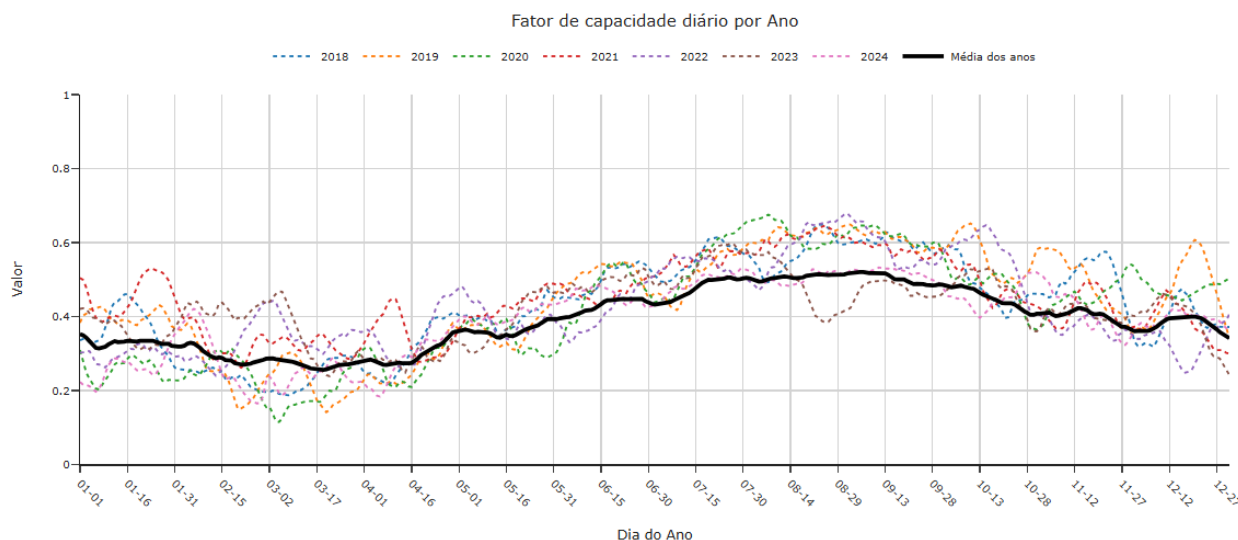


Figura G-3: Sazonalidade do fator de capacidade da geração eólica do subsistema Nordeste



Os subsistemas Norte e Nordeste apresentam uma sazonalidade bem definida, com o mínimo de geração próximo ao equinócio de outono e o máximo em torno do equinócio de primavera. Em termos de amplitude, o Norte exibe maior variabilidade do fator de capacidade (FC) diário. No entanto, não é possível afirmar se esse comportamento decorre de características meteorológicas da região ou do fato de o número de parques instalados no Norte ser significativamente menor que no Nordeste.

Já o subsistema Sul não apresenta uma sazonalidade marcante, com os FCs diários variando de forma mais estável, em torno de 0,3 a 0,4. Considerando a dispersão entre os anos, o Norte novamente se destaca com maior variabilidade, embora esse efeito também possa estar relacionado à menor quantidade de parques na região.

A Figura G-4, a Figura G-5 e a Figura G-6 apresentam a variabilidade do FC da geração eólica ao longo do dia normalizado pela semi-hora (SH) de maior FC para os subsistemas Norte, Sul e Nordeste respectivamente.

Figura G-4: Variabilidade do fator de capacidade da geração eólica ao longo do dia para o subsistema Norte.

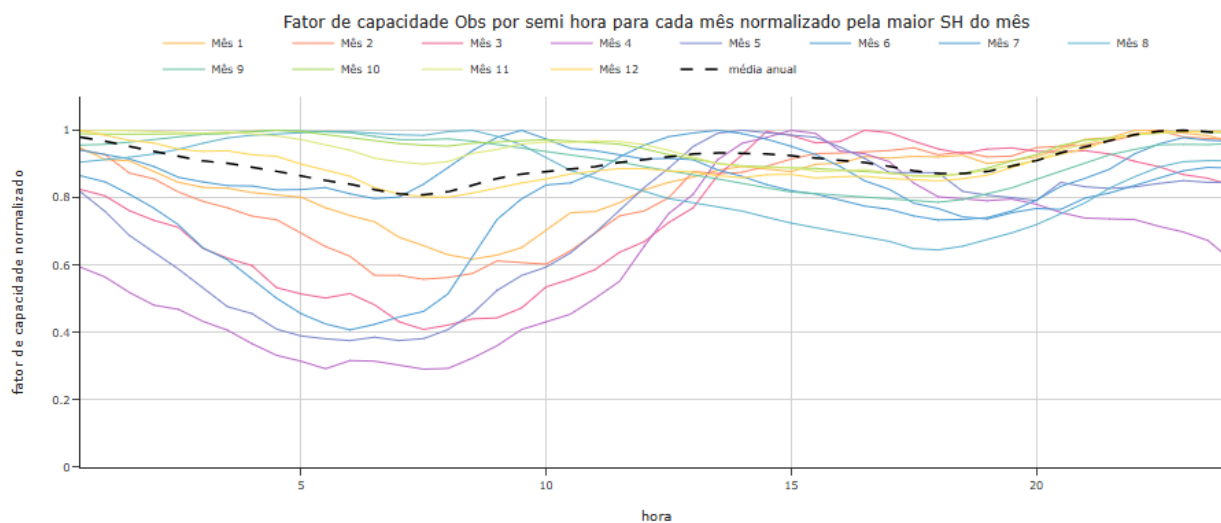


Figura G-5: Variabilidade do fator de capacidade da geração eólica ao longo do dia para o subsistema Sul

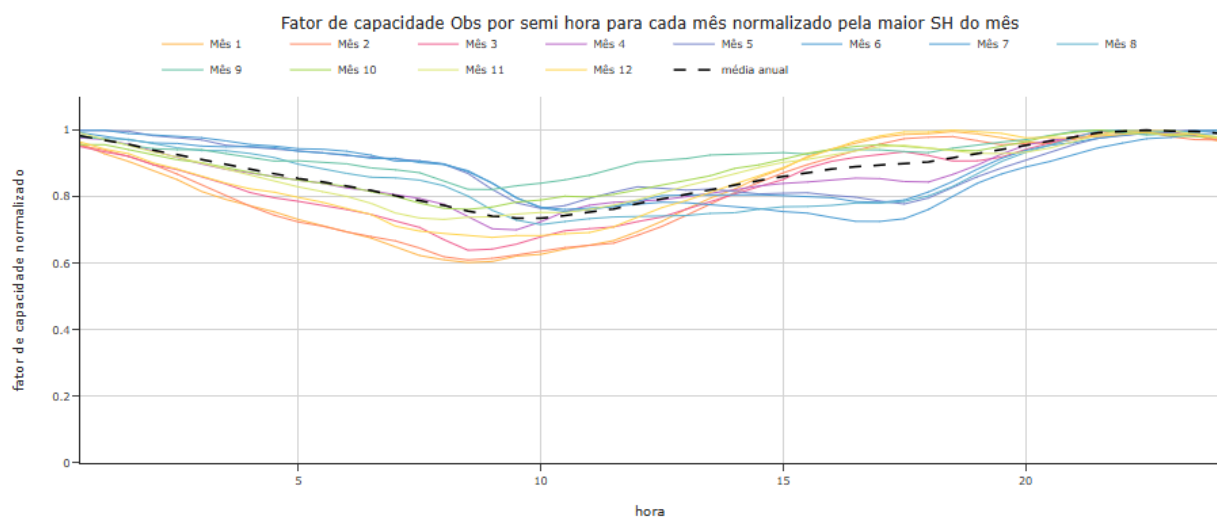
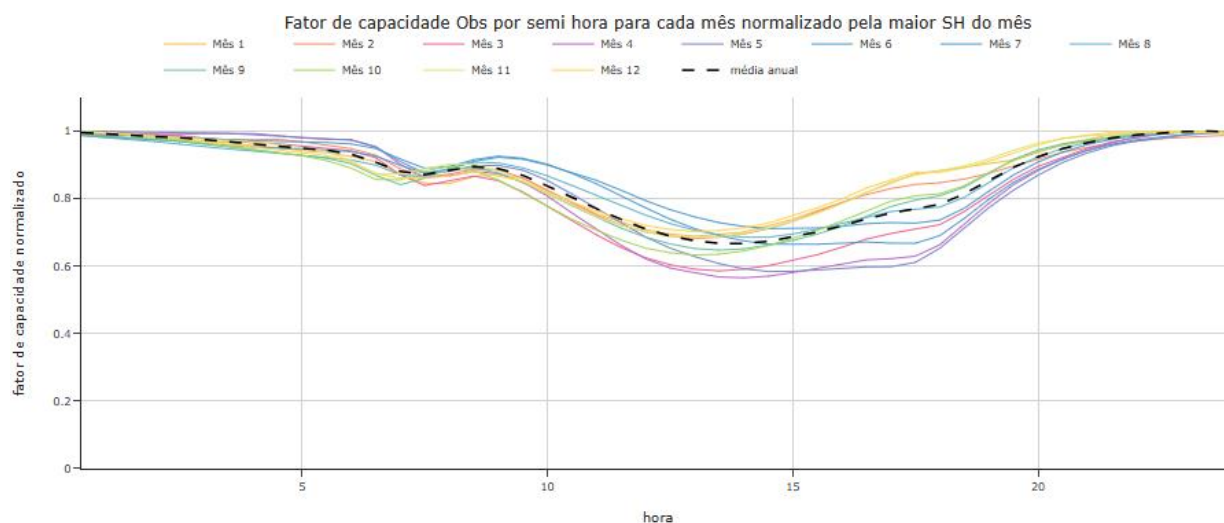


Figura G-6: Variabilidade do fator de capacidade da geração eólica ao longo do dia para o subsistema Nordeste



Para o subsistema Norte há uma maior variabilidade ao longo dos meses com os meses de inverno possuindo um vale mais pronunciado no início da manhã. No subsistema Sul ocorre o inverso com o vale da manhã no inverno sendo menos pronunciado do que no verão, contudo a elevação do final da tarde ocorre depois nos meses de inverno em relação aos meses de verão.

No subsistema Nordeste ocorre efeito similar ao da região Sul com o vale do fim do meio do dia ocorrendo mais tarde, porém com a retomada da geração também ocorrendo em horário posterior se comparado com os meses do verão.

G.3.2 Geração Fotovoltaica

Na Figura G-7 e na Figura G-8 estão apresentadas o fator de capacidade (FC) médio diário de cada subsistema ao longo dos anos, calculado a partir de médias centradas de 15 dias dos subsistemas Sudeste e Nordeste respectivamente.

Figura G-7: Sazonalidade do fator de capacidade da geração solar do Subsistema Sudeste

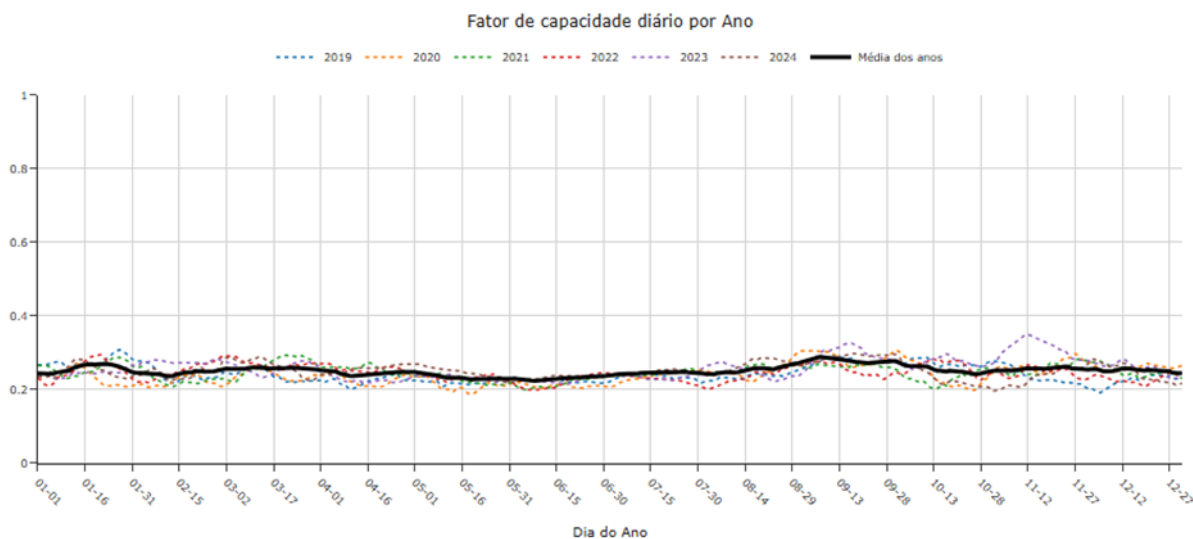
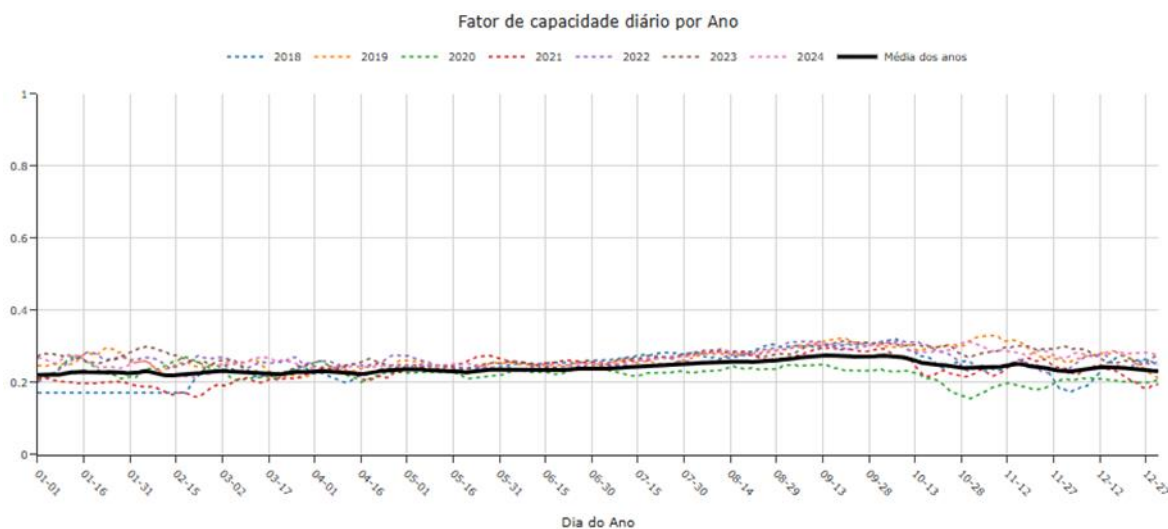


Figura G-8: Sazonalidade do fator de capacidade da geração solar do Subsistema Nordeste



Em ambos os subsistemas é possível ver um pico do FC próximo ao equinócio de primavera. Especificamente para o subsistema Sudeste há um pequeno vale nos meses de maio e junho que antecedem o inverno.

A Figura G-9 e a Figura G-10 apresentam a variabilidade do FC da geração solar ao longo do dia normalizado pela semi-hora (SH) de maior FC para os subsistemas Sudeste e Nordeste, respectivamente.

Figura G-9: Variabilidade do fator de capacidade da geração solar ao longo do dia para o subsistema Sudeste

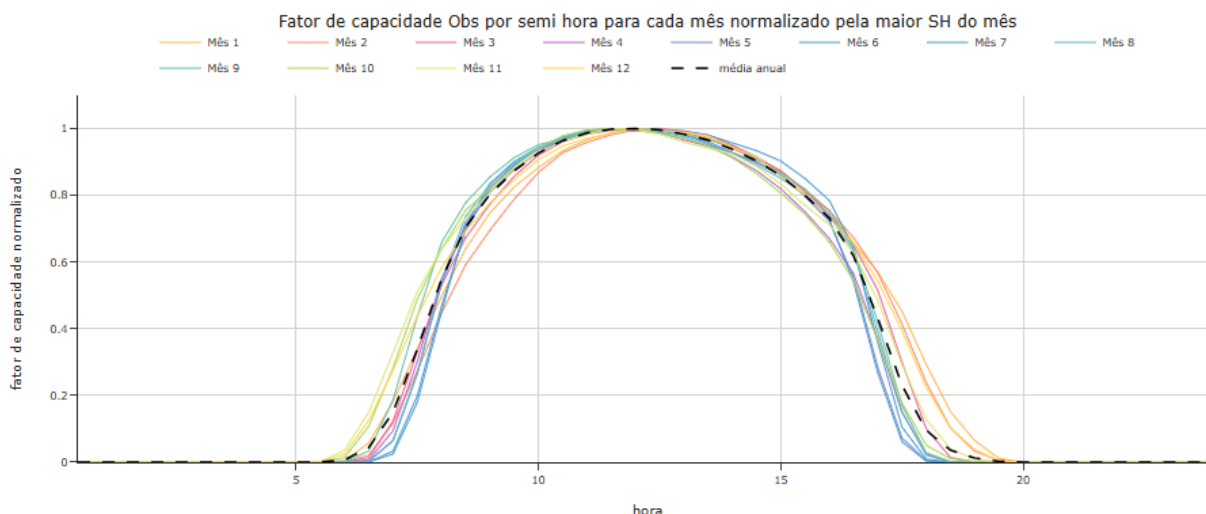
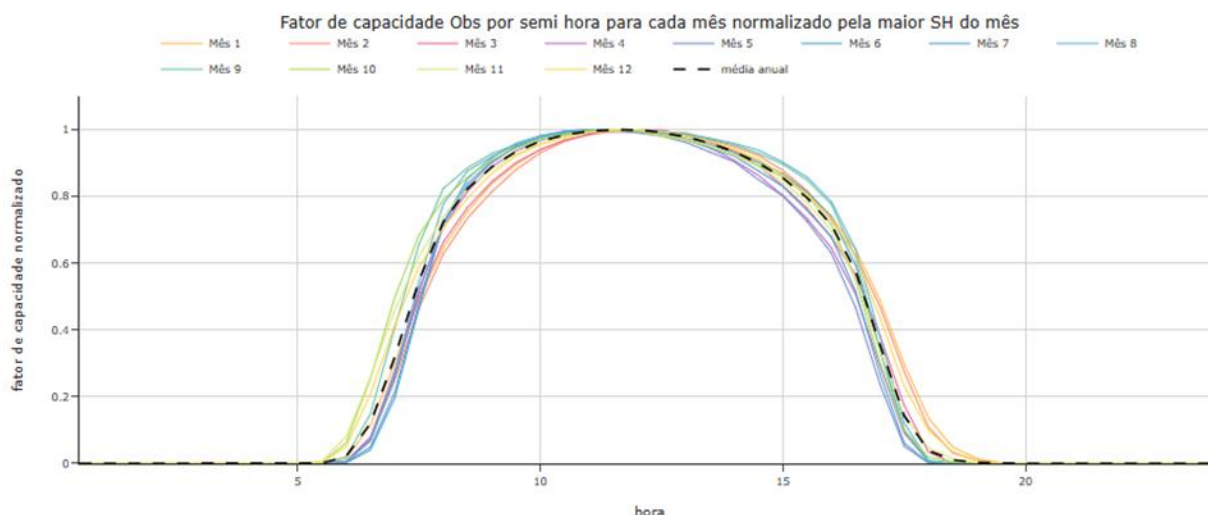


Figura G-10: Variabilidade do fator de capacidade da geração solar ao longo do dia para o subsistema Nordeste



A geração solar em ambos os subsistemas exibe picos consistentes em torno do meio-dia ao longo de todo o ano. A principal variação sazonal observada refere-se à janela de geração início e fim do período de geração, a qual é sensivelmente influenciada pela duração do dia. Durante os meses de inverno, os dias mais curtos resultam em um início mais tardio e um término mais precoce da geração. Adicionalmente, constata-se que a amplitude dessa variação sazonal é mais pronunciada no subsistema Sudeste. Isto é atribuído ao fato de seus parques fotovoltaicos estarem situados em latitudes maiores, onde a sazonalidade e a variação na duração do dia entre o verão e o inverno são mais intensas.

G.4 METODOLOGIA PROPOSTA

Para cálculo do desvio optou-se pelo cálculo do erro relativo simples entre a geração prevista e verificada, ponderado pela capacidade instalada:

$$desvio = FC_{prev} - FC_{obs}$$

Onde:

$$FC = \frac{\text{valor da geração}}{\text{capacidade instalada}}$$

Conforme mostrado no item anterior, tanto a geração solar quanto a eólica apresentam forte sazonalidade e variabilidade intradiária. Por isso, os erros não podem ser tratados como provenientes de uma única população; é necessária a estratificação por período do ano e por horário. Neste estudo, adotou-se como amostra os últimos cinco anos dentro de uma janela de ± 15 dias em torno da data analisada. Para as semi-horas, utilizaram-se apenas os valores da própria semi-hora, além da anterior e da posterior. Essa amostra garante um número de pontos suficiente para estimar a distribuição sem que algumas amostras possam distorcer a estimativa dos parâmetros da normal.

Adicionalmente, foi necessário realizar um ajuste de valores espúrios, conduzido em duas etapas. A primeira etapa consistiu na identificação e remoção de desvios associados aos períodos de cortes profundos de geração. Tal procedimento é necessário porque esses eventos não refletem o desempenho real do modelo de previsão. Os períodos de cortes considerados profundos foram identificados por meio da comparação entre a geração estimada - com tratamento específico para esses eventos - e a geração observada. A Figura G-11 e a Figura G-12 apresentam as séries históricas dos desvios brutos e dos desvios ponderados pela capacidade instalada do subsistema Nordeste para a fonte eólica. Observa-se um aumento dos desvios a partir de 2023, explicado parcialmente pelo crescimento da capacidade instalada na região e, adicionalmente, pelo aumento dos cortes de geração que se intensificaram após a ocorrência de 15 de agosto de 2023. Realizando o processo de remoção dos momentos de cortes profundos, a série histórica do erro médio ponderado pela capacidade instalada passa a ser representada pela curva da Figura G-13.

Figura G-11: Série histórica do erro médio bruto do subsistema Nordeste

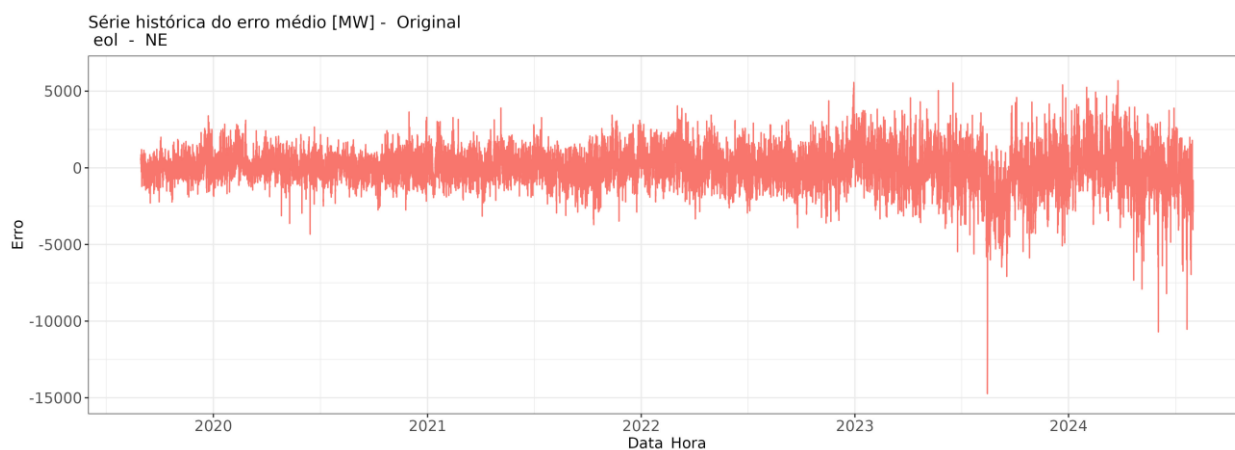


Figura G-12: Série histórica do erro médio ponderado pela capacidade instalada do subsistema Nordeste

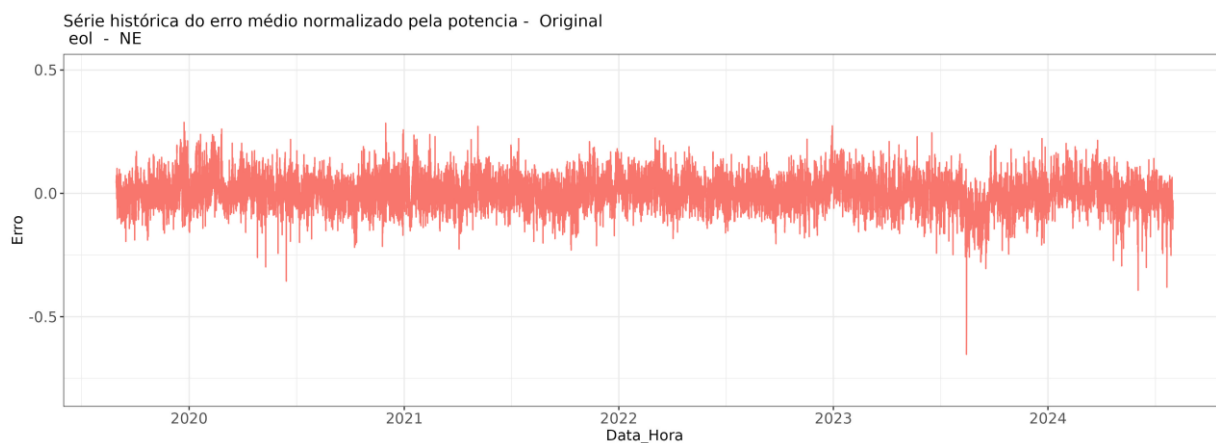
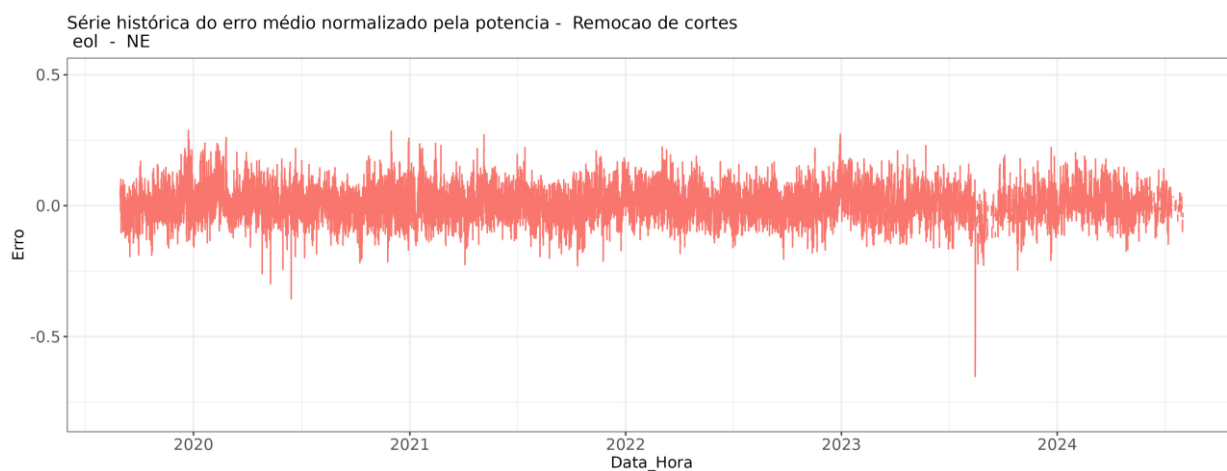
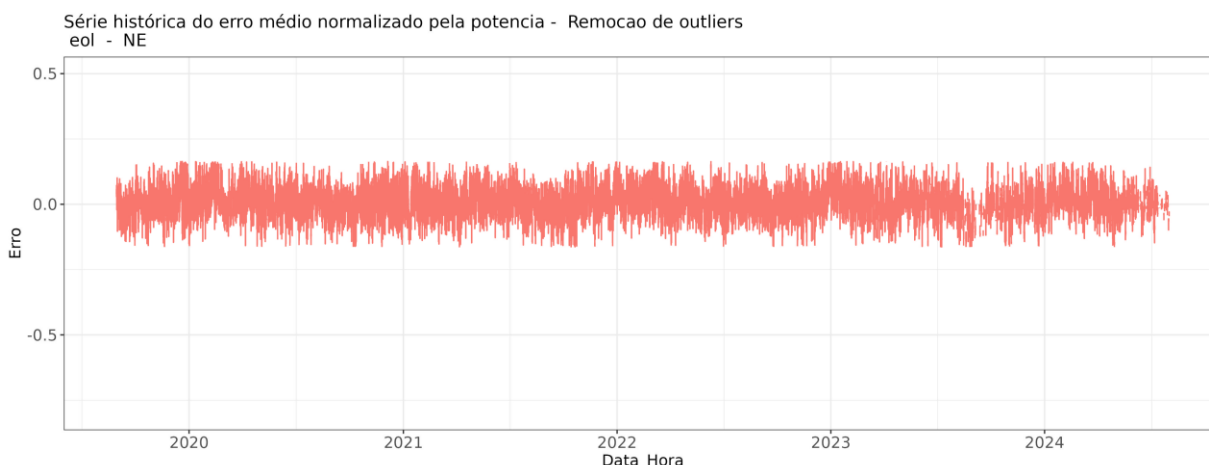


Figura G-13: Série histórica do erro médio ponderado pela capacidade instalada do subsistema Nordeste após remoção de cortes profundos



A segunda etapa do tratamento de valores espúrios envolveu a remoção de *outliers* remanescentes, com o propósito de excluir erros que não representam o desempenho do modelo de previsão e que podem decorrer de diversas causas, como problemas de treinamento, mudanças estruturais do processo ou condições operacionais atípicas do sistema. Com base na análise das séries históricas de desvios, após a exclusão dos momentos de cortes profundos, optou-se pela eliminação dos 1% de valores mais extremos. A Figura G-14 apresenta os desvios ponderados pela capacidade instalada, após a remoção de *outliers*. Observa-se a remoção de desvios elevados em todo o horizonte analisado, destacando-se, em particular, o desvio de grande magnitude referente à ocorrência de 15 de agosto de 2023, que chega a valores próximos de 60% da capacidade instalada. Esse tipo de situação pode comprometer a representação das distribuições para fins de cálculo da reserva operativa.

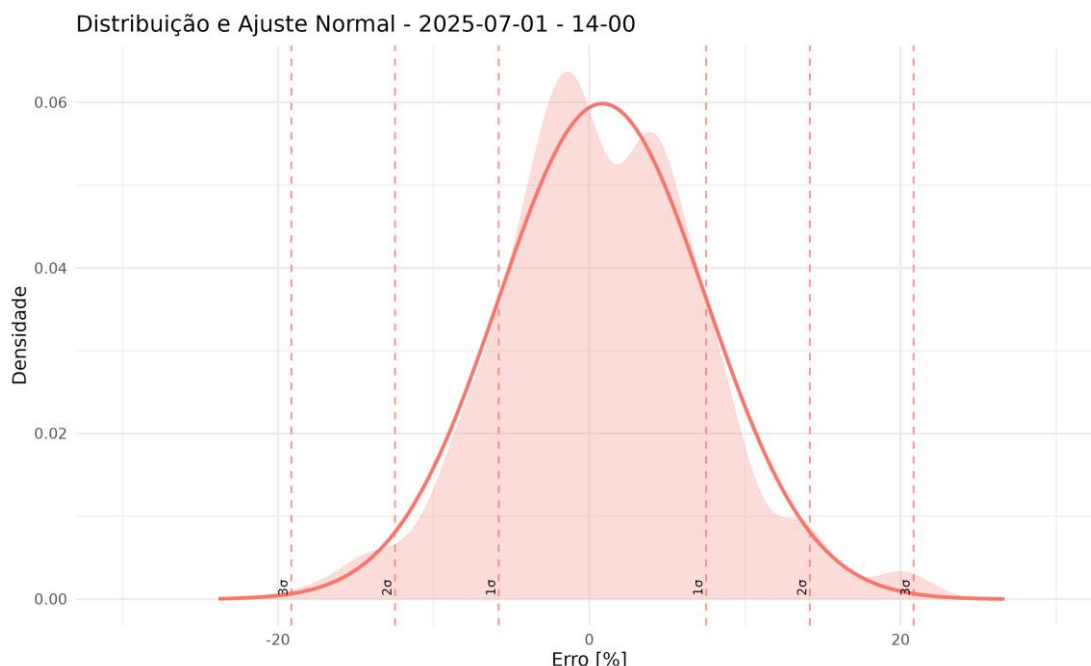
Figura G-14: Série histórica do erro médio ponderado pela capacidade instalada do subsistema Nordeste após remoção de *outliers*



G.4.1 Discussões

O NH2 representa as incertezas associadas às fontes renováveis variáveis por meio de uma distribuição normal com média zero, utilizando como parâmetro de entrada o desvio padrão referente ao intervalo que abrange aproximadamente 99,7% dos dados, correspondendo a $\pm 3\sigma$. Tomando o dia 01/07/2025 como exemplo, a Figura G-15 apresenta a distribuição empírica dos dados pertencentes à janela amostral usada para ajuste, representada pela área hachurada, bem como a distribuição teórica ajustada, dada pela linha contínua. Observa-se que a distribuição empírica não corresponde a uma distribuição normal, o que evidencia uma limitação das premissas adotadas pelo modelo. Ressalta-se, portanto, a oportunidade de aprimoramento futuro por meio da adoção de distribuições alternativas mais adequadas ao comportamento dos desvios.

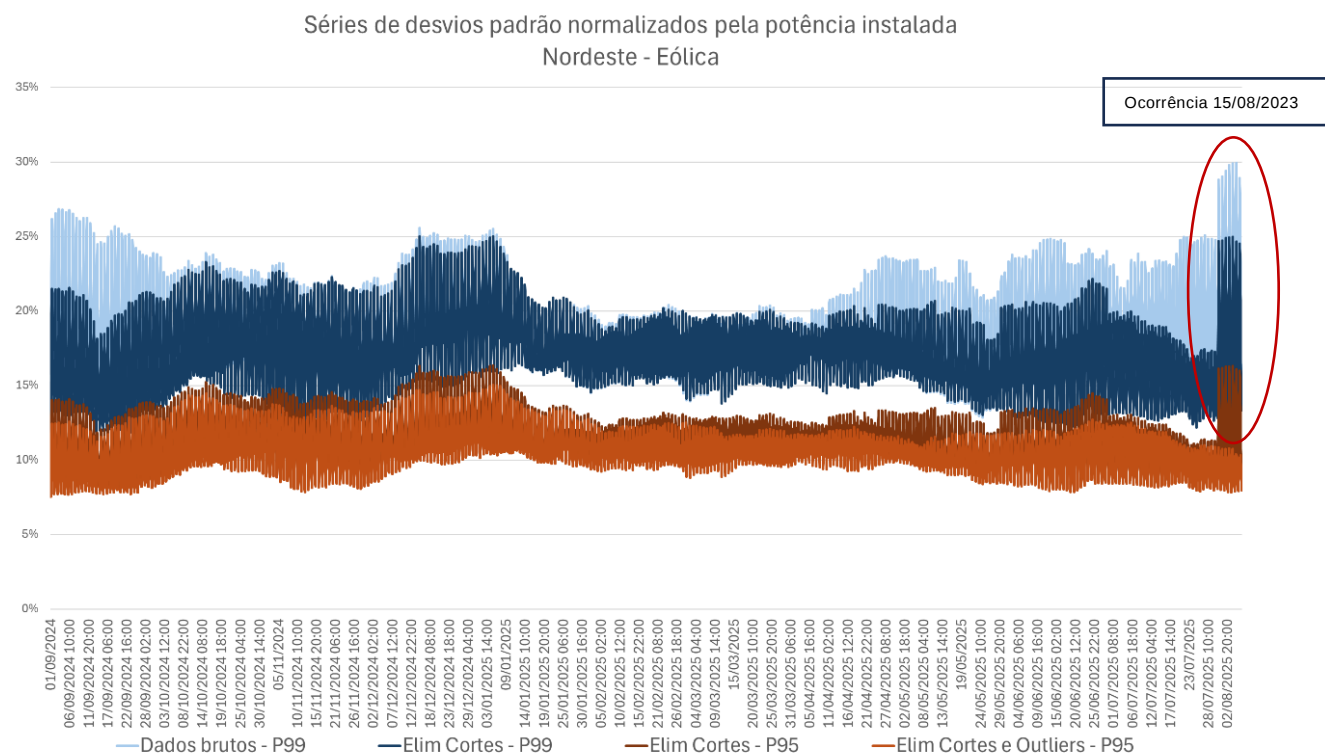
Figura G-15: Distribuição dos dados da janela amostral e distribuição teórica ajustada



Para avaliar a metodologia proposta foram calculados os parâmetros das distribuições normais para o período de setembro de 2024 a agosto de 2025. O ajuste foi realizado sob diferentes configurações, com o objetivo de avaliar o impacto de cada etapa de tratamento da amostra de dados. As séries dos desvios padrão, expressos em percentual da capacidade instalada ao longo do período analisado, são apresentados na Figura G-16, onde:

- Dados brutos P99 – desvios padrão referentes a 99,7% da amostra, calculados a partir dos dados brutos;
- Elim Cortes P99 - desvios padrão referentes a 99,7% da amostra, calculados após a remoção de cortes profundos de geração;
- Elim Cortes P95 - desvios padrão referentes a 95% da amostra, calculados após a remoção de cortes profundos;
- Elim Cortes Elim Outliers P95 - desvios padrão referentes a 95% da amostra, calculados após remoção de cortes profundos e de *outliers*.

Figura G-16: Séries de desvios padrão das distribuições



Observa-se que a eliminação de cortes e de *outliers* é uma etapa fundamental para a adequada representação do desvio padrão utilizado na alocação de reserva. Destaca-se, ainda, o aumento expressivo e abrupto verificado ao final do horizonte, em 31 de julho de 2025, nas avaliações realizadas sem a remoção de *outliers*. Esse comportamento decorre da entrada, na janela amostral, dos desvios associados ao evento ocorrido em 15 de agosto de 2023.

O cálculo dos parâmetros das normais para fins de teste no NH2, para a fonte eólica dos Subistemas Nordeste, Norte e Sul foram realizados da seguinte forma:

- obtenção da distribuição normal de média zero, abrangendo 95% dos dados;
- obtenção da distribuição normal de média diferente de zero abrangendo 95% dos dados;
- obtenção da distribuição normal de média diferente de zero abrangendo 99,7% dos dados;

Ressalta-se que para fonte eólica os dados fornecidos consideram o tratamento dos cortes e *outliers*.

Em relação a fonte solar, o cálculo dos parâmetros das normais para fins de teste no NH2, dos Subsistemas Nordeste e Sudeste foram realizados da seguinte forma:

- obtenção da distribuição normal de média zero, abrangendo 99,7% dos dados;
- obtenção da distribuição normal de média diferente de zero, abrangendo 99,7% dos dados;

Ressalta-se que um tratamento semelhante ao tratamento da fonte eólica está sendo realizado para os dados de geração solar, cujos parâmetros a serem obtidos serão fornecidos posteriormente.

G.5 CONCLUSÕES

A partir da metodologia implementada, buscou-se representar o comportamento dos desvios associados às previsões das fontes renováveis variáveis para fins de dimensionamento da reserva operativa do SIN. Para capturar adequadamente o comportamento dessas fontes, empregou-se uma janela sazonal de amostragem para ajuste das distribuições.

Adicionalmente, verificou-se a necessidade de uma etapa de tratamento de dados espúrios, uma vez que a modelagem é sensível à presença de *outliers*, os quais podem resultar em valores de desvio padrão elevados em situações atípicas da operação do sistema ou de anomalias eventuais associadas ao processo de previsão.

Ressalta-se que a abordagem apresentada constitui um estudo inicial acerca da representação dos desvios associados às previsões de geração de fontes renováveis variáveis. Evoluções e aprimoramentos podem ser alcançados por meio de diferentes estratégias, tais como: aprimorar a representação dos cortes de geração, tanto nos dados observados, quanto no treinamento dos modelos de previsão; considerar distribuições alternativas para modelar os desvios; e avaliar a possibilidade de utilização de diferentes distribuições, condicionadas a faixas específicas de cortes de geração.

H ANEXO – GT03 – MÁXIMA DISPONIBILIDADE HIDRÁULICA

H.1 INTRODUÇÃO

O trabalho desenvolvido está inserido dentro da Meta PPR 2025: Meta 3: Evolução da capacidade do ONS na gestão de Recursos Energéticos Distribuídos – RED, Marco 2: Avaliação da Dinâmica das Incertezas nas Previsões de Dados para a Programação Diária da Operação. O objetivo final é determinar a atualização do método de cálculo da reserva operativa, conforme a conjuntura operativa.

Dentro desse contexto, a geração máxima disponível nas usinas é insumo do programa computacional responsável por calcular o requisito de reserva operativa (NH2) e sua representação será avaliada ao longo desta nota técnica.

H.2 OBJETIVO

O trabalho desenvolvido tem como objetivo auxiliar na determinação da representação da geração hidráulica no programa NH2.

Os objetivos específicos deste grupo de trabalho são:

- Avaliar a melhor metodologia para definição da máxima geração por unidade geradora, considerando se são aplicáveis algumas metodologias já desenvolvidas no ONS.
- Buscar considerar restrições operativas, número de máquina disponíveis, altura de queda, entre outros, que possam limitar a potência máxima disponível.
- Definir como os dados serão repassados para a programação de forma provisória e/ou definitiva.
- Elaborar relatório com as justificativas.

H.3 METODOLOGIAS AVALIADAS

H.3.1 Sistema SAGER

A primeira opção avaliada consiste na consulta às tabelas do sistema SAGER. Através de uma consulta na base de dados do ONS, a altura de queda é obtida do sistema SADHI calculando a diferença entre cotas montante e jusante do reservatório, considerando o último dado disponível lido do agente. Em seguida, é consultada a tabela cadastral altura de queda x potência, disponível dentro do sistema SAGER.

Essa metodologia, contudo, não é capaz de representar adequadamente situações de vazões afluentes baixas e avaliar a possível modulação de geração ao longo do dia considerando as restrições de cada usina. Portanto, usinas como Belo

Monte, Jirau ou Santo Antônio, cuja operação é dependente da vazão afluente teriam a geração superestimada. Assim como a UHE Itaipu, que possui restrições de rampa devido à Régua 11, e Xingó com restrições de taxa de variação (exemplo FSAR-H 227 – 2018).

H.3.2 Script CalculaDispHidro

A segunda opção tem base no trabalho desenvolvido na NT-ONS DPL 0112/2024 - METODOLOGIA PARA CÁLCULO DA DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA DAS USINAS HIDRÁULICAS PARA O CURTO E MÉDIO PRAZOS. A metodologia consiste em:

- 1) Obter dados históricos das usinas individualizadas de vazão defluente, vazão vertida e volume útil (VU) da UHE.
- 2) Obtenção de informações gerais de cada UHE como engolimento máximo e capacidade do reservatório.
- 3) Definição de “Tipos de Modulação” e sua aplicação a cada usina (indicação de como será a transformação da vazão defluente média em uma “vazão de ponta”).
- 4) Transformação da defluência média em “defluência de ponta” para cada UHE.
- 5) Tabelação de Dados utilizando o programa CalculaGH (acesso de tabelação de dados de disponibilidade de potência hidráulica em função da vazão turbinada, vazão vertida e volume útil, cujos dados foram obtidos previamente a partir de uma série de rodadas do programa CalculaGH, utilizando as curvas colinas dos grupos geradores).
- 6) Transformação da “defluência de ponta” em disponibilidade hidráulica (obtenção da disponibilidade de potência de cada usina a partir da consulta as tabelas considerando a “defluência de ponta” calculada, a vazão vertida e volume útil).

A transformação de vazão em potência é feita de duas formas. Para usinas que não possuem curvas colinas cadastradas, é utilizada a produtividade considerada pelo NEWAVE, disponível nos dados no hidr.dat. No momento da escrita desse documento, 5 usinas têm seus dados obtidos dessa forma. Para as demais, é utilizada a curva colina obtida do Grupo de Trabalho GTDP, amostrada da seguinte forma:

- De 2 em 2 pontos percentuais para volume útil para usinas que tem reservatório representado do DECOMP. Se o reservatório não é representado, é utilizado o volume de referência do hidr.dat.
- De 2 em 2 pontos percentuais para o engolimento, partindo do engolimento mínimo até o dado de “Qef” do hidr.dat.

Os tipos de modulação considerados seguem conforme Tabela H-1: Tipos de modulação considerados. Ressalta-se que novos tipos podem ser criados ou ajustados conforme identificada a necessidade de aprimoramento da representação do perfil de geração das usinas.

Tabela H-1: Tipos de modulação considerados

TIPO	GERAÇÃO	COMENTÁRIO
Tipo 1	Geração <i>Flat</i>	-
Tipo 2	Geração Flexível	Sem restrições operativas relevantes
Tipo 3	Geração Limitada – UHEs com regularização mensal	Função da defluência média energética e da defluência mínima
Tipo 4	Geração Limitada – UHEs com regularização diária	Função da defluência média energética, da defluência mínima e da capacidade do reservatório
Tipo 5	Geração Limitada por Rampas	Função da defluência média energética, da defluência mínima e da rampa de defluência
Tipo 6	Geração Modulada por Outra UHE	Fio d'água que segue a montante
Tipo 7	Geração Limitada – UHEs com regularização diária e ponta concentrada	Tipo 4 alterado para geração mais concentrada, com ponta de 3 horas ou 2 horas

Verifica-se que essa abordagem requer uma maior quantidade de insumos, porém, permite melhor representação da operação dos reservatórios, além de permitir flexibilidade de ajuste dos parâmetros em função de novas restrições. Na implementação atual, os resultados obtidos são em termos da usina. Porém, para aprimoramentos futuros, é possível obter o resultado em função da unidade geradora de cada usina. Portanto, essa metodologia foi escolhida para a realização dos testes.

H.4 ADEQUAÇÃO DA METODOLOGIA

Para execução dos testes dessa foram considerados os seguintes ajustes e premissas no CalculaDispHidro:

- 1) Foram utilizadas vazões médias diárias verificadas no último dia de perfil semelhante (último dia útil, último sábado ou último domingo).

- 2) De modo geral não foram aplicadas taxas de indisponibilidade (TEIF e IP) e não foi aplicado cronograma de manutenção. Isso foi definido pois os resultados obtidos com o script serão utilizados como insumo para o programa NH2, que já leva em consideração taxas de falha e manutenções específicas previstas para o dia em avaliação. Para análises comparativas com a disponibilidade considerada no PDP, foram posteriormente mapeadas e abatidas a geração das unidades sob manutenção.
- 3) Foi considerada uma estimativa da carga da ANDE conforme disponibilizado pela área de hidrologia do ONS e/ou conforme dados verificados de Itaipu.

Para facilitar a montagem dos insumos do script, foram criadas automatizações para obter os dados de vazão e volume útil de partida das usinas. A saída do script também foi ajustada para criar um arquivo de restrições compatível com os dados de entrada do NH2.

H.5 COMPARAÇÃO DE RESULTADOS

O script foi executado para um conjunto de dias, conforme Tabela H-2. Os resultados obtidos através do script foram comparados com os dados de geração considerados pela programação oficial do dia (PDP). Em caso de manutenções ou ajustes devido à política operativa, a geração não foi contabilizada nos desvios.

Tabela H-2: Exemplos de comparação de geração máximo PDP e CalculaDisp

Dia	Diferença total (PDP – script)
04/12/2024	3.331
12/02/2025	2.756
23/07/2025	4.327
04/08/2025	-1.252
20/08/2025	-300
21/08/2025	1.250
22/08/2025	-702
03/09/2025	-1213
18/09/2025	-1588

Durante a execução dos testes, notou-se a necessidade de ajustes constantes do cadastro das usinas, principalmente o tipo de modulação considerado, conforme alterações nas restrições ou políticas operativas adotadas. Foram identificados até o momento três pontos de atenção com necessidade de ajuste por parte do usuário conforme período de operação:

- 1) Quando Jupia/P.Primavera minimizadas ou “liberadas”
- 2) Ilha Solteira e Três Irmãos minimizadas ou “liberadas”
- 3) Período de praias no Tocantins ativo ou não.

Analisando os resultados, foi identificado que a diferença total de geração entre PDP e script está aceitável, e foi sendo reduzida à medida que foram feitos ajustes durante a etapa de testes.

Nota-se também que persistem algumas diferenças individuais nas usinas, por vezes positivas e por vezes negativas. Por esse motivo, a análise de ajustes no *script* e no cadastro das usinas deve ser uma atividade permanente. Algumas diferenças, que ocorrem devido à política operativa, irão permanecer. É o caso da política de preservação de Henry Borden e, em alguns meses do ano, de preservação de Tucuruí. Outro ponto de atenção identificado são alguns períodos de transição, como a perda da segunda casa de força de Tucuruí, que acontece quando a cota é atingida e pode acontecer ao longo do dia, não sendo capturada no volume útil de partida. Também em função da cota, em certo período do ano há o desligamento das unidades geradoras de 4 pás na UHE Santo Antônio.

H.6 INFLEXIBILIDADE HIDRÁULICA

De forma que a alocação de geração nas usinas seja feita no NH2 de forma similar à considerada na programação oficial, identificou-se a possibilidade de representar gerações hidráulicas mínimas (inflexibilidade hidráulica).

Ao longo do ano de 2025 está sendo realizado grupo de trabalho de avaliação de limites mínimos para operação de usinas hidroelétricas. Será analisado em quais aproveitamentos hidroelétricos é possível recolher geração para contribuir na manutenção da segurança da operação do SIN em períodos de carga baixa em dias ensolarados (alta MMD) e contribuição significativa da geração eólica. Os resultados deste trabalho podem servir de insumo mais aprimorado para as restrições consideradas no cálculo da reserva.

Até a conclusão do trabalho mencionado acima, foram consideradas de forma paliativa algumas aproximações de restrições, levantadas a partir de trabalhos anteriores, como a NT-ONS DPL 0111/2024 – Avaliação dos Requisitos de Flexibilidade Operativa do SIN, experiência da área de programação e consulta de condicionantes operativos hidráulicos declarados no sistema FSARH. O resumo segue na Tabela H-3.

Tabela H-3: Restrições consideradas nas etapas de teste

Usina	Restrição Geração Mín.	Comentário
São Simão	560	Vazão turbinada mínima FSAR-H 2819 - 2022
Marimbondo	145	Arranjo da SE em anel e IO de instalação da usina
Água Vermelha	375	Vazão turbinada mínima FSAR-H 3107 – 2022
Furnas	110	Defluência mínima FSAR-H 5645 - 2024
Serra da Mesa	600	330 (jan a mai) ou 600 (jun a ago) ou 330 (set a dez) Vazão Defluente Mínima FSARH 8194-2025 / Período de Praias
L.C.Barreto	125	Vazão defluente mínima FSAR-H 446 - 2018
M.Moraes	85	Vazão defluente mínima FSAR-H 445 - 2018
Igarapava	26	Vazão defluente mínima FSAR-H 502 - 2018
V. Grande	50	Vazão defluente mínima FSAR-H 374 - 2018
P. Colômbia	40	Vazão defluente mínima FSAR-H 447 - 2018
Nova Ponte	36	126 (jan a mar) ou 36 (abr a out) ou 126 (nov a dez) Vazão defluente mínima conforme período de piracema FSAR-H 7710-2025
Itumbiara	200	Vazão defluente mínima FSAR-H 442 - 2018
C.Dourada	70	Necessidade elétrica da área Goiás
T.Irmãos	140	Vazão turbinada mínima FSAR-H 7705-2025
Ilha Solteira	600	6 UGs ligadas (Mínimo elétrico)
Jupia	740	Vazão defluente mínima FSAR-H 5777-2024
P. Primavera	840	(840) - Vazão Defluente Mínima 4600 m³/s conforme FSAR-H 533 - 2018 ou (725) - Vazão Defluente Mínima 3900 m³/s conforme FSAR-H 6967 - 2024
Itaipu 60Hz	2000	4 UGs ligadas (Mínimo elétrico)

Tucuruí	1500	7 UGs ligadas (Mínimo elétrico)
Xingó	920	Vazão defluente mínima FSARH 8789-2025
Sobradinho	200	Vazão defluente mínima FSARH 7031-2024
Machadinho	260	Vazão defluente mínima FSARH 358-2018
Gov. Parigot Souza	15	Vazão turbinada mínima FSAR-H 2709-2022

H.7 CONCLUSÕES

Será utilizado o script CalculaDispHidro para determinar a geração máxima das usinas hidráulicas para insumo no NH2. A própria equipe da área de Programação da Operação irá realizar os ajustes necessários nos insumos, executar o script e obter os resultados.

A utilização dos valores representa um avanço na representação da disponibilidade hidráulica para fins do cálculo de reserva, e permite obter valores mais próximos da realidade em relação à consideração da capacidade instalada das máquinas. Porém, com certa periodicidade deve ser feita a avaliação de melhorias/adequações na representação, conforme exposto nesta Nota Técnica.

I ANEXO – GT04 - ERROS DE PREVISÃO DE CARGA, MMGD E PEQUENAS USINAS

I.1 INTRODUÇÃO

O trabalho desenvolvido está inserido dentro da Meta PPR 2025: Meta 3: Evolução da capacidade do ONS na gestão de Recursos Energéticos Distribuídos – RED, Marco 2: Avaliação da Dinâmica das Incertezas nas Previsões de Dados para a Programação Diária da Operação. O objetivo final é determinar a atualização do método de cálculo da reserva operativa, conforme a conjuntura operativa.

Dentro desse contexto, dados de desvios de previsão de carga e de previsão de geração de fontes MMGD e de pequenas usinas (usinas Tipo III), foram analisados e fornecidos como insumo para utilização no cálculo probabilístico do requisito de reserva.

I.2 OBJETIVO

Os objetivos específicos deste grupo de trabalho são:

- Avaliar a métrica de erro de previsão de carga (MAPE, RMSE, etc.) que melhor representa os padrões de comportamento dessa variável e que mais se adequa para as necessidades de representação no programa.
- Avaliar a correlação do desvio de previsão de carga com variáveis climáticas, estações do ano e semi-hora do dia.
- Avaliar a forma de fornecimento dos desvios da Carga Global, da geração de MMGD e da geração de usinas Tipo III.
- Determinar o período histórico adequado (mês, 1 ano, 2 anos, ..., 5 anos) para a coleta dos dados históricos que serão analisados, tendo em vista evoluções metodológicas e de modelagem.
- Avaliar a possibilidade de consideração erros para variados horizontes de previsão (D-1, D-2, D-3...).
- Analisar a possibilidade de informar uma expectativa de desvio futuro.
- Definir qual distribuição se adequa melhor a representação do erro.
- Definir como os dados serão repassados para a programação de forma provisória e/ou definitiva.
- Elaborar relatório com as justificativas.

I.3 DESVIOS DE CARGA, GERAÇÃO MMGD E PEQUENAS USINAS

Para a obtenção dos dados a serem fornecidos como insumo para o programa de cálculo de reserva operativa (NH2), foram utilizados dados de Carga Global a fim

de englobar em uma única análise os desvios de previsão de carga e da previsão da geração das fontes de MMGD e das usinas Tipo III.

Nesse contexto, a relação do desvio de carga global foi obtida da seguinte forma:

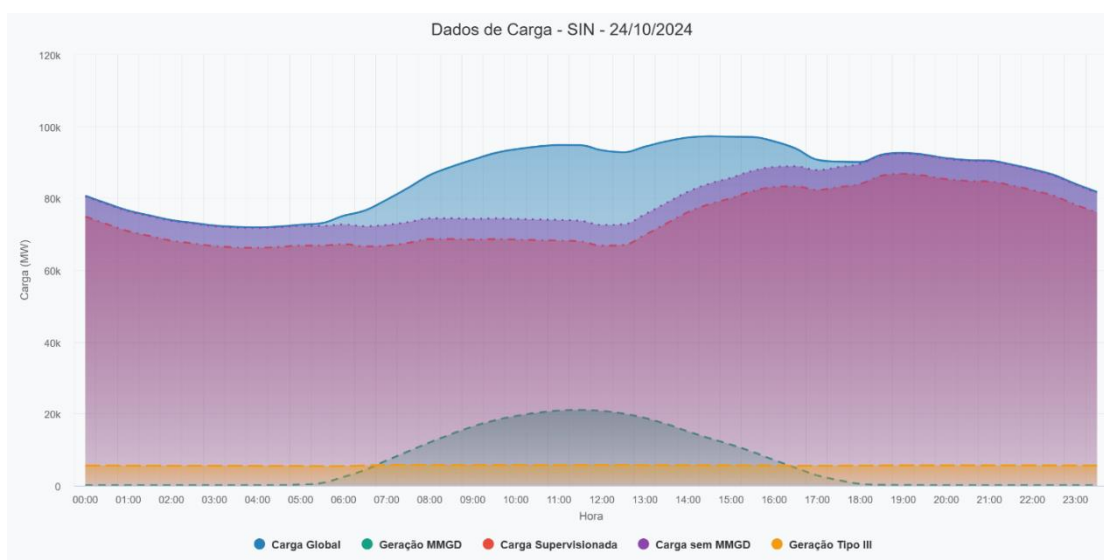
$$\text{Desvios (MW)} = \text{Carga Global Verificada (MW)} - \text{Carga Global Programada (MW)}$$

Ademais, o histórico de dados considerado nesta análise abrange o período de 01/06/2023 a 31/05/2025, contemplando os valores de carga global. A escolha desse intervalo temporal teve como objetivo assegurar o uso de dados de carga programada que já incorporassem a estimativa da MMGD no cálculo da carga global. Assim, todas as análises apresentadas neste relatório são baseadas em dados coletados nesse intervalo de tempo.

I.3.1 SELEÇÃO DOS DESVIOS

Ao longo do texto serão utilizados termos relacionados com os conceitos de carga do SIN, esses termos devem ser devidamente explicitados para evitar interpretações equivocadas. A Figura I-1 a seguir ilustra esses conceitos.

Figura I-1 - Ilustração dos conceitos de carga do SIN



A carga prevista pelos modelos da Gerência de Previsão de Carga, encaminhada diariamente para a área de Programação, corresponde à Carga Global, definida como:

“o somatório da energia (MW médio) ou demanda (MW) gerada injetada nos sistemas de transmissão e de distribuição, incluído o valor total da geração MMGD, mais o somatório algébrico ($\pm$) dos valores resultantes de intercâmbios.”

Parte dessa carga é atendida por fontes de Micro e Minigeração Distribuídas (MMGD), cuja geração é representada na Figura I-1 pela curva verde. Essa geração, quando abatida da Carga Global resulta na Carga definida como Carga sem MMGD (representada pela curva roxa) e definida formalmente como:

“o somatório da energia (MW médio) ou demanda (MW) gerada injetada nos sistemas de transmissão e de distribuição, sem incluir o valor total da geração MMGD, mais o somatório algébrico ($\pm$) dos valores resultantes de intercâmbios.”

Outra geração que pode ser deduzida da carga sem MMGD é a geração proveniente das usinas Tipo III, representada na Figura I-1 pela curva amarela, de perfil plano. Ao descontar essa parcela de geração, obtém-se a Carga Supervisionada, definida como:

“o somatório da energia (MW médio) ou demanda (MW) gerada injetada nos sistemas de transmissão e distribuição, sem incluir o valor total da geração MMGD e de usinas Tipo III, mais o somatório algébrico ($\pm$) dos valores resultantes de intercâmbios. Corresponde à parcela de carga que o sistema de medição de supervisão afere.”

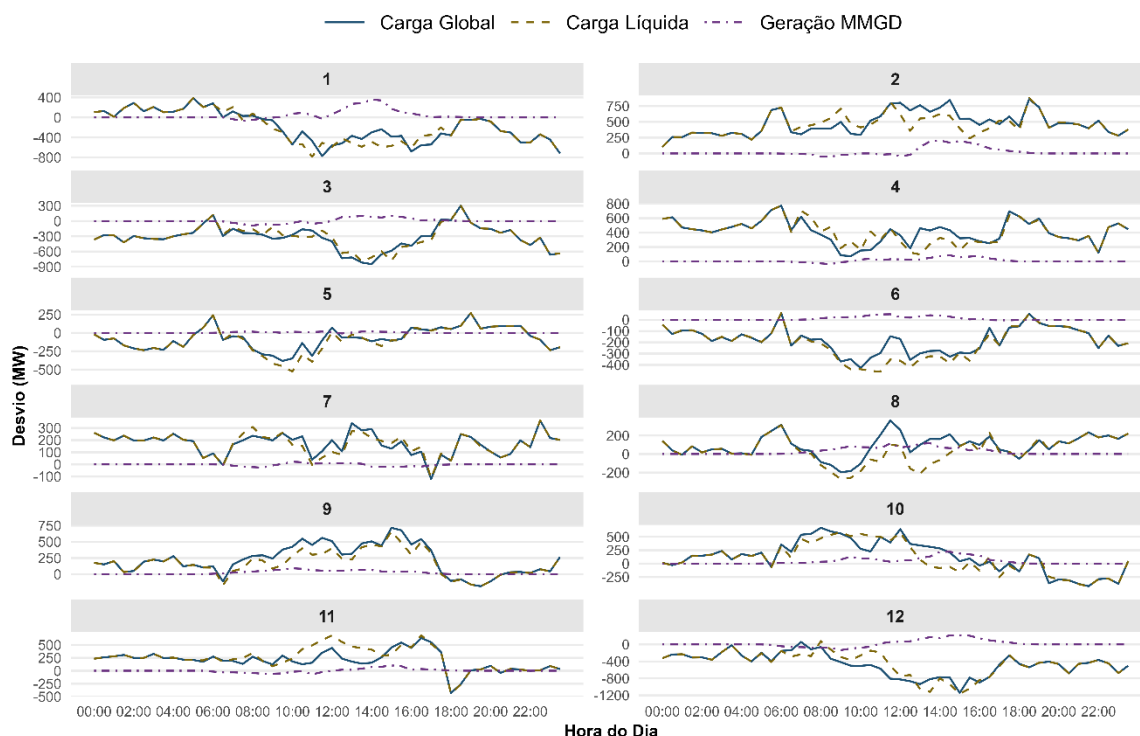
Para atender ao objetivo desse estudo, de fornecer uma distribuição representativa dos desvios de previsão de carga, da geração de MMGD e das usinas Tipo III, a seleção da variável de desvio baseou-se na análise do comportamento observado para os desvios de cada uma das grandezas.

A Figura I-2 ilustra a mediana dos desvios da carga global, da carga supervisionada e da geração de MMGD para cada um dos meses do subsistema Sudeste/Centro-Oeste para o período avaliado. Esta figura mostra que os desvios da geração de MMGD concentram-se próximos de zero, com um viés positivo, o que indica que a geração é normalmente subestimada. Já os desvios da carga global e da carga supervisionada diferem apenas no período intermediário do dia, o que é esperado em função da presença da MMGD, e considerando que a geração das usinas de pequeno porte é flat. Além disso, devido à diferença de ordem de grandeza entre carga e geração de MMGD, os desvios da carga global e da carga supervisionada apresentam comportamentos muito semelhantes.

Verifica-se ainda que, para a maioria dos meses, os desvios de carga apresentam viés positivo. Como os desvios foram calculados pela diferença entre a carga verificada e a carga programada, esse resultado indica uma tendência de subestimação da carga programada, observada especialmente nos meses de fevereiro, abril, julho, setembro, outubro e novembro.

Dessa forma, considerando a similaridade do comportamento dos dois tipos de desvios de carga, adota-se o uso do desvio da carga global como variável de referência para combinar os desvios da carga supervisionada, da geração de MMGD e de pequenas usinas, simplificando a aplicação do estudo e o processo de inserção de dados no programa NH2.

Figura I-2 - Comportamento dos desvios das diferentes variáveis ao longo do dia. Exemplo para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste



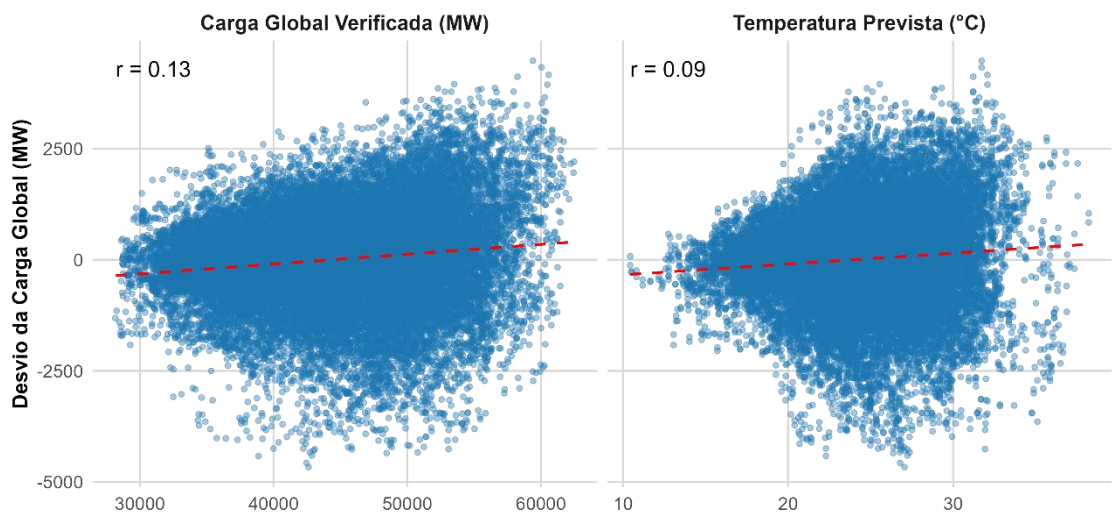
Outro aspecto relevante da Figura I-2 é a variação da magnitude dos desvios medianos ao longo dos meses. No primeiro quadrimestre do ano, os desvios situam-se entre -900 e 800; no segundo quadrimestre, entre -500 e 400; e no último, entre -1200 e 750. Esses resultados evidenciam um comportamento mais complexo da carga no período de setembro a abril, enquanto entre maio e agosto observa-se maior uniformidade.

I.3.2 ANÁLISE DOS PADRÕES DOS DESVIOS DE CARGA

Esta seção visa explorar o comportamento dos desvios de carga global, variável selecionada como mais adequada para uso no NH2. Avaliando inicialmente a correlação dos desvios puros calculados para a carga global programada do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, observa-se correlação irrelevante com a carga verificada (0,13) e igualmente insignificante com a temperatura prevista (0,09). Esses resultados, bem como o comportamento das variáveis, são ilustrados na Figura I-3. As análises para os demais subsistemas apresentaram resultados similares, omitidos deste relatório por questões de clareza.

As únicas variáveis que apresentam correlação elevada entre si são a carga verificada e a temperatura prevista, com coeficiente de 0,836. Ressalta-se, entretanto, que essa correlação não deve ser interpretada como causal, uma vez que ambas as variáveis apresentam forte padrão de variação horária: tendem a aumentar ao longo do dia, atingem um pico e posteriormente decrescem. Assim, apenas uma parcela da carga pode, de fato, ser explicada pela temperatura.

Figura I-3 - Correlação entre o desvio da carga global e as variáveis explicativas. Exemplo para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste



Foram também avaliadas métricas de erros, com o objetivo de verificar se alguma delas apresentava uma correlação melhor com a temperatura. As métricas MAE, MAPE e RMSE foram calculadas para cada dia e correlacionadas com as métricas diárias de temperatura como a temperatura média, a temperatura máxima, a mínima e o delta de temperatura, que é a diferença entre a temperatura máxima prevista para o dia de ontem e a temperatura máxima prevista para o dia de hoje.

Os resultados para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste são apresentados na Tabela I-1.

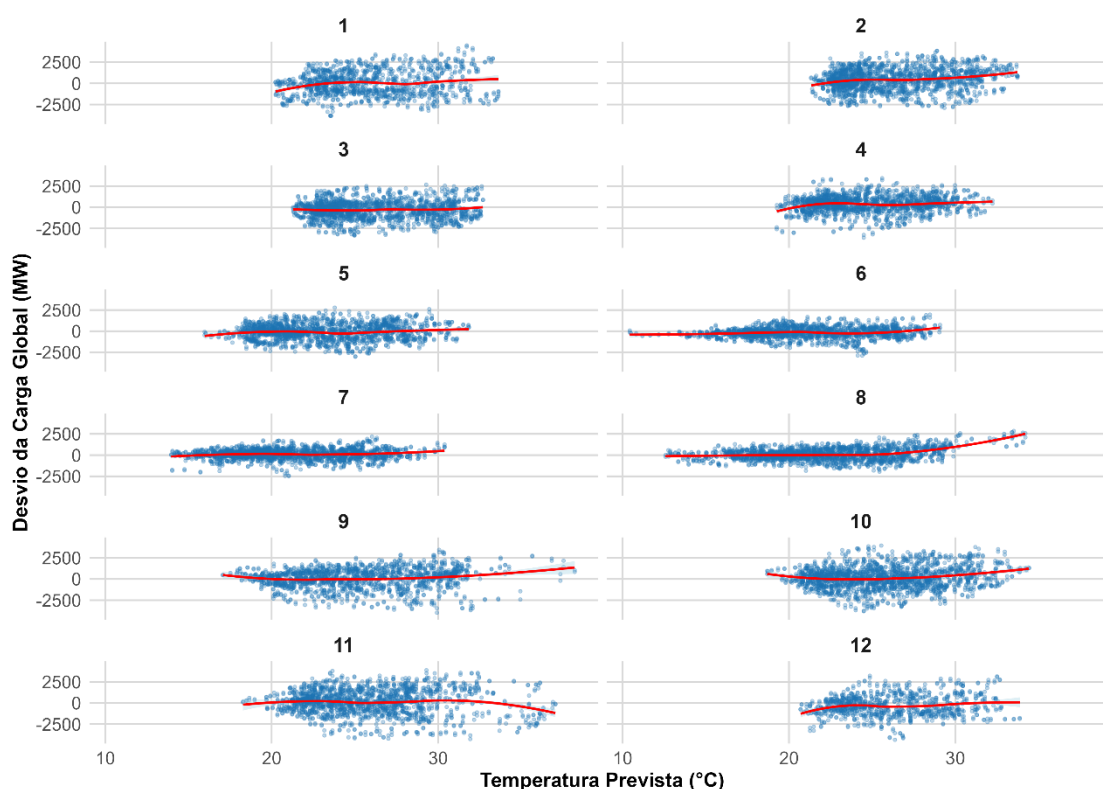
Tabela I-1 - Correlação entre as métricas de erro de carga global e as variáveis climáticas diárias - Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

		Variáveis Climáticas			
		Temperatura Máxima	Temperatura Mínima	Temperatura Média	Delta de Temperatura
Correlação	MAE	0,31	0,403	0,371	-0,074
	MAPE	0,216	0,322	0,278	-0,099
	RMSE	0,322	0,419	0,385	-0,078

Dentre as métricas de erro avaliadas, o RMSE foi o que apresentou maior correlação com as variáveis de temperatura, sendo essa correlação mais expressiva com a temperatura mínima. Por realizar a elevação ao quadrado dos desvios antes da média, o RMSE atribui maior peso a erros de maior magnitude, característica relevante em contextos como a programação, em que se busca evitar desvios elevados. Essa ênfase nos erros maiores pode explicar a correlação relativamente mais forte entre o RMSE e as variáveis de temperatura. Entretanto, observa-se que, de modo geral, nenhuma das métricas de erro apresentou correlações significativas com as variáveis climáticas avaliadas, resultado consistente com o verificado para o desvio puro.

Embora não se observe correlação significativa com a variável de temperatura, é possível avaliar o comportamento dos desvios em função da sua variação. A Figura I-4 apresenta esse comportamento em um panorama mensal para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

Figura I-4 - Comportamento do desvio de carga global de acordo com o valor da temperatura prevista - Subsistema Sudeste/Centro-Oeste



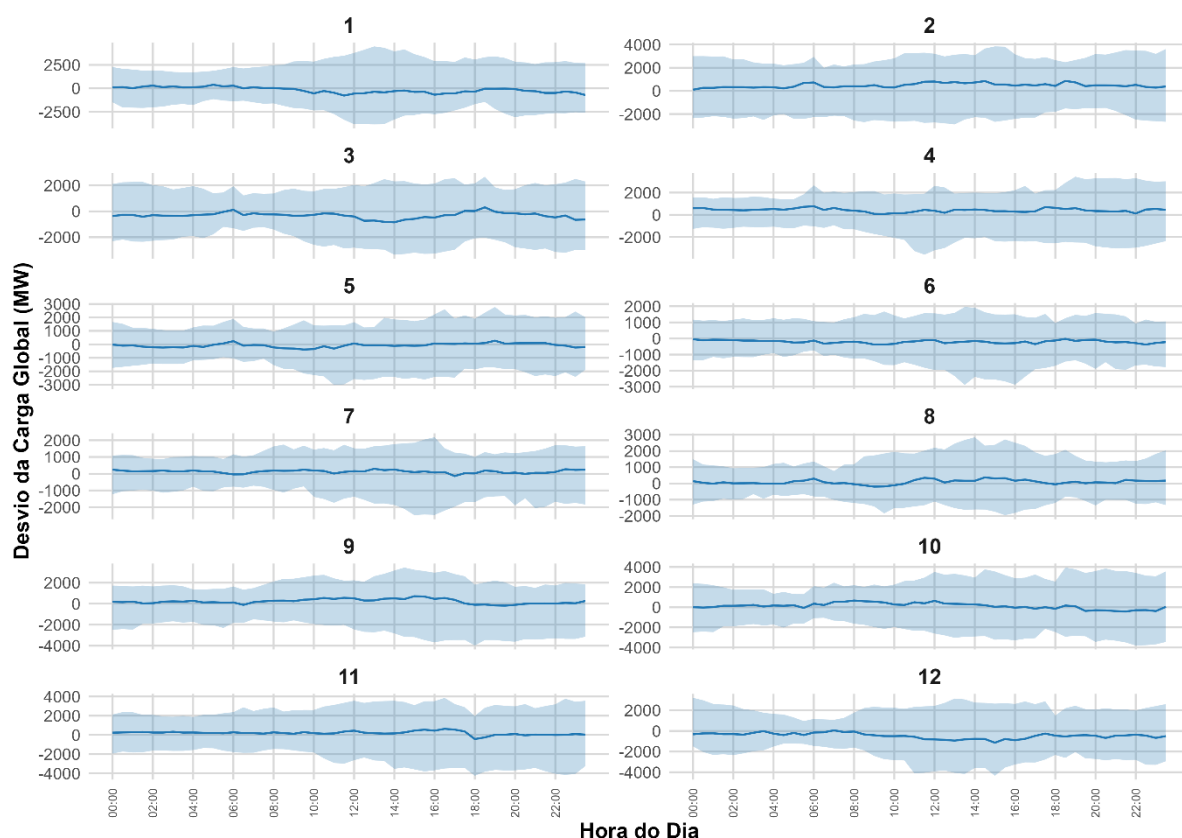
Com base na Figura I-4, observa-se o comportamento mais uniforme dos desvios de carga entre os meses de maio e agosto, com valores mais concentrados ao redor do eixo zero. Nos demais meses, verifica-se maior dispersão dos desvios em torno desse eixo. Destaca-se ainda que, em agosto, setembro e outubro, há uma tendência crescente dos desvios com o aumento da temperatura, sugerindo maior subestimação da carga programada em relação à verificada. Em contraste,

no mês de novembro, temperaturas acima de 30°C resultam em uma superestimação consistente da carga programada.

Outro aspecto evidenciado pela Figura I-4 é que, com o aumento da temperatura, há um aumento da dispersão dos desvios em torno do eixo zero. Essa relação foi analisada a partir da realização do teste de Breusch–Pagan para testar a hipótese de homocedasticidade dos desvios mensais. A hipótese foi rejeitada para todos os meses, exceto abril, indicando que a variância dos desvios não permanece constante ao longo do intervalo da temperatura prevista.

Também foi realizada uma análise do comportamento dos desvios ao longo das horas do dia, conforme ilustrado para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste na Figura I-5.

Figura I-5 - Comportamento dos desvios para as horas do dia por mês. Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

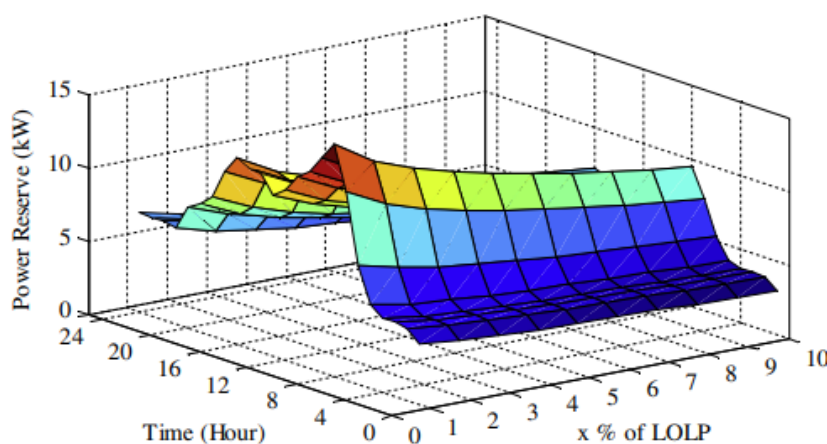


Para todos os meses, observa-se valores mais elevados de desvios entre as 06h00 e as 18h00. Esse comportamento é decorrente da presença da geração MMGD que atua nesse horário na carga e agrega incertezas ao processo de previsão. Para as madrugadas, a maioria dos meses apresenta comportamento uniforme, com valores reduzidos de desvios. Destaca-se ainda que, especialmente nos meses de outubro e novembro, há um aumento significativo dos desvios de subestimação após as 18h00, indicando subestimação da ponta de carga, situação crítica para a operação segura do sistema.

I.3.3 REVISÃO DE LITERATURA – RESERVA PROBABILÍSTICA DE POTÊNCIA

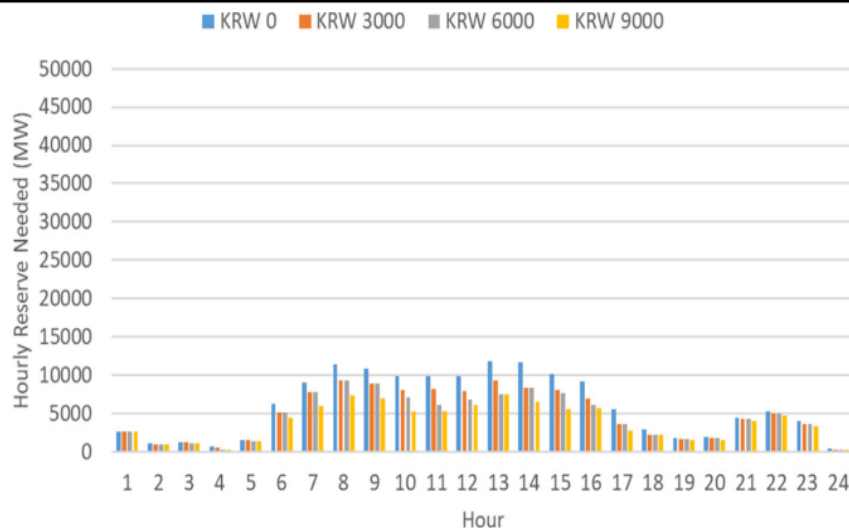
O objetivo do NH2 é o de fornecer o dimensionamento de uma reserva de potência através de uma análise probabilística das incertezas das variáveis associadas com o fornecimento de energia para o SIN. Tendo em vista o tema desse GT, foram avaliados estudos que implementaram métodos para o dimensionamento da reserva de potência com base nas incertezas associadas com a carga e a geração MMGD. Dentre esses, podem ser citados (YAN, ABBES, & FRANCOIS, 2017) e (JEON & MO, 2023), nos quais os resultados demonstram que quando a geração MMGD representa uma parte significativa da geração do sistema, a reserva operativa do sistema deve ser maior para regular eventuais intermitências das fontes e garantir o nível de segurança e estabilidade. Desta forma, em ambos os estudo os autores obtiveram valores de reserva mais elevados para os períodos de maior inserção das fontes renováveis variáveis, para compensar eventuais erros de previsão e eventos inesperados. A Figura I-6 a seguir mostra a reserva obtida para (YAN, ABBES, & FRANCOIS, 2017) na análise de acordo com a LOLP considerada, na qual é possível observar os valores mais elevados nas primeiras horas do dia.

Figura I-6 - Resultados de reserva de potência de acordo com o LOLP para um sistema com alta inserção de geração de MMGD - Fonte: (YAN, ABBES, & FRANCOIS, 2017)



O mesmo padrão é observado para o resultado de reserva de (JEON & MO, 2023), ilustrado na Figura I-7.

Figura I-7 - Resultados da reserva de potência de acordo com o preço de oferta da reserva (KRW) - Fonte: (JEON & MO, 2023)



I.3.4 FATOR DE NORMALIZAÇÃO (FATOR K)

A partir da análise da literatura, observa-se que a presença de fontes de geração renováveis variáveis tende a elevar os níveis de incerteza e, consequentemente, a reserva requerida no período diurno, especialmente ao redor do meio do dia. No contexto brasileiro, entretanto, devido às características do mercado de energia e ao processo de dimensionamento da reserva, a adoção de valores elevados nesse intervalo não é desejável. Diante disso, propôs-se a aplicação de um fator de normalização, denominado neste documento como fator K, com o objetivo de ajustar os desvios acentuados observados entre 6h00 e 18h00 da carga global.

Tendo em vista o foco da operação, que visa garantir o atendimento de carga, o período mais crítico de operação reside no período da ponta de carga noturna, que ocorre entre as 18h00 e as 22h00. Esse período também é marcado pela ausência da geração de MMGD, o que torna mais crítico o processo de atendimento a carga que deve ser atendida pelas demais fontes disponíveis. Desse modo, é vital que a reserva atenda de modo ótimo a ponta de carga, por ser um período no qual o desbalanço entre a carga programada e a carga verificada por causar maiores problemas de fornecimento de energia. Além disso, embora os desvios ao longo do dia sejam elevados, pelo modelo de mercado de energia no Brasil não é usual a alocação de uma reserva elevada nesse período, devido à contribuição da MMGD, que atende grande parte da carga.

Diante dessas considerações, o Fator K foi proposto para ponderar os desvios semi-horários da carga global em relação à hora da ponta. O fator é calculado com

base na carga supervisionada, que apresenta um vale ao longo do dia devido à participação da MMGD. Conforme demonstrado nas equações a seguir.

$$Fator_K = \frac{Carga\ Supervisionada}{Max(Carga\ Supervisionada)_{dia}}$$

$$Desvio_{M \times H} = \frac{Desvio\ Carga\ Global}{Carga\ Global\ Verificada} * Fator_K$$

Assim, os desvios ao longo do dia são reduzidos proporcionalmente a carga supervisionada verificada naquela hora. No meio do dia, por exemplo, que apresenta uma carga muito inferior a carga da ponta, o fator K terá um efeito maior de redução, resultando assim em uma atenuação dos valores propostos para a reserva nesse período do dia.

I.3.5 CONCLUSÕES PARCIAIS

Esta seção apresentou os conceitos de carga que fundamentam este estudo, bem como a avaliação do comportamento dos desvios de carga ao longo do dia, entre diferentes estações do ano e em função da variação de temperatura. Ademais, foi realizada uma análise de literatura da qual se verificou que a inserção de fontes de geração renovável tende a ampliar a incerteza na previsão de carga ao longo do dia, podendo resultar em um maior dimensionamento da reserva de potência.

Entretanto, esse aumento de reserva durante o período central do dia não se mostra coerente com a realidade operativa do SIN. Assim, propôs-se a aplicação de um fator de normalização, com o objetivo de atenuar os valores de reserva estimados nesse intervalo, alinhando-os às condições típicas do sistema.

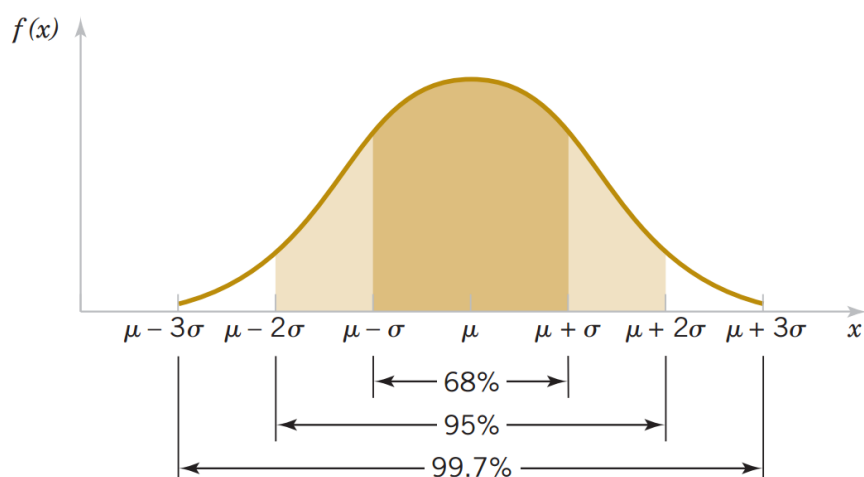
I.4 OBTENÇÃO DAS DISTRIBUIÇÕES DOS DESVIOS DE CARGA

Esta seção descreve a metodologia para a obtenção dos dados relacionados com os desvios de carga global, geração de MMGD e pequenas usinas a serem fornecidos para o programa NH2.

Inicialmente, ressalta-se que para utilização no programa NH2, foi solicitado que os resultados da análise dos desvios de carga fossem expressos em termos de desvios-padrão (σ) de distribuições normais. Especificamente, foram calculados, para cada par semi-hora $\times$ mês, os valores correspondentes a $\pm \sigma$, a fim de representar os limites superior e inferior esperados sob a suposição de normalidade.

A título ilustrativo, a Figura I-8 apresenta uma distribuição normal, na qual é possível observar que o intervalo de $\pm 3 \sigma$ abrange aproximadamente 99,7% dos dados, representando os limites superiores e inferiores utilizados como referência no modelo.

Figura I-8 - Exemplo ilustrativo de uma distribuição normal



Para uma distribuição normal, considerando, por exemplo, que se deseja incluir 99,7% dos desvios na análise, os limites inferiores e superiores repassados para o NH2 seriam calculados da seguinte forma:

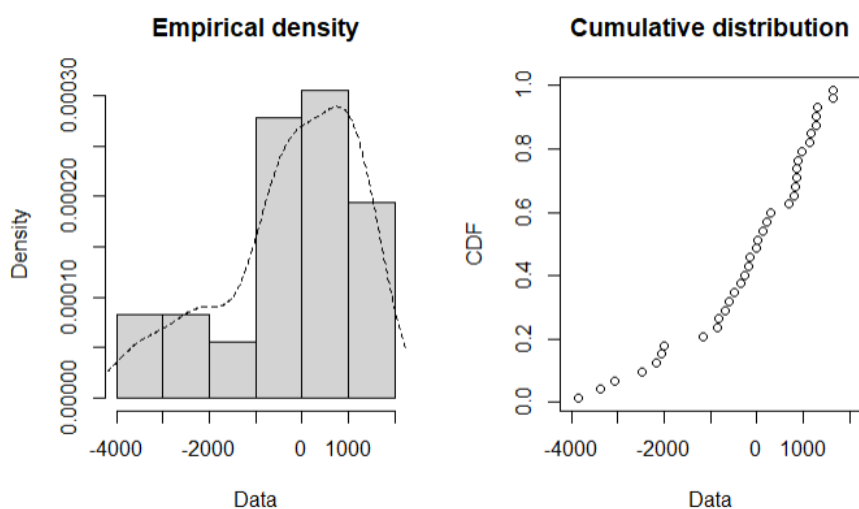
$$\text{Limite Superior} = \bar{\mu} + 3 * \sigma$$

$$\text{Limite Inferior} = \bar{\mu} - 3 * \sigma$$

onde $\bar{\mu}$ é a média dos desvios da variável analisada.

No entanto, a partir das análises realizadas, verificou-se que, diversos pares de semi-hora $\times$ mês não atendiam à premissa de normalidade. Como mostrado no exemplo da Figura I-9 a seguir, cujo gráfico à esquerda apresenta uma distribuição visivelmente enviesada com uma cauda negativa mais longa do que a positiva.

Figura I-9 - Exemplo da distribuição não normal da hora 21 para um dia útil do mês de setembro



Essa avaliação foi conduzida por meio do teste de Shapiro-Wilk, através do qual foi possível identificar quais pares eram ou não normais. Em seguida, foi aplicada a transformação Yeo-Johnson para normalizar os pares que fossem possíveis. No entanto, não foi possível normalizar todos os conjuntos de dados. Os resultados são apresentados na Tabela I-2.

Tabela I-2 - Natureza das distribuições dos desvios para cada um dos subsistemas

Subsistema	Método	Número de Casos
SE/CO	Normal	542
	Yeo-Johnson (normal)	32
	Não normal	2
Sul	Normal	541
	Yeo-Johnson (normal)	34
	Não normal	1
Nordeste	Normal	543
	Yeo-Johnson (normal)	31
	Não normal	2
Norte	Normal	561
	Yeo-Johnson (normal)	13
	Não normal	2

Sabe-se que em distribuições não normais, o desvio-padrão deixa de ser uma medida representativa dos limites que abrangem 68% dos dados, como ocorre sob a hipótese de normalidade. Além disso, não é apropriado aplicar transformações para normalização com o objetivo de estimar o desvio-padrão da distribuição transformada, uma vez que transformações não lineares alteram a variância dos dados, comprometendo a validade do desvio-padrão obtido.

No entanto, a versão inicial do NH2 exige que as distribuições de seus dados de entrada sejam tratadas como distribuições normais, por esse motivo, foi forçada a normalidade para os poucos casos remanescentes que não puderam ser normalizados. E um valor calculado de desvio padrão foi repassado para cada um dos pares de mês x semi-hora, para cada um dos subsistemas. Todavia, reforça-se uma possibilidade de melhoria do método, para passar a incluir distribuições não-normais em sua consideração, tendo em vista que nem todos os dados atendem a essa premissa.

Por fim, para repassar os resultados para o formato do programa, os valores foram centralizados pela média, de modo que esse parâmetro fosse nulo. Ademais, diferentes proporções de desvios considerados foram analisadas, variando desde 80% dos desvios avaliados até 99,7%. Nessas análises, foi limitado um conjunto

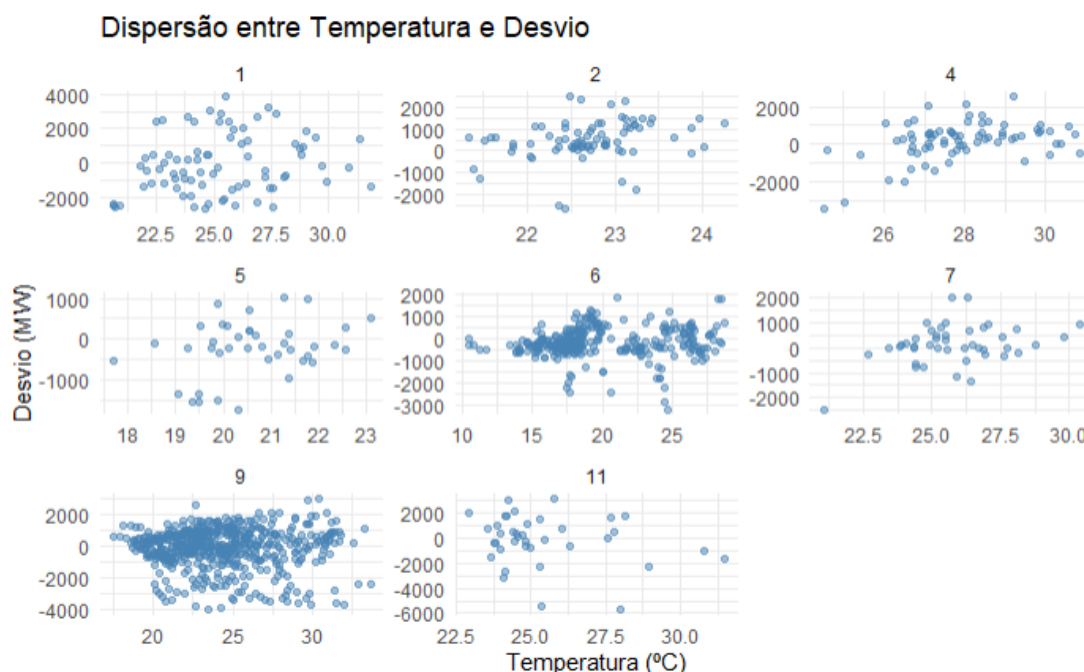
de dados de desvios aos quais se julga suficiente para englobar desvios significativos, porém sem englobar todos os desvios do histórico, como os mais elevados e de menor ocorrência. Após alguns testes, foi definido que seriam considerados inicialmente 95% dos desvios de carga para a definição da reserva. Porém esse valor ainda está sujeito a alterações nas próximas etapas do projeto.

I.4.1 TRATAMENTO DOS DADOS

Antes de calcular os desvios-padrões para as distribuições dos desvios de carga global para serem fornecidos como insumo para o programa NH2, foi realizada uma etapa de tratamento de dados, cuja principal ação nesse estudo foi a de remoção de outliers.

Considerando a dependência dos desvios de carga em relação à variação da temperatura, observou-se a ocorrência de desvios extremos, sejam esses positivos ou negativos, associados a eventos climáticos, como ondas de calor ou entradas de frente fria. A Figura I-10 apresenta, no eixo y, os desvios correspondentes aos pares de semi-hora e mês cuja distribuição não segue a normalidade.

Figura I-10 - Relação entre temperatura e desvio de carga global para pares de semi-hora e mês que não seguem a premissa de normalidade



Uma análise mais detalhada desses casos revelou que o mês de setembro foi o que concentrou o maior número de distribuições não normais. Coincidentemente, nesse mês ocorreram entradas de frentes frias nos dias 27 de setembro de 2023 e 27 de setembro de 2024, o que contribuiu para a superestimativa da carga prevista. Como consequência, registraram-se os desvios negativos mais expressivos do período analisado.

Considerando a existência de outliers, foi definida uma regra para filtragem desses valores extremos, conforme os passos a seguir:

- Separar os dias avaliados de acordo com as estações climáticas.
- Obter a temperatura máxima de cada um dos dias e classificá-los em quartis de temperatura, considerando a divisão por estação do ano.
- Para cada novo grupo formado por semi-hora, estação climática e quartil de temperatura, classificar os desvios em quartis dessa variável.
- Aplicar o método do intervalo interquartil (IQR) para definição dos limites inferior e superior dos desvios, com o objetivo de identificar os outliers. Foram utilizadas as seguintes equações, com $k = 1,5$ para o inverno e outono, e $k = 1,2$ para o verão e primavera (valores definidos empiricamente):
- Identificar os outliers como sendo os desvios que ultrapassam os limites previamente calculados.
- Para cada outlier identificado, substituir seu valor pelo respectivo limite (inferior ou superior), a fim de realizar o novo cálculo da distribuição dos desvios.

Com esse processo de tratamento dos outliers, obteve-se a redução dos seguintes quantitativos de valores extremos em cada um dos subsistemas, conforme Tabela I-3.

Tabela I-3 - Número de outliers removidos por subsistema e por estação do ano

Subsistema	Estações			
	Primavera	Verão	Outono	Inverno
Sudeste	176	72	50	78
Sul	114	110	36	23
Norte	134	66	45	76
Nordeste	180	74	35	47

Dois padrões são observados a partir da Tabela I-3, o primeiro é que a primavera é a estação com maior número de outliers, também sendo a estação com maior número de pares com distribuição não normal. Ademais, o outono se mostrou a estação climática mais comportada para todos os subsistemas com exceção do Sul, que apresentou menos outliers no inverno. Ambas são estações de transição. Por fim, destaca-se o número de outliers verificados no Sul para o verão, uma região que tradicionalmente apresenta temperaturas mais amenas.

Com a remoção dos outliers, o número de casos de pares de Semi-hora x Mês que apresentavam distribuição não normal também reduziu.

I.5

RESULTADOS

Essa seção apresenta os perfis de dados encaminhados para serem utilizados no NH2. Os limites que englobam 95% dos desvios de carga global, obtidos para cada par de semi-hora x mês, separando entre dias úteis e fins de semana são apresentados a seguir. Por questão de clareza são apresentados os resultados para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, Figura I-11 e Figura I-12, e os dados para os demais subsistemas são apresentados na seção Anexo deste documento.

Figura I-11 - Limites para 95% dos desvios de carga global por mês e semi-hora. Subsistema Sudeste/Centro-Oeste para dias úteis

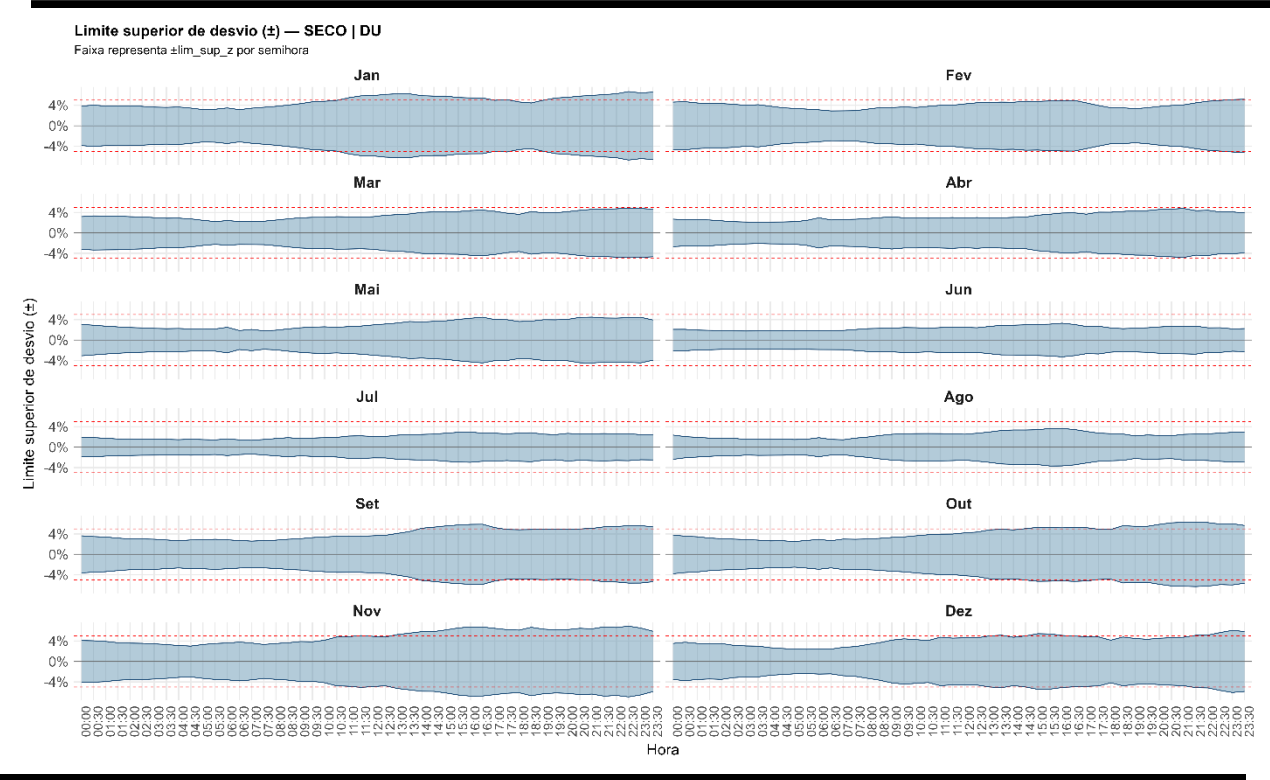
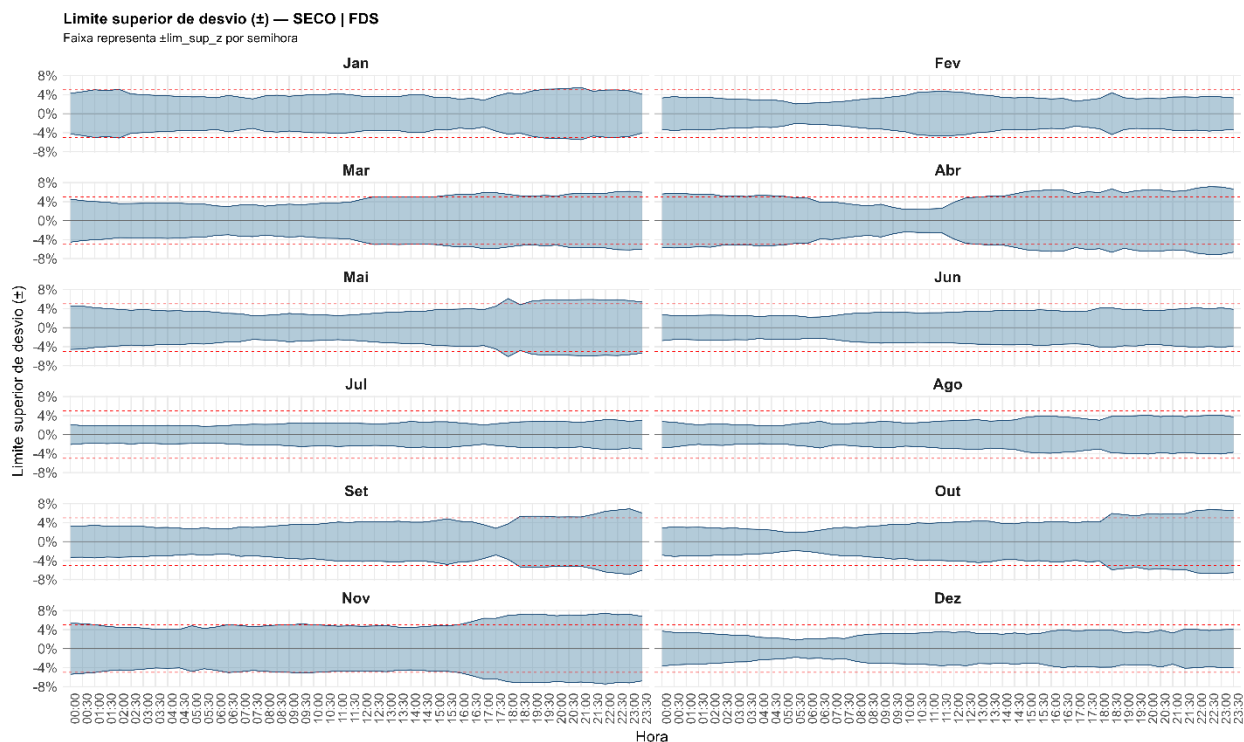


Figura I-12 - Limites para 95% dos desvios de carga global por mês e semi-hora. Subsistema Sudeste/Centro-Oeste para fins de semana



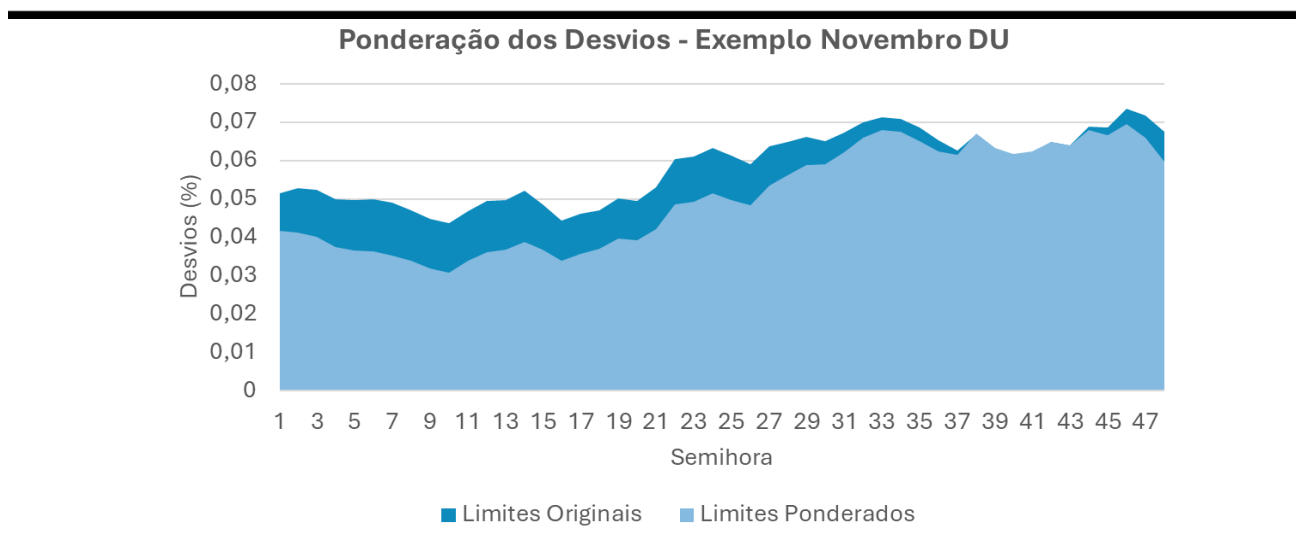
No caso dos dias úteis, observa-se que para os meses entre março e agosto, os valores de limites propostos são inferiores ou iguais ao valor atual, de 5%, para todas as horas do dia, o que indica uma possibilidade de reduzir a parcela de reserva necessária para atender aos desvios de carga nesses meses. O mês de fevereiro também apresenta valores inferiores ou levemente superiores aos valores atuais. Apenas para os meses de setembro a janeiro observa-se uma elevação dos desvios, o que indica a possibilidade de maior solicitação de reserva nesses meses, nos períodos após as 10h30 da manhã, sendo valores mais elevados na ponta noturna, a partir das 18h30 da noite.

Os limites de fim de semana apresentam percentuais de limites mais elevados para a ponta noturna, embora deva-se considerar que tratam de dias com a carga mais reduzida. Ademais, os meses que passam a ter redução dos desvios e, consequentemente, no nível da reserva requerido pelos desvios de carga frente ao atual são os meses de junho, julho, agosto e dezembro. Com os outros meses apresentando leve elevação na ponta frente aos níveis atuais. Além disso, ao contrário do verificado para os limites de dias úteis, foram verificados limites levemente superiores a 5% para o período entre as 00h00 e 01h30 para os meses de novembro e abril.

Ressalta-se novamente a característica de desvios mais elevados no meio do dia devido às incertezas incluídas pela MMDG, e reforça-se a importância do uso do Fator K, sem o qual os limites no meio do dia seriam mais elevados. Esse

comportamento é ilustrado na Figura I-13, que apresenta o perfil obtido para dia útil do mês de novembro no subsistema Sudeste/Centro-Oeste com os limites calculados com e sem a aplicação do Fator K, evidenciando os valores mais altos no período do meio do dia quando o fator não é considerado.

Figura I-13 - Demonstração dos efeitos da aplicação do fator K nos limites calculados para os desvios de carga global de um dia útil do mês de novembro no subsistema Sudeste/Centro-Oeste



Os resultados foram encaminhados no formato de arquivos csv contendo a informação do Subsistema, Mês, Semi-Hora, Tipo de Dia e Valor do limite. Assim, foram repassados 24 perfis (2 tipos de dia para cada mês) contendo 48 pontos (semi-hora) para cada um dos subsistemas.

I.6 METODOLOGIA ALTERNATIVA (CARGA SIMULADA)

Adicionalmente, foi realizada uma análise dos desvios utilizando a metodologia apresentada anteriormente, porém considerando a carga simulada. Esta carga, conforme explicado anteriormente, consiste na carga global removendo a parcela de carga atendida pela geração MMGD, pela geração das pequenas usinas e pela geração de eólicas e solares centralizadas.

O exercício de análise dessa carga justificou-se por facilitar o uso da ferramenta NH2 ao unir em apenas uma variável os desvios relacionados com carga, geração MMGD, geração de pequenas usinas e geração de fontes renováveis centralizadas. Um aspecto importante sobre o uso da carga simulada é a necessidade dessa variável ser calculada para o SIN. Pois tratando devido aos intercâmbios, ocorrem momentos nos quais a carga simulada é negativa para algum dos subsistemas, especialmente para o nordeste, que normalmente atua como exportador de energia.

A implementação para a carga simulada seguiu a metodologia apresentada anteriormente para a carga supervisionada. Com exceção de se tratar de SIN e

não de subsistemas, não utilizar fator K de atenuação e de não ser realizada a remoção dos outliers com base na temperatura, justamente por não haver uma temperatura equivalente para o SIN. Deste modo, os valores verificados de todas as variáveis foram somados, bem como os valores previstos. Em seguida o desvio da carga simulada foi obtido e a análise do desvio padrão desses foi realizada.

Os resultados da metodologia de obtenção de desvios são apresentados na Figura I-14 e na Figura I-15 para o SIN para dias úteis e fins de semana, respectivamente.

Figura I-14 - Limites para 99,7% dos desvios de carga global por mês e semi-hora. SIN para dias úteis

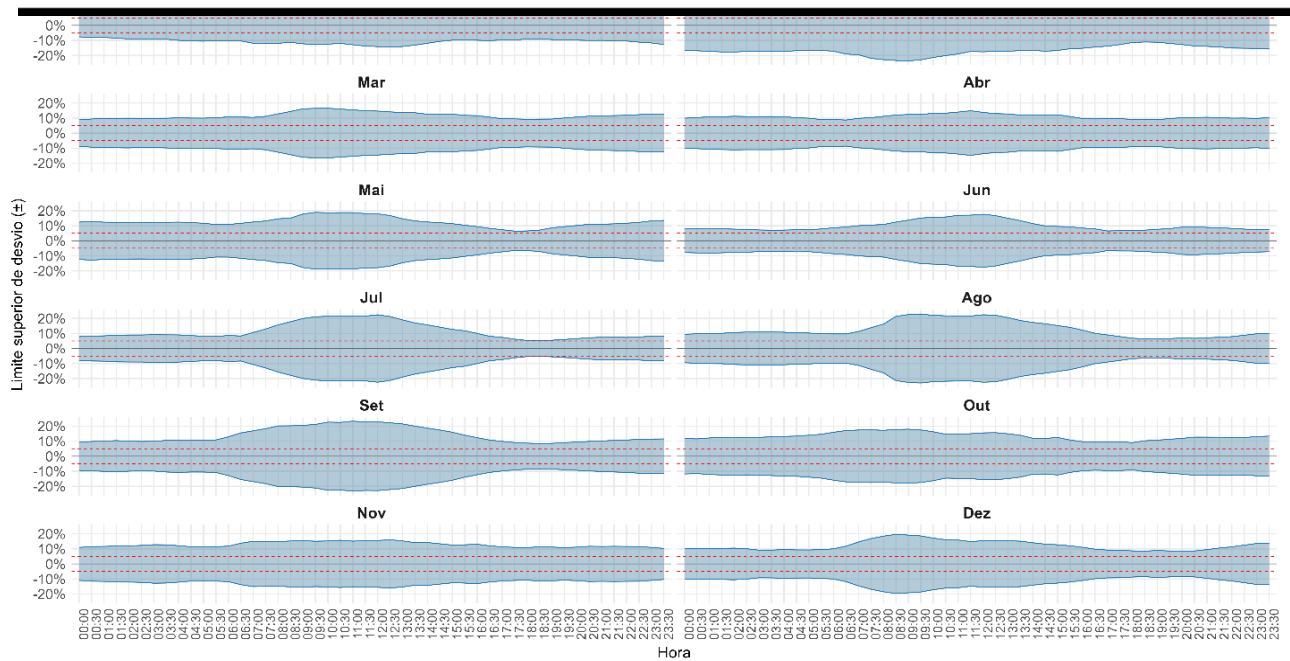
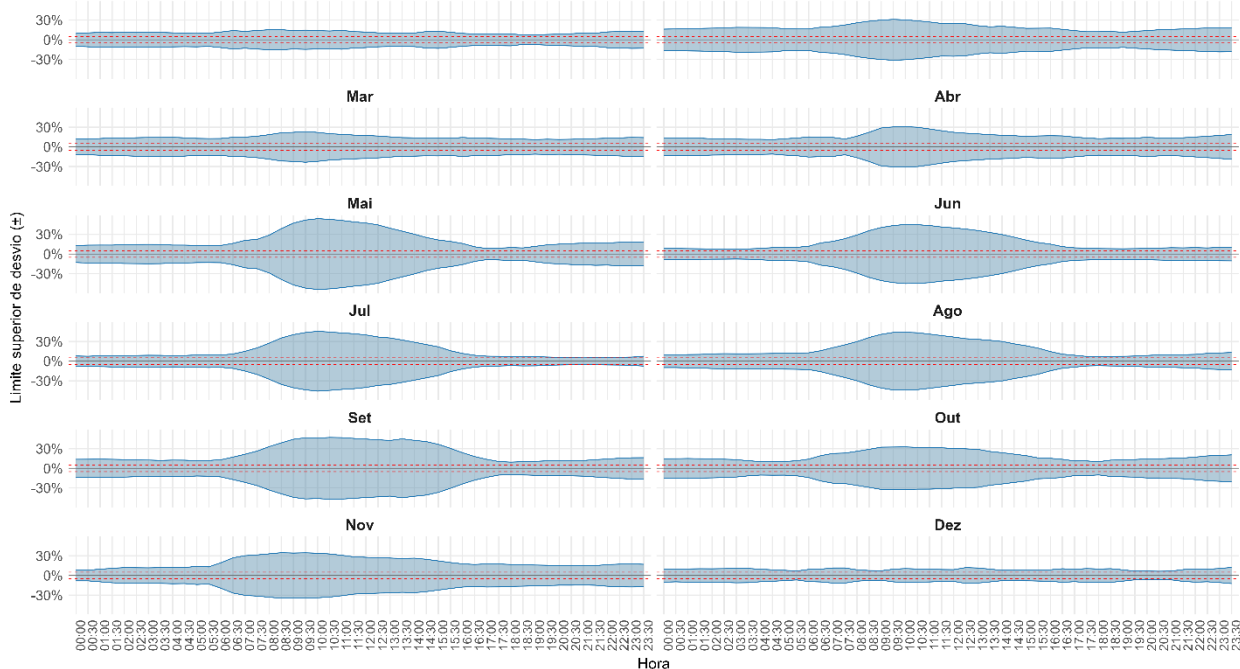


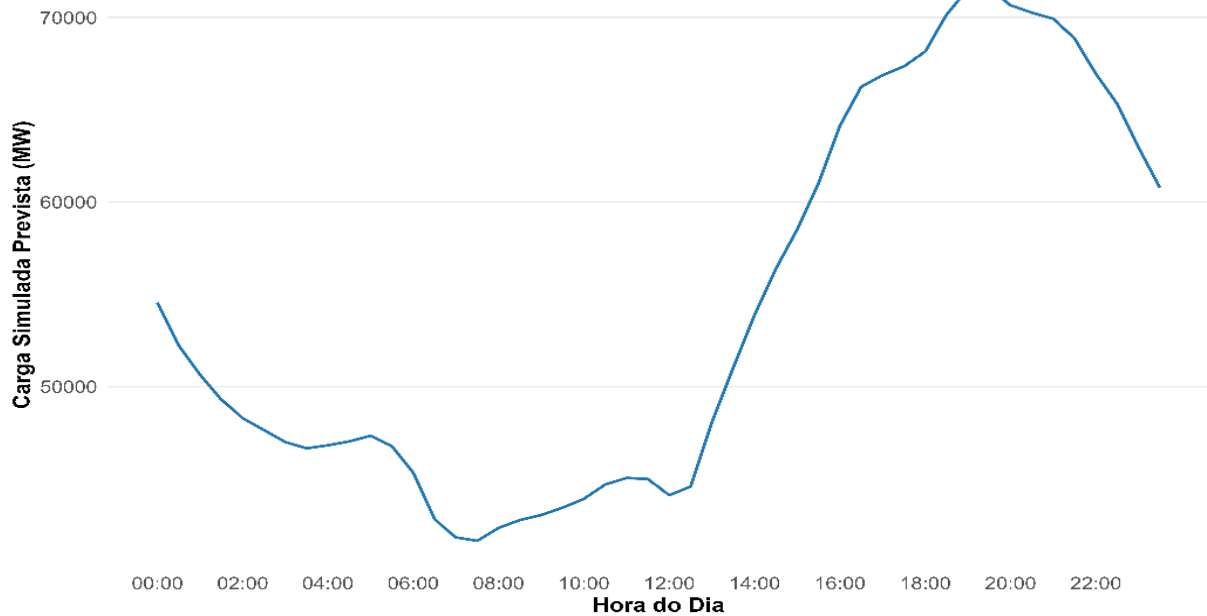
Figura I-15 - Limites para 99,7% dos desvios de carga global por mês e semi-hora. SIN para fins de semana



O principal ponto de destaque, frente aos resultados apresentados anteriormente para a carga global, é o perfil mais elevado dos desvios entre o período de 05h30 e 18h00. Parte dessa elevação é devida à presença da incerteza na geração de MMGD, mas cujo maior impacto não é atenuado pelo uso do fator K, como realizado para a carga global. No entanto, a elevação mais precoce é devida às incertezas associadas com a geração de usinas eólicas centralizadas.

Reforça-se que embora o perfil de desvios se apresente mais alto nesses pontos nos quais o atendimento da carga não é crítico, como esses desvios foram obtidos a partir da carga simulada, também devem ser aplicados na carga simulada, que apresenta valores reduzidos nesse horário, conforme apresenta o exemplo da Figura I-16.

Figura I-16 - Exemplo de carga simulada para o dia 27/11/2024 para o SIN



I.7 CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo explorar o comportamento dos desvios da carga global do SIN e de seus subsistemas, fornecendo informações para alimentar o programa NH2, que dimensiona a Reserva de Potência Probabilística. Foram avaliadas diferentes variáveis de desvio e sua relação com a temperatura prevista, bem como o comportamento desses desvios ao longo dos meses do ano e das horas do dia.

Foi implementada uma metodologia para remoção de outliers considerando a temperatura, além de um fator para ponderar os desvios ao longo do dia, reduzindo a influência das incertezas introduzidas pela geração MMGD no período do meio do dia. Como produto, foram entregues 24 perfis de desvios por subsistema. Esses perfis representam os valores pelos quais 95% dos desvios são englobados para cada uma das semi-horas e cada um dos meses do ano.

Também foi implementada uma metodologia alternativa que utilizou os desvios da carga simulada. Essa metodologia adicional foi solicitada para uso na versão preliminar do NH2, mas ressalta-se a necessidade de evoluir essa análise, por unir na mesma variável grandezas relacionadas com a oferta e a demanda energética do sistema. Nesse caso, o perfil de desvios foi diferente do observado para a carga global, com valores mais elevados logo a partir do início do dia, devido aos desvios da eólica.

Por fim, destaca-se que essa é uma entrega inicial dos desvios de carga para uma versão inicial do NH2. Maiores evoluções podem ser realizadas, como a segregação dos desvios por faixas de temperatura, por exemplo. Visando aprimorar cada vez mais os resultados a fim de permitir o dimensionamento de uma reserva otimizada para a operação do SIN.

I.8 REFERÊNCIAS

- JEON, W., & MO, J. (2023). Estimating the Operating Reserve Demand Curve for Efficient Adoption of Renewable Sources in Korea. *Energies*.
- YAN, X., ABBES, D., & FRANCOIS, B. (2017). Uncertainty analysis for day ahead power reserve quantification in an urban microgrid including PV generators. *Renewable Energy*, pp. 288-297.

I.9 ANEXOS

I.9.1 RESULTADOS DOS LIMITES PROPOSTOS

Figura I-17 - Limites para 95% dos desvios de carga global por mês e semi-hora. Subsistema Sul para dias úteis

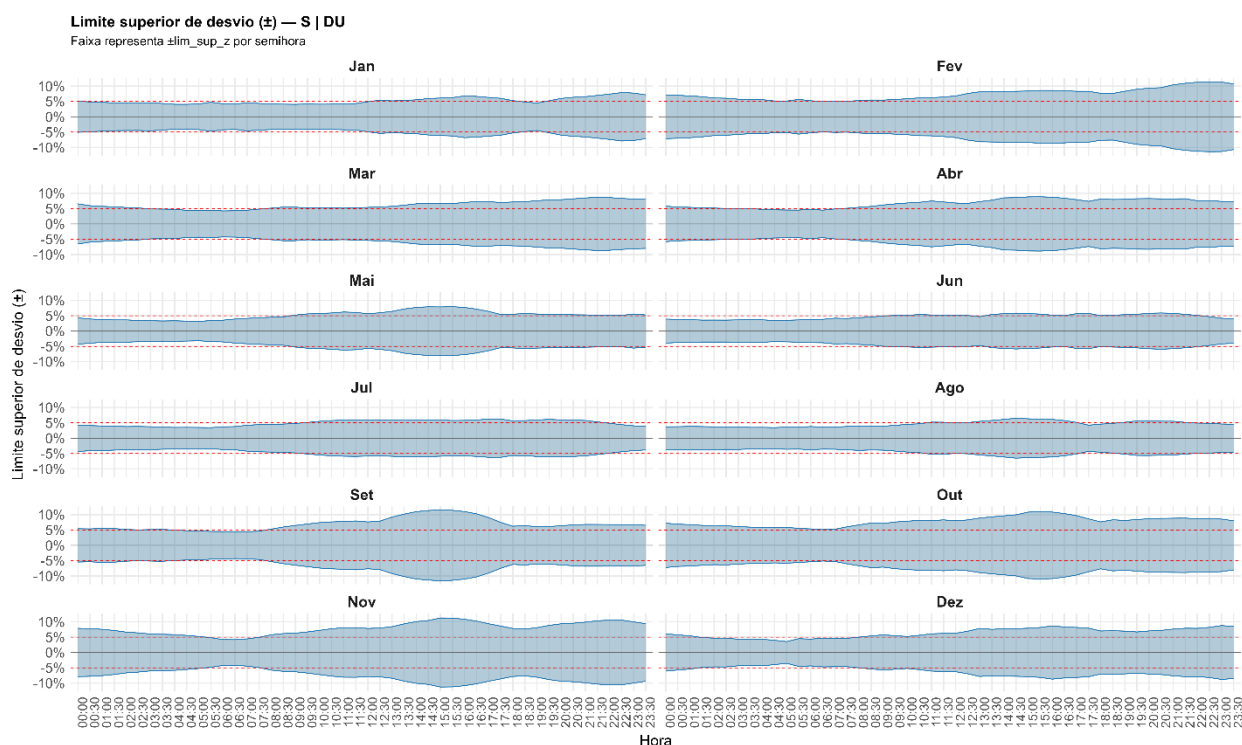


Figura I-18 - Limites para 95% dos desvios de carga global por mês e semi-hora. Subsistema Nordeste para dias úteis

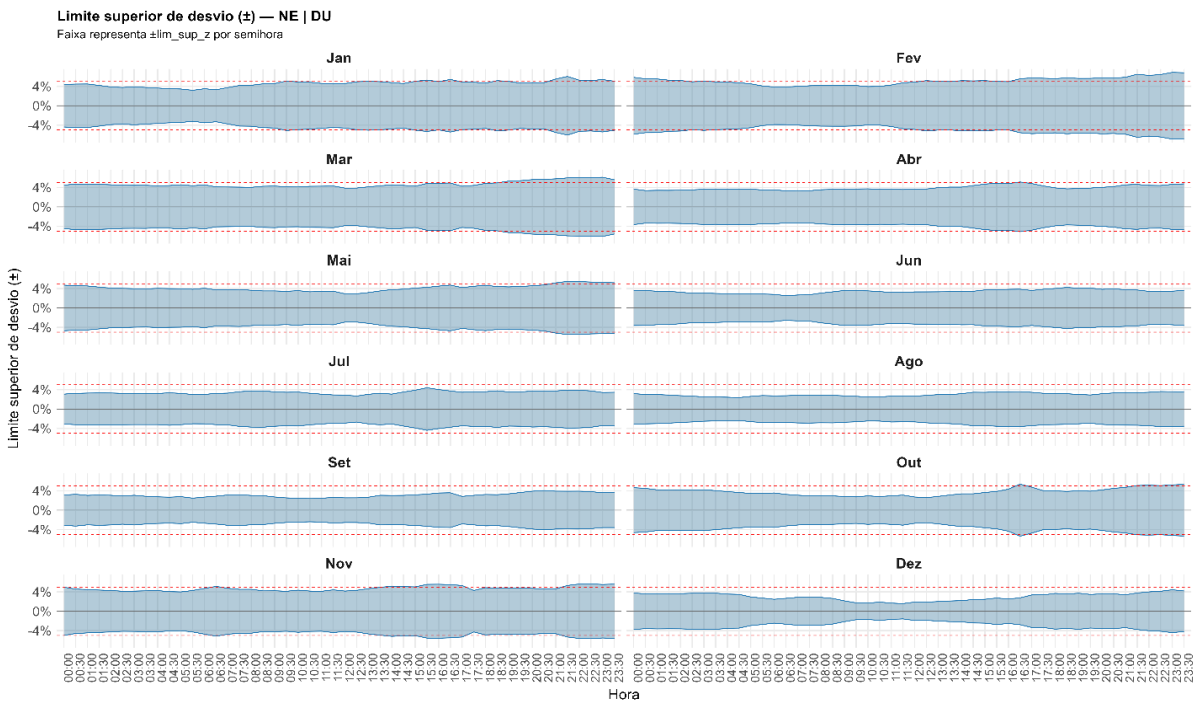


Figura I-19 - Limites para 95% dos desvios de carga global por mês e semi-hora. Subsistema Sul para fins de semana

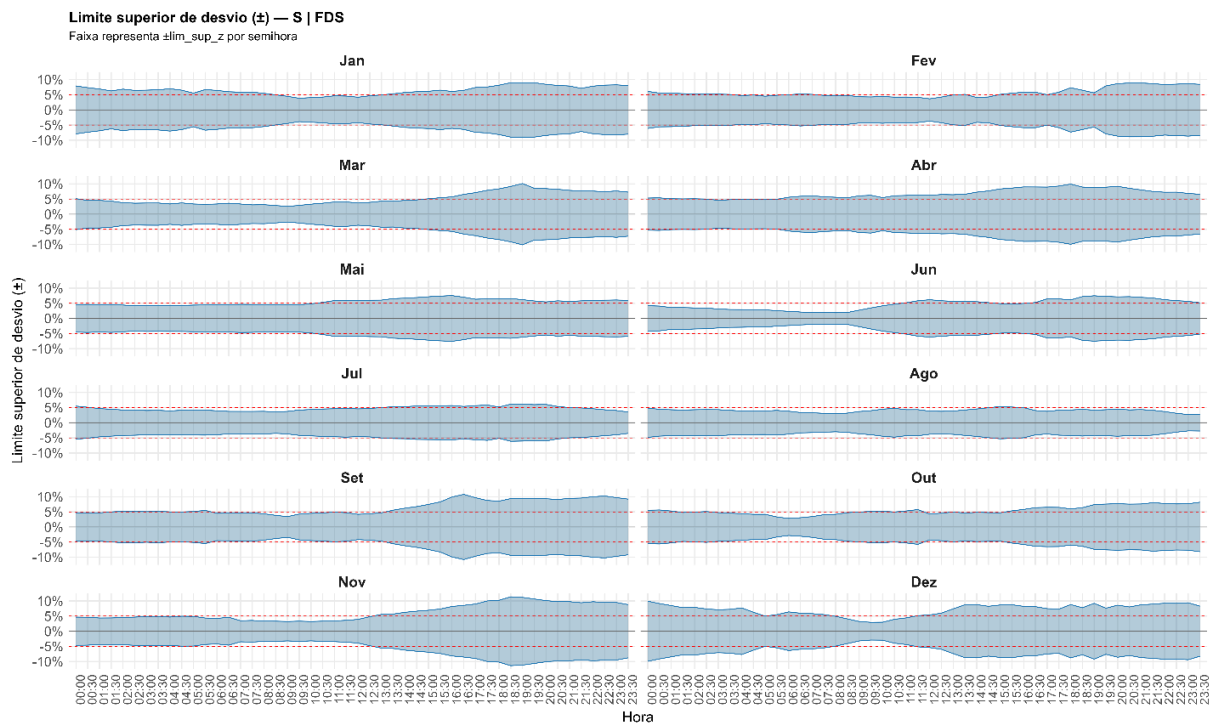


Figura I-20 - Limites para 95% dos desvios de carga global por mês e semi-hora. Subsistema Nordeste para fins de semana

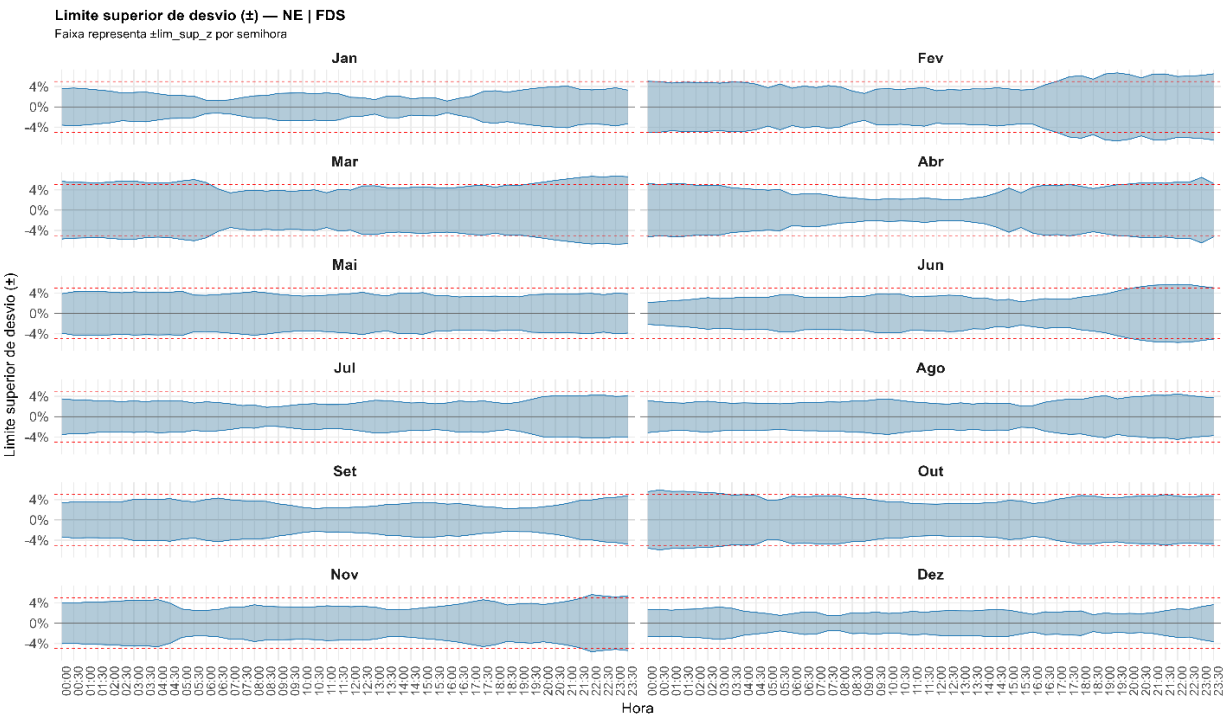


Figura I-21 - Limites para 95% dos desvios de carga global por mês e semi-hora. Subsistema Norte para dias úteis

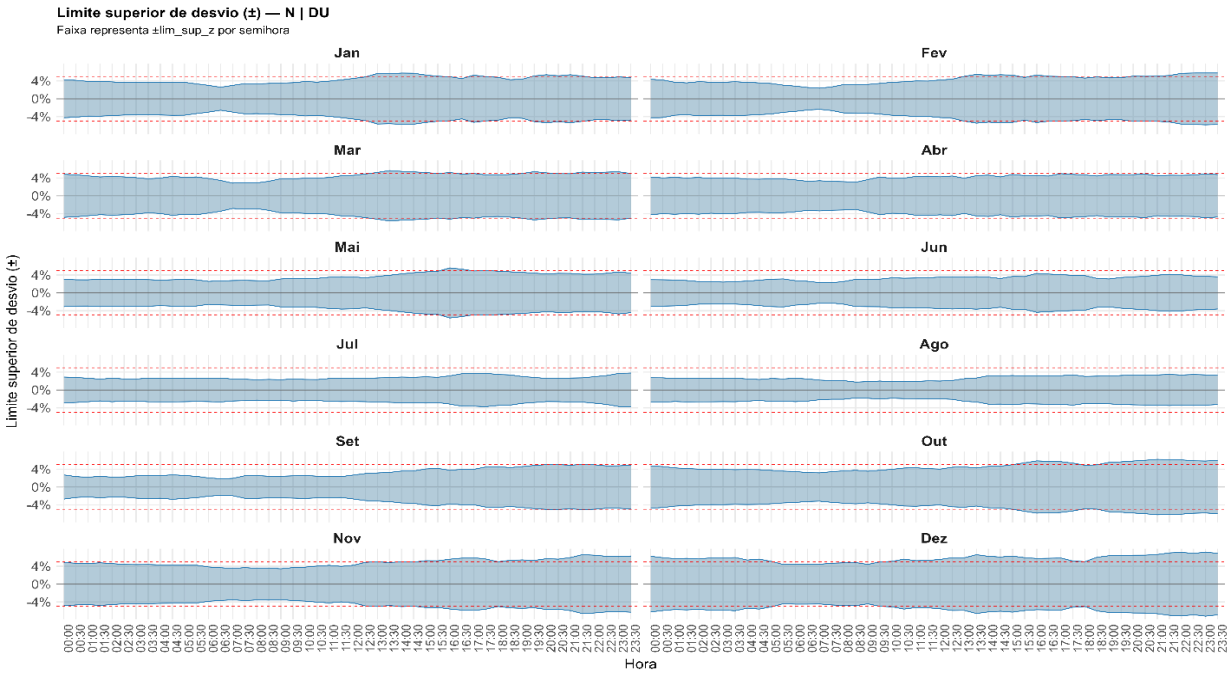


Figura I-22 - Limites para 95% dos desvios de carga global por mês e semi-hora. Subsistema Norte para fins de semana

