

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

GUILHERME RAMALHO DE OLIVEIRA

**Análise da flexibilidade operativa do sistema elétrico brasileiro no contexto da
integração de fontes renováveis prevista no plano decenal**

São Paulo

2023

GUILHERME RAMALHO DE OLIVEIRA

**Análise da flexibilidade operativa do sistema elétrico brasileiro no contexto da
integração de fontes renováveis prevista no plano decenal**

Versão Corrigida

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo
para obtenção do título de Mestre em
Ciências.

São Paulo

2023

TERMO DE JULGAMENTO

GUILHERME RAMALHO DE OLIVEIRA

**Análise da flexibilidade operativa do sistema elétrico brasileiro no contexto da
integração de fontes renováveis prevista no plano decenal**

Versão Corrigida

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Potência.

Orientador: Prof. Dr. Maurício Barbosa de Camargo Salles.

São Paulo

2023

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 28 de setembro de 2023

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Oliveira, Guilherme Ramalho de
Análise da flexibilidade operativa do sistema elétrico brasileiro no contexto da integração de fontes renováveis prevista no plano decenal / G. R. Oliveira -- versão corr. -- São Paulo, 2023.
103 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Fontes renováveis de energia 2.Flexibilidade de sistemas de potência 3.Adequação 4.Volatilidade I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

AGRADECIMENTOS

Agradeço imensamente minha família, especialmente minha mãe, que caminhou comigo durante todo o processo de pesquisa e sempre acreditou em mim.

Agradeço ao meu médico, o Drº Daniel Baptista, por ter me deixado em condições para finalizar esse projeto de pesquisa.

Agradeço ao meu orientador, o professor Drº Mauricio Salles, por ter acreditado no projeto e ter dado os direcionamentos necessários para o trabalho, além de toda a paciência durante os momentos mais críticos.

Agradeço aos meus amigos, que apesar da ausência prolongada ao longo dos últimos anos, me apoiaram e motivaram, especialmente durante os períodos mais difíceis. Sobre o grave risco de omitir nomes importantes, devo fazer menção especial ao Alexandre, à Carol, ao Edu, ao Luís e ao Rodrigo.

Agradeço à empresa onde trabalho, Ampere Consultoria, e principalmente à equipe que a compõe, pelas discussões produtivas e disponibilização de ferramentas para elaboração do projeto.

Agradeço aquelas que me colocaram nesse caminho, há quase uma década, durante o período da graduação: professora Drª Cristina Tomazetti, professora Drª Juliana Tonelli e professora Ahda Pavani. Sinto muita admiração pelo trabalho que exercem, principalmente com o ensino de engenharia.

Por fim, mas não menos importante, agradeço às universidades públicas e profissionais que as compõe, cada um com sua importante função de manter o estudo superior de qualidade e acessível para a comunidade brasileira.

RESUMO

A adoção mais expressiva de recursos de geração de energia renovável variável, resultante do processo de transição energética em todo o mundo, traz desafios aos operadores de sistemas elétricos. Ainda que o Brasil tenha um largo histórico de capacidade de geração renovável, a expansão por recursos ERV traz mudanças relevantes à operação do sistema, e a adequação de flexibilidade do mesmo para manobrar variações da oferta em horizontes de mais curto prazo se torna mais relevante.

Este trabalho apresenta uma revisão do conceito de flexibilidade no contexto do setor elétrico, além da proposta de indicadores para sua avaliação. Posteriormente, alguns dos indicadores foram utilizados para avaliar a adequação de flexibilidade do sistema elétrico brasileiro ao final de horizonte de planejamento do Plano Decenal de Energia 2031. O parque gerador futuro e a demanda do sistema são modelados com base no plano decenal, e a adequação de flexibilidade do sistema é avaliada para diversas condições de recurso energético renovável, considerando duas conjunturas hidrológicas. Para mensuração da flexibilidade proveniente de recursos hidroelétricos, uma abordagem com base em valores históricos de operação, que leva em consideração os níveis armazenados hídrico dos subsistemas foi utilizada.

Os resultados obtidos por meio das simulações indicam que a rampa de carga do sistema ao entardecer será expressiva em praticamente todos os cenários mapeados de geração de energia renovável variável, com o aumento do uso de geração solar fotovoltaica. Todavia, a margem de disponibilidade de recursos para atendimento das rampas poderá ficar muito reduzida entre 17h e 19h. Como subproduto da simulação energética, foram obtidos preços horários médios resultantes dessa operação. Os resultados apontam para aumento da volatilidade dos custos marginais de operação ao longo do dia, mesmo em cenários com hidrologia favorável. Embora essa volatilidade seja benéfica para a correta sinalização de necessidade de recursos flexíveis, a limitação regulatória de preços pode reduzir sua eficácia.

Palavras-chave: Arbitragem de Energia; Energia Renovável Variável; Flexibilidade de Sistemas de Potência; Transição Energética.

ABSTRACT

The more significant adoption of variable renewable energy (VRE) generation resources, resulting from the energy transition process around the world, poses challenges to electrical system operators. Although Brazil has a long history of renewable generation capacity, the expansion of VRE resources brings relevant changes to the system's operation, and the adequacy of its flexibility to deal with variations in supply over short-term horizons becomes more relevant.

This work presents a review of the concept of flexibility in the context of the electricity sector, in addition to proposing indicators for its evaluation. Subsequently, some of the indicators are used to assess the adequacy of the flexibility of the Brazilian electrical system at the end of the planning horizon of the 2031 Ten-Year Energy Plan. The future generating fleet and system demand are modeled based on the ten-year plan, and the flexibility adequacy of the system is evaluated for different VRE scenarios and two hydrological scenarios. To measure the flexibility arising from hydroelectrical resources, an approach based on historical operational values is used, which takes into account the levels of water armament of the two subsystems.

The results obtained through the simulations indicate that the system's load ramp at dusk will be significant in practically all mapped scenarios of variable renewable energy generation, with the increased use of photovoltaic solar generation. However, the margin of availability of resources to serve the ramps may be greatly reduced between 5pm and 7pm. As a by-product of the energy simulation, average hourly prices resulting from this operation were obtained. The results point to an increase in the volatility of marginal operating costs throughout the day, even in scenarios with favorable hydrology. Although this volatility is beneficial for correctly signaling the need for flexible resources, regulatory price limitations can reduce their effectiveness.

Keywords: Energy Arbitrage; Variable Renewable Energy; Power System Flexibility; Energy Transition.

Lista de Figuras

Figura 1 – Curva do pato do mercado da Califórnia (CAISO), vigente à época e projeção para anos seguintes.....	15
Figura 2 - Evolução anual da capacidade instalada de VRE no período de 2010 a 2023. Dados para dezembro de cada ano, com exceção de 2023, que possui dados de maio.	17
Figura 3 - Expansão prevista da capacidade instalada do parque gerador brasileiro por fonte e por ambiente de contratação para o período entre dezembro de 2023 e dezembro de 2025.	17
Figura 4 - Acompanhamento da expansão da oferta de geração de energia elétrica de empreendimentos VER no ambiente livre.	18
Figura 5 - Algoritmo para cálculo da IRRE.....	36
Figura 6 - Exemplo de análise de bem-estar de flexibilidade.	37
Figura 7 – Arranjo institucional do SEB.	41
Figura 8 – Subsistemas do SIN e indicação dos principais fluxos de intercâmbio entre eles.	43
Figura 9 – Evolução dos limites regulatórios de PLD ao longo dos últimos anos.	43
Figura 10 – Geração termoeletrica do SIN ao longo da última década.	50
Figura 11 – Geração termoeletrica inflexível no horizonte de médio prazo de acordo com o Programa Mensal de Operação de Maio de 2023.	51
Figura 12 – Estimativa de geração hidroeletrica inflexível em base mensal com base em restrições de operação consideradas no planejamento da operação do sistema. Inclui parcela 50 Hz da UHE Itaipu.	52
Figura 13 – Geração hidroeletrica em usinas de grande porte sem capacidade de regularização.....	52
Figura 14 – Geração inflexível ERV esperada para o mercado brasileiro no horizonte de médio prazo.	53
Figura 15 – Sazonalização mensal do consumo no mercado brasileiro.	54
Figura 16 – Evolução da distribuição horária do perfil diário de carga do SIN: (a) 2000; (b) 2011 e c (2022).....	55
Figura 17 – Empilhamento de inflexibilidades estimadas da geração, carga estimada e percentual da carga atendido por geração inflexível.....	56
Figura 18 – Geração horária da usina de Belo Monte em três períodos distintos do ano de 2022.	57
Figura 19 – Perfil horário médio mensal de geração solar centralizada no SIN em 2023.....	57
Figura 20 - “Dilema do decisor” para o problema de planejamento hidrotérmico	58
Figura 21 - Perfil horário de geração do subsistema sudeste em abril (a) e setembro (b) e do subsistema sul em abril (c) e setembro (d), para os percentis 10°, 25°, 50°, 75° e 90°.	67
Figura 22 - Perfil horário de geração do subsistema nordeste em abril (a) e setembro (b) e do subsistema norte em abril (c) e setembro (d), para os percentis 10°, 25°, 50°, 75° e 90°.	67
Figura 23 - Diferenças na conjuntura hidrológica entre os cenários úmido e seco para o mês de abril, retratada pela Energia Natural Afluente (ENA), mensurada pela Média de Longo Termo (MLT) e pela Energia Armazenada (EAR).....	68
Figura 24 - Diferenças na conjuntura hidrológica entre os cenários úmido e seco para o mês de setembro, retratada pela Energia Natural Afluente (ENA), mensurada pela Média de Longo Termo (MLT) e pela Energia Armazenada (EAR).....	68
Figura 25 - Perfis horários de carga (P.U do valor médio diário) do histórico amostrado e valor médio do cluster (linha em vermelho), para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste em abril.....	69
Figura 26 - Perfis horários de carga típicos (P.U do valor médio diário) de cada subsistema para o mês de abril para cada tipo de dia.....	70
Figura 27 - Perfis horários de carga típicos (P.U do valor médio diário) de cada subsistema para o mês de setembro para cada tipo de dia.....	70
Figura 28 - Esquema de cenários simulados no modelo DESSEM.....	72
Figura 29 - Diagrama de caixa dos requisitos de rampa horários do SIN para um domingo em abril (azul) e setembro (vermelho).	74

Figura 30 - Diagrama de caixa dos requisitos de rampa horários do SIN para um sábado em abril (azul) e setembro (vermelho).....	74
Figura 31 - Diagrama de caixa dos requisitos de rampa horários do SIN para um dia útil em abril (azul) e setembro (vermelho).	75
Figura 32 - Mapa de calor de cada cenário de RA simulado para o subsistema Sudeste em um domingo (topo), sábado (meio) e dia útil (inferior).	79
Figura 33 - Mapa de calor de cada cenário de RA simulado para o subsistema Nordeste em um domingo (topo), sábado (meio) e dia útil (inferior).	80
Figura 34 - Gráfico de dispersão de CV para os meses de abril (A) e setembro (S) do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.	83
Figura 35 - Gráfico de dispersão de CV para os meses de abril (A) e setembro (S) do subsistema Nordeste.	84
Figura 36 – Mediana dos preços horários normalizados pela média diária (a) para o subsistema Sudeste e (b) para o subsistema Nordeste.....	84
Figura 37 - Gráfico de dispersão de CV para os meses de abril (A) e setembro (S) do subsistema Sudeste/Centro-Oeste com aplicação de limites do PLD.....	85
Figura 38 - Gráfico de dispersão de CV para os meses de abril (A) e setembro (S) do subsistema Nordeste com aplicação de limites do PLD.....	85
Figura 39 – Penetração de geração ERV por percentil e indicação de volume absorvível pelo sistema em (a) domingos e (b) sábados.....	86

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Penetração de ERV de alguns mercados selecionados	14
Tabela 2 – Critérios necessários para definição de flexibilidade	21
Tabela 3 – Valores típicos de flexibilidade para tecnologias de geração térmica	23
Tabela 4 – Fatores redutores de flexibilidade hidroelétrica	24
Tabela 5 – Facilitadores de serviços de flexibilidade	27
Tabela 6 – Tipos de serviços ancilares	31
Tabela 7 – Serviços ancilares do mercado brasileiro	47
Tabela 8 - Expansão centralizada indicativa até o ano de 2031	48
Tabela 9 – Capacidade instalada de referência para cada tecnologia ERV em 2031	64
Tabela 10 – Quantidade de cenários de geração para cada tecnologia ERV	65
Tabela 11 – Máximas rampas horárias de usinas termoeletricas em 2031 (MW)	76
Tabela 12 – FRH para rampas de tomada de carga (MW)	78
Tabela 13 – RA máximo e horário de ocorrência para cada cenário dos subsistemas Sudeste e Nordeste	82

Sumário

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	TRANSIÇÃO ENERGÉTICA GLOBAL E SISTEMAS DE BAIXA INÉRCIA.....	13
1.2	TRANSIÇÃO ENERGÉTICA NO BRASIL.....	15
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO E OBJETIVOS	19
2	FLEXIBILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA	20
2.1	SOLUÇÕES DE FLEXIBILIDADE (ESCOPO #1).....	22
2.1.1	Flexibilidade pela geração	22
2.1.2	Flexibilidade pelo armazenamento	25
2.1.3	Flexibilidade pelo consumo	26
2.1.4	Flexibilidade pela rede de transmissão	26
2.2	PERÍODO DE ATIVAÇÃO (ESCOPO #2)	26
2.3	INCENTIVO PARA ATIVAÇÃO (ESCOPO #3).....	27
2.3.1	Mercados de Energia	27
2.3.1.1	Mercado do dia seguinte.....	29
2.3.1.2	Mercado intradiário	29
2.3.1.3	Mercado de Balanço/Tempo Real.....	30
2.3.2	Mercado de serviços ancilares	30
2.3.3	Remuneração por flexibilidade	32
2.4	INDICADORES DE FLEXIBILIDADE	33
2.4.1	Indicadores baseados nas capacidades de rampa	33
2.4.2	Indicadores probabilísticos	35
2.4.2.1	IRRE.....	35
2.4.2.2	Período de Déficit de Flexibilidade (PFD).....	36
2.4.2.3	Expectativa de Rampa não Suprida	37
2.4.2.4	Análise de bem-estar de flexibilidade.....	37
2.5	INDICADORES BASEADOS NO CUSTO DA OPERAÇÃO .Erro! Indicador não definido.	
3	O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	39
3.1	DESVERTICALIZAÇÃO E GOVERNANÇA	39
3.2	MERCADOS FACILITADORES	41
3.2.1	Mercado de Energia no Brasil	41
3.2.2	Mercado de Serviços Ancilares no Brasil	44
3.3	CAPACIDADE INSTALADA DO PARQUE GERADOR E MODELO DE EXPANSÃO ...	47
3.3.1	Plano decenal de expansão no brasil e modelo de investimento	48
3.4	INFLEXIBILIDADES.....	49
3.4.1	Inflexibilidade Termoeletrica	49

3.4.2	Inflexibilidade Hidroelétrica.....	51
3.4.3	Inflexibilidade ERV.....	53
3.5	CONSUMO DE ENERGIA NO BRASIL.....	53
3.6	BALANÇO DE INFLEXIBILIDADES	55
3.7	PRECIFICAÇÃO DE ENERGIA NO SIN.....	58
3.7.1	NEWAVE.....	59
3.7.2	DECOMP	61
3.7.3	DESSEM	61
4	METODOLOGIA PARA MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.	63
4.1	ENERGIA RENOVÁVEL VARIÁVEL	63
4.2	USINAS HIDROELÉTRICAS DESPACHÁVEIS	68
4.3	USINAS TERMOELÉTRICAS DESPACHÁVEIS	69
4.4	CARGA DE ENERGIA	69
4.5	LIMITES DE INTERCÂMBIO.....	71
4.6	Modelos de otimização.....	71
5	METODOLOGIA PARA CÁLCULO DOS INDICADORES DE FLEXIBILIDADE	73
5.1	ADEQUAÇÃO DE RAMPAS (RA)	73
5.1.1	Cálculo dos requisitos de rampa.....	73
5.1.2	Cálculo dos recursos de rampa.....	75
5.1.2.1	Recursos termoelétricos.....	76
5.1.2.2	Recursos hidrelétricos.....	77
5.2	COEFICIENTE DE VARIAÇÃO (CV)	78
6	RESULTADOS.....	79
6.1	ADEQUAÇÃO DE RAMPAS (RA)	79
6.2	COEFICIENTE DE VARIAÇÃO DE PREÇO (CV)	83
6.3	CORTES DE GERAÇÃO ERV	86
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	88
7.1	RECOMENDAÇÕES.....	89
7.2	TRABALHOS FUTUROS	89
	REFERÊNCIAS	90
	APÊNDICE A – Mapas de calor do subsistema Sul	98
	APÊNDICE B – Mapas de calor do subsistema Norte	99
	APÊNDICE C – RAs máximos e horários de ocorrência (úmido).....	100
	APÊNDICE D – RAs máximos e horários de ocorrência (seco)	101
	APÊNDICE E – CV do subsistema Sul.....	102
	APÊNDICE F – CV do subsistema Norte.....	103

1 INTRODUÇÃO

A eletricidade é um bem de consumo fundamental para o bem-estar social e desenvolvimento econômico, uma vez que possibilita o funcionamento dos mais diversos equipamentos das residências, comércios, indústrias e hospitais. Sem ela, não seria possível obter os mesmos níveis de produtividade e conforto alcançados atualmente.

Os sistemas elétricos de potência são arranjos técnicos e comerciais complexos, compostos por diversos tipos de componentes e instituições cuja principal função é assegurar o atendimento dos consumidores de energia elétrica dentro de sua área de responsabilidade. O equilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica é continuamente desafiado pelo padrão de consumo e pela disponibilidade dos recursos energéticos no tempo, o que pode afetar os níveis de tensão e frequência da rede. Em última análise, tal desequilíbrio pode levar à falha sistêmica e cortes na distribuição de energia.

A crescente penetração de fontes de energia renovável variável (ERV) aumenta a complexidade da operação de sistemas elétricos por adicionar maior incerteza e variabilidade à disponibilidade dos recursos energéticos em todas as escalas de tempo (ZHANG et al., 2019). Neste contexto, se tornam mais relevantes as pesquisas centradas na flexibilidade dos sistemas elétricos para manterem-se adequados em escalas de tempo menores.

Nesta introdução são apresentados dados acerca da crescente necessidade de agregação de flexibilidade dos sistemas elétricos, a relevância do presente trabalho e sua estrutura.

1.1 TRANSIÇÃO ENERGÉTICA GLOBAL E SISTEMAS DE BAIXA INÉRCIA

Ao longo das últimas duas décadas, diversos países aderiram a acordos de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa (GHG), em um esforço para mitigar as causas antropogênicas das mudanças climáticas e seus efeitos sobre o planeta. A expressiva participação do setor energético nas emissões globais fez deste um dos alvos principais para que as metas de redução fossem perseguidas. Deste modo, viu-se forte onda de investimentos no setor de energias renováveis e de baixa emissão de resíduos.

A capacidade instalada da fonte eólica foi elevada por um fator na ordem de 4 vezes durante o período de 2010 até 2020, alcançando 743 GW de potência instalada globalmente (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2021). Durante o mesmo período, usinas solares fotovoltaicas centralizadas tiveram sua capacidade instalada expandida em 54 vezes, alcançando 422 GW, enquanto a mesma fonte, mas na forma de recursos energéticos

distribuídos (RED) cresceu por um fator de 10 vezes, alcançando 310 GW segundo dados da Agência Internacional de Energia (2021a). Esta tendência deve se manter e até ser expandida, já que muitos países determinaram metas para alcançar a marca de emissão zero até 2050. Ainda, de acordo com a Agência Internacional de Energia (2021b), a eletricidade proveniente de fontes renováveis deverá representar cerca de 50% de toda a produção em 2050.

Em alguns mercados a máxima penetração instantânea de ERV já ultrapassa a carga total, como é o caso da Dinamarca (AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR, 2021) e do sistema do Sul da Austrália Sul (DANISH ENERGY AGENCY, 2021). A Tabela 1 apresenta alguns exemplos de mercados com alta participação de ERV, desde mercados maiores como os mercados dos estados estadunidenses do Texas (ERCOT) e Califórnia (CAISO) até mercados menores, como o mercado irlandês (EIRGRID). Alguns mercados regionais também reforçam a capacidade de mercados menores para lidar com a alta penetração de ERV, como o mercado do Sul da Austrália. Também é apresentado o mercado brasileiro como um todo e em destaque a região nordeste, que apresenta a maior capacidade instalada de ERV.

Tabela 1 – Penetração de ERV de alguns mercados selecionados.

Mercado	Máxima Penetração Instantânea (% Carga)	Geração Anual (% Carga)
Dinamarca	157% (2018)	50% (2018)
Austrália (South Australia)	160% (2021)	61% (2021)
Portugal	105% (2016)	29% (2019)
Irlanda	85% (2019)	33,5% (2020)
EUA (ERCOT)	~55% (2019)	~20% (2019)
EUA (CAISO)	80% (2020)	~32% (2021)
Grande Bretanha	~70% (2019)	~20% (2019)
Brasil	36% (2022)	13% (2021)
Brasil (Nordeste)	130% (2022)	66% (2021)

Fonte: Autoria própria a partir de dados disponibilizados em AEMO (2019), AEMO (2021), SEAI (2020), IEA (2020), CAISO (2022), ONS (2022a), ONS (2022b).

Embora a experiência desses mercados mostra ser possível a operação de sistemas intensivos de ERV, ainda existem desafios que precisam ser endereçados em tais condições, em especial a flexibilidade necessária para gerenciar oscilações acentuadas de carga residual. Neste sentido, tornou-se emblemático o que ficou conhecido como “curva do pato”, uma condição em que a carga do sistema que deve ser atendida por geração controlável é fortemente alterada pela

inserção de energia solar, aumentando a demanda por flexibilidade no início da incidência solar e principalmente ao final do dia. Tal fenômeno ficou conhecido após ampla divulgação pelo mercado elétrico da Califórnia (CAISO, 2016), um dos expoentes da integração de geração solar fotovoltaica.

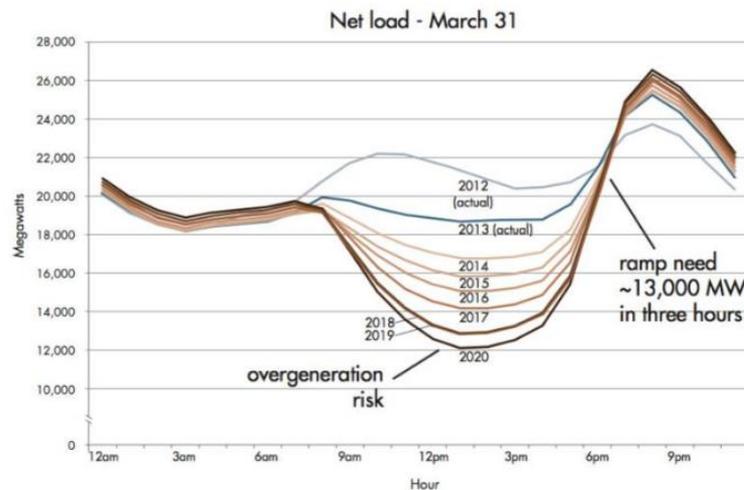


Figura 1 – Curva do pato do mercado da Califórnia (CAISO), vigente à época e projeção para anos seguintes.

Fonte: CAISO (2016).

1.2 TRANSIÇÃO ENERGÉTICA NO BRASIL

A expansão do parque gerador brasileiro é feita predominantemente pelo modelo de leilões, que resulta em decisões centralizadas para a compra de nova capacidade (VAZQUEZ; HALLACK, 2018), cabendo à Empresa de Planejamento Energético (EPE), empresa estatal ligada ao Ministério de Minas e Energia (MME), realizar os estudos e projeções da matriz elétrica brasileira, elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos, desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis, identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos, entre diversas outras funções (BRASIL, 2004). A compra da capacidade de novas usinas é feita usualmente através de leilões que resultam em contratos de longo prazo para atender ao chamado mercado cativo, denominado Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

O movimento de expansão de ERV no Brasil teve início com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), criado pela Lei nº 10.438/2002 e que teve o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis (pequenas centrais hidrelétricas,

usinas eólicas e pequenas centrais termelétricas movidas a biomassa) na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015a). Segundo a Eletrobrás, empresa estatal compradora dos contratos do PROINFA, foram implantados até dezembro de 2011 cerca de 964 MW de projetos eólicos pelo programa (ELETROBRAS, 2022). Subsequentemente, leilões direcionados para a compra de energia eólica e solar centralizada propulsionaram a capacidade dessas fontes na matriz elétrica brasileira (COSTA, 2020).

Já o desenvolvimento de projetos de energia solar distribuída teve seu início com a publicação do marco legal da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), através da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (2022a), órgão regulador do setor elétrico, os estímulos à geração distribuída se justificam pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Entre eles estão o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética. Em 2015, por meio da publicação da Resolução Normativa nº 687/2015, o escopo para consideração de projetos de MMGD foi ampliado, assim como a atratividade para investidores neste tipo de recurso (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015b). A adoção mais massiva da tecnologia, no entanto, teve início a partir de 2021, como efeito dos altos preços da eletricidade e da expectativa de mudança no marco regulatório da MMGD, o qual resultaria na redução da atratividade de projetos que aderissem ao sistema posteriormente. De fato, a publicação da Lei 14.300/2022 resultou em uma corrida para implementação da fonte solar fotovoltaica, como pode ser visto na Figura 2, a qual apresenta a evolução da capacidade instalada de geração distribuída no Brasil.

Como consequência das políticas adotadas e conjuntura do mercado, a expansão de ERV no sistema brasileiro seguiu a tendência global. Durante o período de 2010 até novembro de 2022, houve crescimento de 28 vezes na capacidade instalada da fonte eólica, ultrapassando em 2022 a marca de 23,5 GW, segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (2011) e da Agência Nacional de Energia Elétrica (2023a). Já as fontes solar centralizada e solar distribuída, cuja participação era praticamente nula em 2010, já ultrapassaram em 2022 as marcas de 7 GW e 15,1 GW de potência instalada, respectivamente.

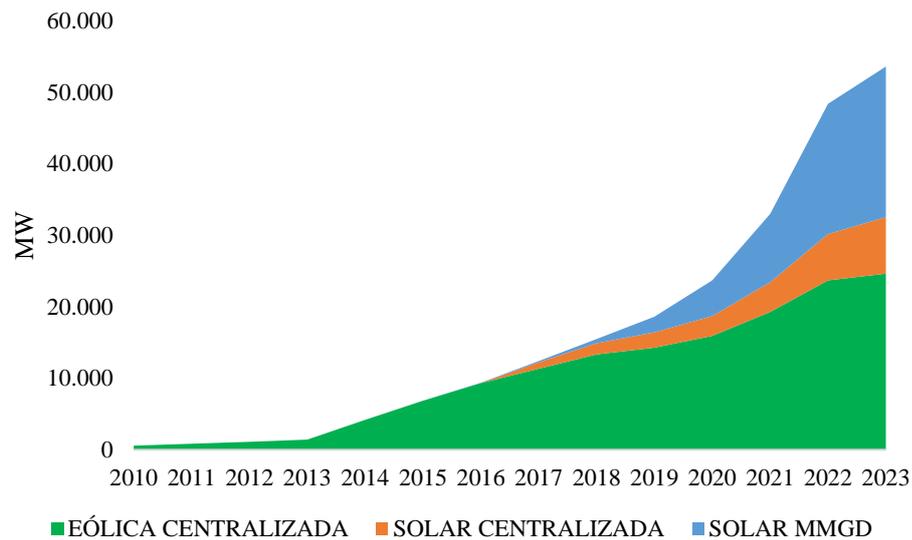


Figura 2 - Evolução anual da capacidade instalada de VRE no período de 2010 a 2023. Dados para dezembro de cada ano, com exceção de 2023, que possui dados de maio.

Fonte: Elaboração própria com dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (2023a; 2023b) e do Operador Nacional do Sistema (2023a).

Cabe destacar, ainda, que apesar do modelo de leilões centralizados tradicionalmente seguido para fomento à expansão de capacidade no país, nota-se nos últimos anos participação crescente de expansão do setor elétrico brasileiro por iniciativa bilateral, sem participação de contratos públicos de longo prazo, ou seja, ocorrem diretamente no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Essa tendência é observada principalmente para as fontes eólica e solar, conforme demonstra a Figura 3.

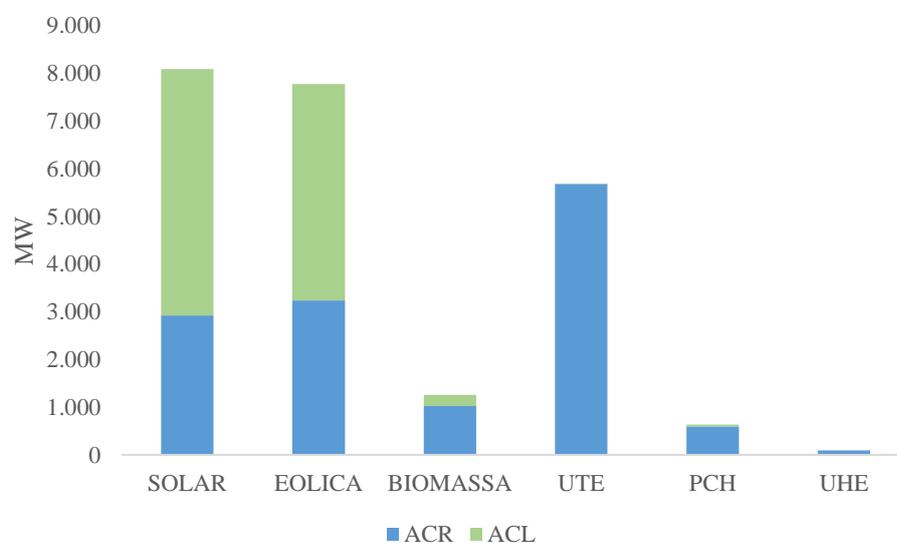


Figura 3 - Expansão prevista da capacidade instalada do parque gerador brasileiro por fonte e por ambiente de contratação para o período entre dezembro de 2023 e dezembro de 2025.

Fonte: Elaboração própria com dados do Operador Nacional do Sistema (2023b).

Ainda que a expansão considerada no Programa Mensal de Operação já considere maior participação do ambiente livre na instalação de recursos de ERV, este número pode estar subdimensionado. Isso decorre da metodologia atual de consideração de usinas viabilizadas pelo ambiente livre na cadeia de modelos: são consideradas atualmente apenas usinas com obra já iniciadas, o que na prática inclui apenas ativos com expectativa de implementação até 2025.

A Figura 4 apresenta a capacidade total de usinas fotovoltaica e eólicas, planejadas no ACL e presentes no Relatório de Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica (RALIE), de responsabilidade da ANEEL.

O número total de usinas no ACL, com obras não iniciadas (e que, portanto, não compõem atualmente a oferta do Programa Mensal de Operação energética) superam a marca de 100 GW. Esse número não representa necessariamente o total de capacidade que será viabilizada, ainda mais em função da “corrida de ouro” para obtenção de subsídios que foram retirados em marcos regulatórios recentes. Todavia, a filtragem desse potencial por projetos que possuem Contrato pelo Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição (CUST/CUSD) e alguma licença ambiental (Licença de Instalação - LI ou de Licença de Operação - LO) indicam ainda a possibilidade de implementação de aproximadamente 28 GW de usinas ERV nos próximos anos. De fato, essa oferta poderá compor a programação de médio prazo a partir de 2024, segundo nova regra estudada pela ANEEL (ANEEL, 2022d).

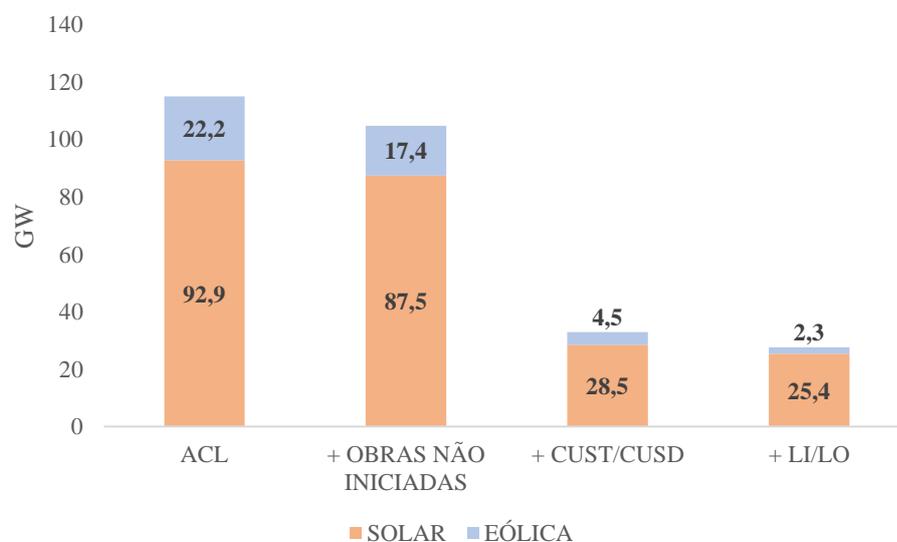


Figura 4 - Acompanhamento da expansão da oferta de geração de energia elétrica de empreendimentos VER no ambiente livre.

Fonte: Elaboração própria com dados da ANEEL (2023e).

1.3 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo estimar as características operativas do sistema elétrico brasileiro para o ano de 2031 considerando a penetração planejada de fontes renováveis no contexto do plano decenal. Os objetivos específicos são os seguintes:

- Caracterização das rampas de carga líquida do sistema para diferentes cenários de geração de energia variável, em especial em razão da fonte solar fotovoltaica
- Caracterização dos recursos para suprir as rampas por meio de cenários hidrológicos de oferta de energia e do parque termoelétrico planejado
- Impacto do parque gerador previsto na volatilidade dos preços de energia elétrica

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho tem a seguinte estrutura: O capítulo 2 apresenta revisão sobre o conceito de flexibilidade em sistemas de potência e seus indicadores, o capítulo 3 contextualiza o sistema elétrico brasileiro dentro do escopo de estudo, o capítulo 4 apresenta a metodologia utilizada para modelar o sistema elétrico brasileiro ao final do período do PDE 2031, o capítulo 5 apresenta a metodologia para cálculo das métricas selecionados, o capítulo 6 dispõe os resultados encontrados e o capítulo 7 apresenta a conclusão.

2 FLEXIBILIDADE DE SISTEMAS DE POTÊNCIA

Em sistemas de potência, estudos de confiabilidade (*reliability*) são separados em dois domínios: Adequação (*Adequacy*) e Segurança (*Security*). Segundo Verma (2010), a análise de adequação de um sistema se constitui no exame da capacidade do parque gerador de suprir a demanda e restrições do sistema em condições estáticas (regime permanente), ou seja, sem incluir dinâmicas do sistema ou distúrbios transientes. Já a análise de segurança é pautada justamente nas análises dos transientes da rede. Pode-se dizer, ainda, que a análise de adequação precede a análise de segurança (VERNA, 2010). Os índices obtidos das análises de confiabilidade podem ser empregados tanto para o planejamento quanto para a operação. No contexto do horizonte de planejamento, tais índices podem apontar para fraquezas do sistema, ajudar na comparação de diferentes estratégias e justificar novos planos de expansão. No contexto da operação, podem ser utilizados para definição das reservas associadas ao comissionamento do parque gerador (VERNA, 2010).

Com o aumento da variabilidade de curto prazo da carga residual decorrente da transição energética, a análise de flexibilidade do sistema de potência ganha força como um terceiro domínio dentro do campo de estudo de confiabilidade, apesar desta não ser necessariamente uma preocupação nova de planejadores e operadores.

Existem múltiplas definições de flexibilidade de sistemas de potência (FSP). De modo geral, as definições encontradas na literatura mencionam algum tipo de correlação entre a capacidade de gestão da incerteza e variação da oferta e demanda, associando ou não tal capacidade de gestão a sinais externos de incentivo e diferentes horizontes de interesse.

A Agência Internacional de Energia (2019) a define como a habilidade do sistema para gerenciar variações e incertezas na oferta e demanda de maneira confiável e econômica, em todas as escalas de tempo relevantes, assegurando desde a estabilidade instantânea até o suprimento de longo-termo. Já a Empresa de Pesquisa Energética (2022) define a FSP como a capacidade de atender às oscilações bruscas da carga.

Alguns autores também definem subtipos de flexibilidade, como é o caso de Zhang *et al.* (2021), que foca a análise de flexibilidade para a fonte hidroelétrica. O autor define uma flexibilidade redutora de ponta (*peak-shaving flexibility - PSF*), que seria a habilidade do sistema para poder ajustar a geração de potência ativa de recursos hidroelétricos visando reduzir a diferença entre a ponta e o vale na curva de carga. O autor também define uma flexibilidade de ajuste (*adjustment flexibility – AF*), que é a habilidade de recursos hidroelétricos para lidarem

com mudanças repentinas no perfil de geração variável ou na curva de carga, subdividindo este em outros dois subtipos: flexibilidade de ajuste para cima (*upward adjustment flexibility* – *UAF*) e flexibilidade de ajuste para baixo (*downward adjustment flexibility* - *DAF*).

Uma definição mais abrangente é proposta por Degefa, Sperstad e Sæle (2021), que identificam três critérios pertinentes ao conceito de flexibilidade que seriam fundamentais para uma definição clara e compreensiva de FSP. Estes critérios são expostos na Tabela 2. Utilizando estes critérios, define-se FSP como a habilidade da operação de um sistema de potência, assim como suas cargas, recursos de armazenamento, geradores e demais ativos do sistema elétrico, para modificar sua operação de rotina durante um período limitado, respondendo a solicitações de sinal externo, sem levar a interrupções não programadas.

Observa-se que a definição unívoca de flexibilidade ainda é motivo de debate e de certo esforço acadêmico. Neste trabalho, adotar-se-á como padrão a definição de Degefa, Sperstad e Sæle (2021), uma vez que esta incorpora tanto os critérios tecnológicos (tipos de recurso flexíveis) quanto conceituais de planejamento e operação de sistemas de potência e mercados de energia (tempo de duração e incentivo para ativação). As subseções a seguir aprofundam o debate em cada critério.

Tabela 2 – Critérios necessários para definição de flexibilidade

Escopo	Critério	Definição
#1	Tipo de recurso flexível	A definição de flexibilidade deveria ser ampla o suficiente para englobar todos os recursos flexíveis relevantes.
#2	Duração de ativação da flexibilidade	Ativação de um serviço por um período de duração limitado, quando há necessidade do sistema. Não deve incluir medidas mais permanentes de eficiência energética.
#3	Incentivo para ativação da flexibilidade	Flexibilidade é uma resposta iniciada por um sinal externo, uma vez que alguns recursos podem ter flexibilidade para seu próprio uso, mas não responder a necessidades externas.

Fonte: Adaptado de Degefa, Sperstad e Sæle (2021).

2.1 SOLUÇÕES DE FLEXIBILIDADE (ESCOPO #1)

As soluções capazes de prover flexibilidade ao sistema elétrico podem ser divididas em 4 grupos, seguindo a classificação de Heggarty *et al.* (2020): Flexibilidade pela geração, flexibilidade pela carga, flexibilidade pela rede e flexibilidade pelo armazenamento.

2.1.1 Flexibilidade pela geração

As principais tecnologias de geração provedoras de flexibilidade são as usinas termelétricas e usinas hidrelétricas.

a) Flexibilidade de usinas termelétricas

A flexibilidade de uma usina termelétrica pode ser caracterizada pelos seguintes parâmetros (SANTOS *et al.*, 2020): taxa de rampa para tomada/alívio de carga (*Rup/Rdown*), mínimo tempo de acionamento/desligamento (*Uptime/Downtime*), geração térmica mínima (*Turndown*) e rampa de acionamento/desligamento (*Ron/Roff*). Pode-se ainda definir os tipos de partidas de uma usina térmica: partidas a quente ocorrem caso a usina tenha estado ativa a menos de 6h a 10h, enquanto partidas a frio são as que ocorrem num intervalo superior à 60h. Faixas intermediárias são chamadas de partidas a morno (TOLMASQUIM, 2016a). A Tabela 3 apresenta valores usuais de flexibilidade para diferentes tecnologias de geração termoelétrica.

Usinas termelétricas convencionais são ainda, comumente, separadas entre usinas de base, usinas intermediárias e usinas de ponta:

- Usinas de base: são aquelas com baixa flexibilidade, geralmente usinas nucleares e usinas movidas a carvão.
- Usinas para atendimento a ponta: são aquelas com alta flexibilidade, e que podem responder rapidamente a variações da carga líquida do sistema para reequilibrar oferta e demanda. Usinas nessa categoria são geralmente movidas a gás natural, em ciclo aberto ou a óleos combustíveis em motores de combustão interna.
- Usinas intermediárias: São aquelas que são acionadas para cobrir a demanda existente entre a demanda de base e a demanda de pico do sistema, usualmente usinas movidas a carvão e gás natural em ciclo combinado.

Tabela 3 – Valores típicos de flexibilidade para tecnologias de geração térmica

Tecnologia	Cenário	Partida Quente (min)	Taxa de rampa (%Pnom/min)	Mínima carga (%Pnom)	Mínimo tempo de desligamento (min)
Carvão	Valor Médio Atual	213,0	3,0%	40,9%	360
	Valor Médio Futuro	139,0	5,0%	20,0%	360
Ciclo Combinado Heavy Duty	Valor Médio Atual	120,0	5,4%	45,2%	143
	Valor Médio Futuro	100,0	10,8%	30,0%	143
Ciclo Aberto Heavy Duty	Valor Médio Atual	22,6	9,6%	37,5%	113
	Valor Médio Futuro	11,7	19,3%	20,0%	113
Ciclo Aberto Aeroderivativo	Valor Médio Atual	8,3	97,0%	50,2%	113
	Valor Médio Futuro	2,3	100,0%	20,0%	113
Linhito	Valor Médio Atual	420,0	2,0%	55,0%	2.880
	Valor Médio Futuro	277,0	4,0%	25,0%	480
Motor de Combustão Interna	Valor Médio Atual	5,0	100,0%	20,0%	5
	Valor Médio Futuro	2,0	100,0%	10,0%	5

Fonte: Adaptado de Gonzales-Salazar, Kirsten e Prchlik (2018) e International Renewable Energy Agency (2019a).

O aperfeiçoamento da flexibilidade de usinas termelétricas é uma componente fundamental na transformação dos sistemas elétricos, que possuem cada vez mais fontes de energia variável, sendo essa uma tecnologia complementar às demais alternativas que agregam flexibilidade ao sistema (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2019a).

Usinas mais flexíveis, como usinas em ciclo aberto de gás natural, principalmente as aeroderivativas, ou ainda motores de combustão interna, possuem rápido tempo de partida e de taxas de rampas, menores restrições para mínima potência em operação contínua e menores tempos de acionamento e desligamento. Os custos de capital são geralmente baixos, mas o custo de operação tende a ser alto. Já usinas menos flexíveis costumam ter um custo de capital mais elevado, porém com menores custos de operação.

Devido à prática operacional, eficiência ou requisitos regulatórios, usinas nucleares são tradicionalmente operadas de maneira inflexível, produzindo o máximo de energia quando estão acionadas, ainda que, segundo Jenkins *et al.* (2018), estas usinas são tecnicamente capazes de operar de modo mais flexível, alterando sua produção ao longo das horas (operação de rampa ou seguindo a curva de carga), contribuindo assim para controle de frequência e reserva operativa. Um argumento em favor da utilização de usinas nucleares frente às outras tecnologias de usinas termoeletricas é fundamentado na baixíssima emissão de gases poluentes durante sua operação, o que estaria em linha com a transição energética.

b) Flexibilidade de usinas hidroelétricas

Usinas hidroelétricas são divididas em dois grupos: reservatórios de acumulação e usinas a fio d'água. Tal separação leva em consideração a relação entre volume do reservatório, defluências e tempo de residência da água no reservatório. Esta classificação pode ser útil no planejamento a longo prazo do sistema elétrico, mas em realidade, reservatórios existem em um espectro (HARBY; SCHÄFFER, 2019). No curto prazo, toda usina hidroelétrica pode auferir algum grau de regularização ao sistema.

Usinas hidroelétricas possuem, de modo geral, flexibilidade elevada, uma vez que podem operar com altas taxas de rampa e limites mínimos de geração bastante reduzidos (Morales *et al.*, 2014). Gonzales-Salazar, Kirsten e Prchlik (2018), por exemplo, reportam características de flexibilidade para este tipo de fonte como 6 minutos de partida quente, carga mínima de 5% da potência nominal e taxa de rampa de 15%/min (%Pnom/min). Não obstante, a flexibilidade de um gerador hidroelétrico na prática é afetada por fatores externos, além dos fatores intrínsecos da própria usina. A Tabela 4 apresenta uma síntese de fatores que influenciam na flexibilidade real de uma usina hidroelétrica.

Deste modo, apesar da alta flexibilidade de recursos hidroelétricos, sua precisa estimativa em um sistema de grande porte pode ser bastante complexa, diferentemente de recursos termoelétricos, que podem ter seus parâmetros individuais de flexibilidade somados.

Tabela 4 – Fatores redutores de flexibilidade hidroelétrica

Fator	Relação
Tamanho do reservatório	Limite superior da capacidade de armazenamento
Usos múltiplos	Impõem restrições de vazão mínima defluente
	Impõem limitações de variação de fluxo
	Impõem limitações de máximo armazenamento
Acoplamento operativo	Interconecta operação de uma usina sobre outras usinas da mesma cascata
Limitações técnicas	Impõem limites de rampa e de descarga de água
	Limita frequência de acionamento de unidades
	Limita faixa de operação sob carga parcial
Variações temporárias e cíclicas	Limita recurso hidrológico em determinados períodos do ano

Fonte: Elaboração própria.

Leocadio *et al.* (2019) apresenta uma metodologia para estimar a flexibilidade proveniente de usinas hidroelétricas em sistemas de grande porte. A metodologia consiste na compilação do histórico horário de geração hidráulica agregada. Deste histórico obtém-se a maior rampa horária observada. Usando tal metodologia, chegou-se à conclusão de que a maior

rampa horária de fonte hidroelétrica do SIN seria de 9 GW, utilizando dados de 2018. Tal metodologia é limitada, naturalmente, a uma relativa estacionariedade do parque gerador hidrelétrico futuro (ausência de descomissionamento ou construção de novas usinas hidrelétricas com geração controlável).

2.1.2 Flexibilidade pelo armazenamento

O principal papel da flexibilidade oriunda de tecnologias de armazenamento é a possibilidade de alocar o superávit de recursos energéticos de períodos de baixa demanda para períodos de alta demanda. No entanto, deve-se destacar que este recurso não é gratuito, apresentando eficiência energética global entre 75% e 80% (MORALES *et al.*, 2014).

Tecnologias de armazenamento podem aparecer em formas variadas, desde baterias eletroquímicas, capacitores, sistemas de ar comprimido e usinas hidroelétricas reversíveis, entre outros. Baterias são tecnologias de armazenamento do tipo eletroquímico, sendo que seu funcionamento consiste na alternância de fases de acumulação e descarga de energia. Segundo Ibrahim *et al.* (2008), as baterias transformam em energia elétrica a energia química gerada através das reações eletroquímicas, sendo que o inverso também é possível. As tecnologias de baterias podem classificar-se ainda em baterias eletroquímicas e de fluxo (FAIAS *et al.*, 2009).

Já um sistema de Usinas Hidroelétricas Reversíveis (UHR) consiste no bombeamento de água de um reservatório mais baixo para um mais elevado em períodos de baixa demanda (baixo custo de energia) para que seja turbinada em períodos cujo custo da energia, e, conseqüentemente, a necessidade do sistema, seja maior (CANALES; BELUCO; MENDES, 2015). Vale destacar, todavia, que assim como qualquer outro sistema de armazenamento, um sistema UHR é consumidor líquido de energia, em função das perdas hidráulicas do sistema, devendo assim ser pensado como uma alternativa para sistemas de armazenamento de energia, e não como unidade geradora (TOLMASQUIM, 2016b).

No contexto brasileiro, Canales, Beluco e Mendes (2015) afirmam que a primeira turbina reversível foi instalada em 1939, sendo a primeira máquina deste tipo no mundo. Porém, problemas ambientais nos projetos existentes, a riqueza de recursos naturais para geração de energia e a eficiência do Sistema Interligado Nacional fizeram a participação das UHR no mercado de energia elétrica do Brasil basicamente inexistente nas últimas décadas. Neste sentido, pode-se entender que a falta de sinalização de preço para implementação deste tipo de tecnologia impediu o desenvolvimento de projetos.

2.1.3 Flexibilidade pelo consumo

A Resposta da Demanda (RD), em sua forma tradicional, é o mecanismo pelo qual consumidores mudam seu padrão de consumo de eletricidade dinamicamente em resposta aos sinais de preço ou instruções de despacho em tempo real, com o propósito de reduzir a demanda em períodos críticos e deslocar o consumo de eletricidade entre períodos (HUANG *et al.*, 2019). Os benefícios da resposta da demanda para o sistema podem ser relevantes, já que o mecanismo tem o potencial de reduzir a demanda de ponta do sistema, diminuindo a necessidade de investimento em novas unidades geradoras e linhas de transmissão.

Dependendo do tipo de sinal dado, a RD pode ser dividida em dois tipos: orientada ao preço e orientada ao incentivo, sendo que cada uma dessas pode ser ainda subdividida em diversas outras categorias (ZHAO; ZHU; YU, 2010). Alguns serviços de RD incluem: tarifas por período de uso, precificação crítica de ponta, leilão de demanda, precificação em tempo real, entre outros (BABATUNDE; MUNDA; HAMAN, 2019).

2.1.4 Flexibilidade pela rede de transmissão

A interconexão de áreas elétricas é uma das chaves para o desenvolvimento da flexibilidade física e estrutural, já que uma rede interconectada é capaz de acomodar diferentes tipos de geração e consumo (AKRAMI; DOOSTIZADEH; AMINIFAR, 2019). Genericamente, é possível dizer que a expansão geográfica da rede suaviza a demanda líquida do sistema (HOLTTINEN, 2013).

O fortalecimento da rede de transmissão no contexto de integração de fontes ERV se torna importante pois: i) balanceia uma diversidade geográfica mais ampla de recursos para reduzir as necessidades de flexibilidade; ii) facilita intercâmbios de ERV; iii) integra mercados para criar mais flexibilidade e iv) fornece acesso a regiões geográficas de alta concentração ou recursos renováveis localizados remotamente (MARTINOT, 2016).

2.2 PERÍODO DE ATIVAÇÃO (ESCOPO #2)

Decorre, da definição adotada neste trabalho, que a flexibilidade do sistema é uma característica avaliada sob um intervalo de tempo determinado (tempo de ativação do recurso flexível em resposta a um incentivo), distinguindo-a de adequação energética, que se refere a soluções mais permanentes, como construção de usinas para acompanhar o crescimento da carga, ou ainda de segurança, que se refere a capacidade do sistema de se recompor após períodos de transientes e contingências (DEGEFA; SPERSTAD; SÆLE, 2021). Um sistema com flexibilidade adequada terá menor probabilidade de entrar em situações de contingência,

dispondo de soluções que podem ser ativadas por segundos a algumas horas quando há alguma necessidade sistêmica. Deste modo, independentemente do horizonte sob análise, o estudo de flexibilidade deve ser restrito às características intradiárias do sistema, incluindo incertezas e volatilidade, e a capacidade do recurso flexível de entregar seu serviço no prazo determinado após o comando de ativação, sendo que este serviço também ocorrerá por tempo restrito. O comando para ativação e período de atuação do serviço flexível estão diretamente conectados à granularidade dos mercados de energia, descrita na seção 2.3.

2.3 INCENTIVO PARA ATIVAÇÃO (ESCOPO #3)

O terceiro critério especifica que deve existir algum incentivo para a ativação do recurso flexível. Este incentivo deve ser avaliado sob a ótica do tipo de serviço prestado pelo recurso e do mercado e regulações presentes para aquele tipo de serviço. A Tabela 5 apresenta tipos de facilitadores envolvidos na integração de serviços de flexibilidade.

Tabela 5 – Facilitadores de serviços de flexibilidade

Facilitadores	Exemplos
Mercado	Mercado de balanço ou tempo real (energia)
	Mercado do dia seguinte (energia)
	Mercado de serviços ancilares
Regulação	Regulação do mercado
	Requisitos para cargas e geradores
	Regulação de operadores de mercado
	Diferentes tipos de tarifas da rede

Fonte: Adaptado de Degefa, Sperstad e Sæle (2021)

2.3.1 Mercados de Energia

Devido à natureza dinâmica dos sistemas elétricos de potência, os mercados de energia são coordenados em tempo real por um operador do sistema. Todavia, a coordenação central dos ativos do sistema nos períodos que antecedem a entrega da eletricidade pode apresentar particularidades dependendo de cada mercado. Os parágrafos a seguir fazem uma breve descrição das diferenças que podem existir.

Segundo Ahlqvist, Holmberg e Tangerås (2019), a coordenação central pode ocorrer por duas formas: mercados centralizados e descentralizados. Já Shuttleworth e Mckenzie (2002), distinguem os mercados entre *gross pool* e *net pool*, enquanto Wilson (2002) os separa entre mercados integrados e desagregados.

De acordo com Wilson (2002), mercados integrados imitam operações de sistemas verticais existentes antes da liberalização dos anos 1990, atribuindo ampla autoridade ao operador do sistema. Normalmente, eles possuem procedimentos dos monopólios nacionais que coordenavam a programação dos ativos da rede. Sua característica é a de um “mercado inteligente”, no qual um programa de otimização sofisticado é utilizado para minimizar o custo da operação, sujeito às diversas restrições das componentes do sistema (WILSON, 2002), determinando assim a ordem e mérito para o comissionamento de unidades geradoras.

No modelo centralizado, geradores idealmente fornecem as informações relacionadas ao custo de sua operação ao operador do mercado. Este procedimento pode ser ainda no formato por custos auditados ou por lances (AHLQVIST; HOLMBERG; TANGERÅS, 2019).

No formato por custos auditados, o operador do sistema estuda em detalhes o parque gerador, e usa as informações auditadas dos custos para determinar o despacho e o preço da eletricidade (AHLQVIST; HOLMBERG; TANGERÅS, 2019). Este tipo de regulação de mercado é mais comum em países com preponderância hidroelétrica na América Latina, tal como o Brasil (HAMMONS *et al.*, 2002). Procedimento similar é também utilizado nos Estados Unidos quando é demonstrado algum poder de mercado suficientemente elevado (MUNOZ *et al.*, 2018).

Já no formato por lances, empregado em praticamente todos os mercados estadunidenses (AHLQVIST; HOLMBERG; TANGERÅS, 2019), a otimização é realizada a partir de lances feitos pelos geradores, sendo que estes lances representam as quantidades e preços atrelados a cada unidade geradora. Segundo Wilson (2002), alguns desenhos envolvem formatos de lances compostos por três partes: cronograma de custos marginais, seu custo fixo de partida e custo mínimo de operação.

No modelo descentralizado, amplamente difundido nos mercados europeus, os produtores de energia utilizam o auto despacho. Ou seja, os produtores podem escolher como entregar a energia comprometida no local negociado, sendo ainda livres para pagar outro produtor para realizar esta entrega, o que é denominado na literatura como lance baseado em portfólio (AHLQVIST; HOLMBERG; TANGERÅS, 2019). Neste modelo, as liquidações financeiras são realizadas através de uma bolsa de negociações (*Power Exchange*).

Tanto no modelo centralizado quanto no descentralizado, a liquidação do mercado pode ocorrer em diferentes escalas temporais. Estas escalas são usualmente o mercado do dia

seguinte (*day-ahead*), intradiário (*intra-day*) e o mercado de balanço ou tempo real (*balancing, real-time*).

2.3.1.1 Mercado do dia seguinte

Em decorrência da limitação imposta pela flexibilidade (restrições de *unit commitment*) das unidades geradores, a alocação de ativos para atender a demanda usualmente ocorre no dia anterior, no chamado mercado de dia seguinte, quando é realizada a otimização do problema de despacho ótimo pelo operador do sistema com respeito à demanda residual prevista (VOSS *et al.*, 2021), em mercados centralizados. Da resolução deste problema é obtido o comissionamento das unidades de geração do sistema (*unit commitment*). Nos mercados descentralizados, a autoridade do operador do mercado para interferir no mercado do dia seguinte usualmente é limitada à programação da rede de transmissão (AHLQVIST; HOLMBERG; TANGERÅS, 2019).

No mercado do dia seguinte é feito o equilíbrio entre a oferta e demanda projetadas para cada hora ou fração do dia seguinte ao seu respectivo preço, assim neste mercado existe um preço de equilíbrio para cada intervalo de mercado. Em geral, é no mercado do dia seguinte que se transaciona o maior volume de energia no curto prazo (CASTRO *et al.*, 2017).

Mercados do dia seguinte em mercados descentralizados apresentam um problema com respeito à sua incompletude, uma vez que geradores não podem negociar contratos que correspondam exatamente a não convexidades individuais, indivisibilidades e custos intertemporais (AHLQVIST; HOLMBERG; TANGERÅS, 2019). Todavia, esta deficiência é compensada por mercados sequenciais (WILSON, 2002).

2.3.1.2 Mercado intradiário

O mercado intradiário começa a operar logo após o fechamento do mercado do dia seguinte, se estendendo até pouco tempo antes da operação real do sistema (CASTRO *et al.*, 2017). O objetivo deste mercado é permitir aos agentes o ajuste de suas posições, na medida em que a hora efetiva de despacho se aproxima, determinando um preço para cada hora ou fração das negociações intradiárias.

Mercados intradiários são mais diretos em mercados descentralizados, onde produtores podem negociar livremente comprometerimentos do dia seguinte com outros agentes (AHLQVIST; HOLMBERG; TANGERÅS, 2019). Neste sentido, os mercados intradiários europeus se mostraram particularmente importantes na integração de grandes quantidades de

capacidade solar e eólica, uma vez que as incertezas associadas à geração destas tecnologias são muito menores durante o mercado intradiário do que no mercado do dia seguinte (BORGGREFE; NEUHOFF, 2011). Mercados intradiários são menos desenvolvidos em mercados centralizados. O *Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection* (PJM), nos Estados Unidos, foi um dos primeiros a introduzir esta modalidade de mercado (AHLQVIST; HOLMBERG; TANGERÅS, 2019).

2.3.1.3 Mercado de Balanço/Tempo Real

O mercado de tempo real, ou de balanço, é necessário para corrigir desvios das projeções feitas no dia anterior ou no mercado intradiário frente às informações mais acuradas observadas no tempo real da operação. No mercado de tempo real é realizado um novo despacho no menor tempo praticável, o que chega a ser 5 min em alguns mercados (VOSS *et al.*, 2021). A magnitude do mercado de tempo real é apenas a diferença entre demanda residual prevista e observada, o que corresponde a apenas uma fração da demanda total do sistema, e, conseqüentemente, do mercado do dia seguinte. Neste estágio, o operador do sistema necessita considerar todos os aspectos da rede, incluindo informações detalhadas de custo, taxas de rampa e localização das usinas para fazer decisões tecnicamente possíveis e socialmente ótimas (AHLQVIST; HOLMBERG; TANGERÅS, 2019).

2.3.2 Mercado de serviços ancilares

Serviços ancilares são aqueles auxiliares ao provimento potência ativa, sendo usualmente serviços de regulação e de reservas operativas. Estes serviços incluem, por exemplo, os serviços para manter a estabilidade de frequência da rede, realizar o controle de tensão e restauração do suprimento (capacidade de auto restabelecimento), segundo Chuang e Schwaegerl (2009). A Tabela 6 apresenta tipos usuais de serviços ancilares.

Os preços de mercado dos serviços ancilares incorporam, tipicamente, um custo de oportunidade pela abdicação da venda de energia ao sistema (HELMAN; HOBBS; O'NEIL, 2008). Ainda, segundo Singh (1999), existem dois tipos de custos que devem ser representados: o custo de oportunidade por providenciar a reserva e o custo incorrido no caso do gerador ser de fato despachado.

Segundo Banshwar *et al.* (2017), os processos mais amplamente difundidos para compra de serviços ancilares são divididos em três categorias: despacho pela ordem de mérito, despacho sequencial (ou desagregado) e despacho por otimização conjunta (ou simultânea).

No despacho pela ordem de mérito, forma mais básica entre as três apresentadas, pilhas de preço e quantidade separadas e independente são ofertadas para produtos de energia e serviços ancilares. Como o acoplamento entre energia e serviços ancilares não é considerado, pode levar a soluções que não são viáveis (BANSHWAR *et al.*, 2017).

Tabela 6 – Tipos de serviços ancilares

Tipos de serviços ancilar	Descrição
Controle automático de geração (CAG)	Habilidade de aumentar ou reduzir a potência ativa na ordem de segundos visando o balanço energético do sistema
Reserva girante (primária)	Reservas disponíveis em poucos minutos (~10) de geradores já sincronizados à rede
Reserva não girante (secundária)	Reservas disponíveis em poucos minutos (~10) de geradores não sincronizados à rede
Reserva suplementar (terciária)	Reservas disponíveis a partir de 30 minutos de geradores não sincronizados à rede
Potência reativa	Produto de alguns geradores ou ativos da rede para suporte da tensão

Fonte: Helman, Hobbs e O’neil (2008).

No formato de despacho sequencial, primeiro é feita a programação do mercado de energia, e na sequência é feito o leilão de serviços ancilares. De acordo com Banshwar *et al.* (2017), esta modalidade respeita a capacidade das unidades geradoras e leva a soluções fisicamente viáveis, porém a um custo maior. Entre os mercados que apresentam este tipo de modelo pode-se citar a Espanha, Itália e os países nórdicos.

Por fim, no modelo de otimização simultânea, tanto energia quanto serviços ancilares são adquiridos pelo operador de mercado em produtos únicos, cujo objetivo é a minimização do produto acoplado de energia e serviço ancilar (BANSHWAR *et al.*, 2017). Na proposta de modelagem simultânea feita por Goudarzi *et al.* (2021), percebeu-se aumento da flexibilidade do sistema e redução do vertimento de energia renovável com a co-otimização de energia e serviços ancilares. Entre os mercados que apresentam este tipo de modelo pode-se citar a Austrália (AEMO), PJM, Nova York (NYISO), o Texas (ERCOT) e a Califórnia (CAISO).

No Brasil, os serviços ancilares são adquiridos de forma desacoplada do mercado de energia. A remuneração pelos diversos serviços é, em sua maioria, estipulada por atos regulatórios, assim como as tecnologias capazes de supri-los, ainda que tenham ocorrido avanços recentes no sentido de trazer a neutralidade tecnológica dos prestadores de serviços ancilares (ANEEL, 2023c). Nas discussões setoriais mais recentes sobre o tema, abriu-se ainda

a possibilidade de soluções de mercado para a prestação de serviços ancilares, ainda que inicialmente em ambiente regulatório experimental (ANEEL, 2023d). O capítulo 3 apresenta com mais detalhes a formulação dos serviços ancilares no sistema brasileiro.

2.3.3 Remuneração por flexibilidade

Soluções de flexibilidade participantes unicamente nos mercados de energia percebem como incentivo o fluxo financeiro atrelado ao custo marginal de operação de sua localização durante o tempo de ativação do serviço.

Tecnologias de geração com custos variáveis mais elevados dependeriam de condições de mercado que demandam sua participação, sendo elas: 1) mercado que apresenta estrangulamento da oferta em algum período do dia ou estação do ano ou 2) longos períodos de desequilíbrio entre oferta e demanda, o que pode levar à energia produzida a ser valorada pelo preço de escassez. Dado que a ativação da flexibilidade deve ocorrer em um espaço de tempo delimitado, a condição 1 é aquela que mais se aplica no contexto deste trabalho.

Recursos flexíveis que deslocam a demanda e/ou a oferta no tempo, tal como armazenamento ou resposta da demanda, percebem como incentivo a diferença entre os custos marginais, através de um processo de arbitragem (FREUND; HUME; STEKLI, 2021). A arbitragem de energia é definida como a compra de eletricidade da rede em momentos de preços baixos, armazenamento desta energia, e revenda em momentos de preços altos. Deste modo, a atratividade de sistemas de armazenamento energético está atrelada a *spreads* de preços suficientemente largos entre os períodos de precificação baixa e alta, uma vez que a arbitragem de energia é o caso clássico e mais óbvio de tais sistemas (FREUND; HUME; STEKLI, 2021).

Freund, Hume e Stekli (2021) afirmam que, nos Estados Unidos da América, *spreads* de preço satisfatórios não têm sido encontrados com facilidade nas últimas décadas, devido à desregulamentação de serviços públicos e depressão de preços causada por excesso de capacidade de geração de ativos na rede e queda dos preços no atacado em grande parte resultante da adição de ERV. Adicionalmente, estudos com base nos preços históricos nos mercados PJM (Salles et al., 2017) e CAISO (Barba; Byrne; Nguyen, 2022) avaliam que os custos dos sistemas de armazenamento ainda não são suficientemente baixos para que este recurso seja remunerado inteiramente por arbitragem. Não obstante, uma vez que tais análises foram realizadas com base em preços históricos, elas podem ter deixado de capturar os efeitos esperados na variabilidade horária de preços em decorrência do desenvolvimento contínuo da fonte solar fotovoltaica. Conforme dados do *U.S. Energy Information Administration* (EIA),

durante o ano de 2021, 59% dos sistemas de armazenamento de larga escala compostos por baterias foram usados para arbitragem de preço, correspondendo a um salto em relação aos 17% observados em 2019 (EIA, 2022).

Para que seja possível capturar o valor da flexibilidade dos ativos da rede através do custo marginal, é necessário que este consiga refletir as variações e incertezas inerentes ao problema de otimização do despacho e operação do sistema, o que é alcançado através da menor granularidade temporal e espacial do problema (LYNCH; LONGORIA; CURTISM, 2021). Pode-se ver em Goutte e Vassilopoulos (2019), por exemplo, que a redução da granularidade temporal do mercado de dia seguinte aumentaria a receita obtida por recursos flexíveis, através da melhoria no sinal de preço, quando comparada granularidade de 15 minutos em relação a granularidade de 60 minutos. Bichler *et al.* (2022) relata que maiores resoluções temporais melhoram a sinalização de preços e a integração de ERV no mercado de energia europeu, assim como a maior resolução espacial, de zonal para nodal, reduziria custos de redespacho e melhoraria a sinalização de preço. O incremento tanto na resolução temporal, quanto na resolução espacial dos mercados de energia, favorece a integração de ERV através de um sinal de preço mais adequado, o que levaria ao maior desenvolvimento, investimento e operação de recursos flexíveis (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2019b e INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2019c). A granularidade temporal e espacial do problema varia de mercado a mercado, de acordo com o ponto de maturidade e especificidades de cada sistema.

2.4 INDICADORES DE FLEXIBILIDADE

Uma vez definido o conceito de flexibilidade, abre-se a possibilidade de calcular requisitos do sistema, assim como indicadores para avaliar sua adequação em sistemas de potências. Assim como a definição própria de flexibilidade apresenta variações, também o são seus indicadores encontradas na literatura. Indicadores de flexibilidade podem ser atribuídos para avaliar tantos sistemas como recursos. Esta seção aborda indicadores sistêmicos. A princípio, as características de flexibilidade dos recursos de um certo sistema compõem os dados de entrada para cálculo da flexibilidade sistêmica. A seguir são elencados alguns indicadores propostos na literatura.

2.4.1 Indicadores baseados nas capacidades de rampa

Apesar da literatura existente não apresentar um consenso sobre requisitos e indicadores para se aferir flexibilidade, existe alguma concordância sobre a importância das taxas de rampa

da carga líquida relativa às capacidades de rampa dos recursos de oferta (DEETJEN; RHODES; WEBBER, 2017). Define-se a carga líquida conforme (1):

$$CL(t) = CG(t) - \text{Geração}_{erv}(t) \quad (1)$$

Onde:

CL = carga líquida do sistema.

CG = Consumo global de energia do sistema, somadas as perdas.

Geração_{erv} = Geração proveniente de fontes de geração não despachadas.

Partindo-se do cálculo da carga líquida, obtém-se a taxa de rampa, conforme (2). O intervalo de tempo (granularidade temporal) associado à avaliação da taxa de tampa assume papel de importância na avaliação da conformidade do sistema aos requisitos de rampa, especialmente na existência de rampas muito acentuadas (KAUSHIK *et al.*, 2022).

$$\dot{RC}(t) = CL(t) - CL(t - 1) \quad (2)$$

A variável chamada de fator de rampa pode ser utilizada para normalizar a taxa de rampa em termos da capacidade disponível. Um fator de rampa de 0,2 indica que os recursos disponíveis devem elevar sua geração em 20%, por exemplo. O cálculo do fator de rampa é apresentado em (3).

$$FR(t) = \frac{CL(t) - CL(t - 1)}{CL(t - 1)} \quad (3)$$

Outro parâmetro que pode ser avaliado é a volatilidade horária da carga líquida, definida como a soma das acelerações de rampa no intervalo de uma hora. A aceleração de rampa é definida em (4), enquanto a volatilidade horária é definida em (5).

$$\ddot{A}(t) = ABS[\dot{RC}(t) - \dot{RC}(t)(t - 1)] \quad (4)$$

$$VOL_h(t) = \sum_{t=1}^{t-n} \ddot{A}(t) \quad (5)$$

Onde n é número de subintervalos necessários para chegar-se a um intervalo completo de 1 hora. Se a granularidade for de 15 minutos, n será igual a 4, por exemplo.

A volatilidade horária descreve a intensidade da “dispersão” de curto-prazo no perfil da carga líquida que poderá ser lidado por recursos flexíveis. Deste modo, um acréscimo na

volatilidade horária pode indicar uma necessidade temporária para comissionar recursos de resposta mais rápida ao sistema (DEETJEN; RHODES; WEBBER, 2017).

As equações anteriores apresentam algumas medidas para avaliação da variação da carga líquida do sistema, mas não apresentam, propriamente, uma avaliação quanto à flexibilidade. Propõe-se adotar (6), elaborada neste trabalho, para esta finalidade, através da definição de uma métrica denominada Adequação de Rampa.

$$RA(t) = \frac{\dot{R}C(t)}{\dot{R}G(t)} \quad (6)$$

Onde $\dot{R}G$ é a taxa de rampa disponibilizada pelo lado da oferta do sistema.

A quantificação das taxas de rampa disponíveis pelo lado da oferta em um intervalo de tempo operacional pode ser um desafio. Ao passo que características individuais podem ser catalogadas e quantificadas, os aspectos operacionais inerentes à modelagem de flexibilidade podem se mostrar mais desafiadores (NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION, 2010). Exemplos dessa dificuldade englobam rampas de subida não disponíveis quando a unidade geradora já se encontra despachada em máxima capacidade, ou rampas de descida quando a unidade geradora está operando no ponto de mínima carga.

2.4.2 Indicadores probabilísticos

Métricas probabilísticas surgiram da prerrogativa de manter-se consistente o planejamento de longo prazo com as métricas de adequação de capacidade já comumente empregadas, tal como a Expectativa de Perda de Carga (LOLE) ou Expectativa de Energia Não Suprida (EENS), já que tais métricas se mostraram úteis no planejamento de portfólio de sistemas de potência (LANNOYE; FLYNN; O'MALLEY, 2012).

2.4.2.1 IRRE

A Expectativa de Insuficiência de Recursos de Rampa (IRRE) foi proposta por Lannoye, Flynn e O'Malley (2012). A métrica representa o número esperado de observações quando um sistema de potência não consegue lidar com variações na carga líquida, prevista ou não prevista. O cálculo da IRRE segue estrutura similar ao cálculo do LOLE, mas utilizando uma distribuição dos recursos flexíveis disponíveis para cada sentido (positivo ou negativo) e horizonte de tempo. A IRRE é calculada seguindo o fluxograma apresentado na Figura 5.

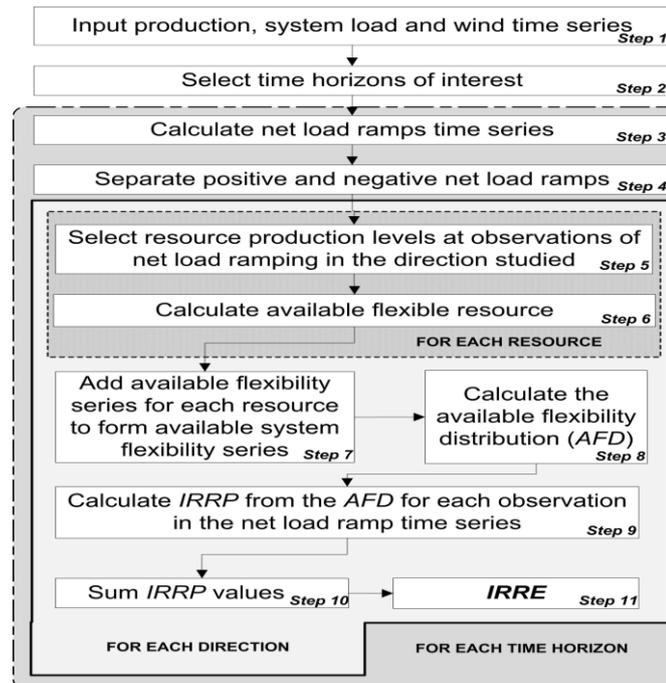


Figura 5 - Algoritmo para cálculo da IRRE.

Fonte: Lannoye, Flynn e O'Malley (2012).

A IRRE é calculada a partir das séries temporais de carga, geração ERV e geração controlável. Após a seleção do horizonte de tempo de interesse, são calculadas as rampas líquidas (positivas e negativas). Na sequência, compara-se o nível de geração do sistema nos momentos de ocorrência de rampa e calcula-se os recursos flexíveis disponíveis para cada recurso. Adiciona-se então a série de flexibilidade disponível de cada recurso para formar séries de flexibilidade disponível do sistema, que é então utilizada para calcular-se a distribuição de flexibilidade disponível (AFD). Deste ponto, calcula-se a probabilidade de insuficiência de recursos flexíveis (IRRP), cruzando-se a AFD com a séries temporais de carga líquida. A soma dos valores de IRRP em todas as series temporais, para cada direção de rampa, resulta na IRRE.

2.4.2.2 Período de Déficit de Flexibilidade (PFD)

O Período de Déficit de Flexibilidade (PFD) é uma medida do número de períodos quando o recurso flexível foi menor que a flexibilidade demandada em um horizonte e direção específico. Além de identificar o número de períodos de falta de flexibilidade, o PFD ajuda a identificar o horizonte associado com as faltas. Déficits de curto prazo podem ser mitigados com melhores projeções de curto prazo e estratégias de aquisição de reservas, enquanto déficits em períodos mais longos (algumas horas) podem ser mitigados por melhores projeções de médio prazo e comissionamento de unidades geradoras mais lentas (NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION, 2014).

2.4.2.3 Expectativa de Rampa não Suprida

A Expectativa de Rampa não Suprida (EUR) é a magnitude total do déficit da flexibilidade. A EUR é análoga à métrica de Expectativa de Energia não Suprida em análises de adequação de capacidade. Enquanto faltas de pequena magnitude podem ser resolvidas por mudanças operacionais, magnitudes mais elevadas podem indicar necessidade de aquisição de novos recursos ou novos modos de operação de recursos existentes (NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION, 2014).

2.4.2.4 Análise de bem-estar de flexibilidade

Uma análise de bem-estar combina as informações das métricas de PDF e da EUR para determinar quando um sistema está em um estado seguro, de atenção ou de perigo (NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION, 2014). Um exemplo desta métrica é ilustrado pela Figura 6.

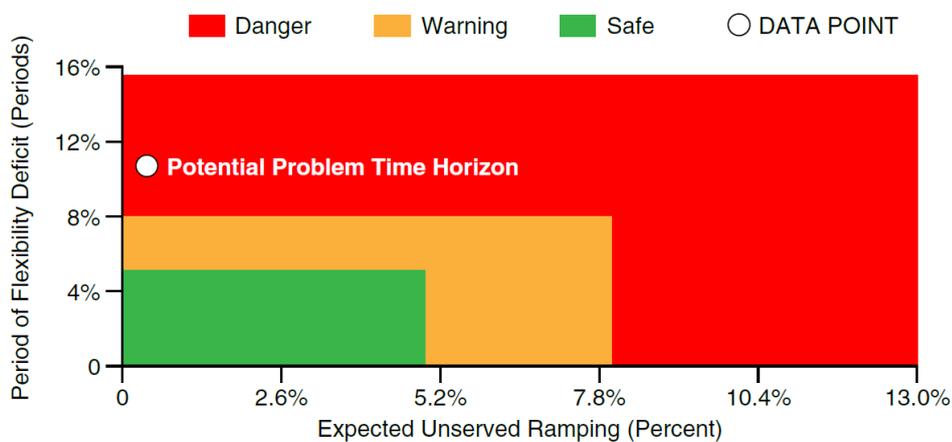


Figura 6 - Exemplo de análise de bem-estar de flexibilidade.

Fonte: North American Electric Reliability Corporation (2014).

2.4.3 Indicadores baseados no custo da operação

Uma alternativa para se mensurar a flexibilidade de um sistema elétrico, conforme sugerido por Morales *et al.* (2014), é a análise de sensibilidade sobre o problema de otimização e suas variáveis primais e duais, que se traduz nas seguintes perguntas:

Qual a sensibilidade do valor ótimo da função objetivo com respeito aos parâmetros de entrada?

Qual a sensibilidade dos valores ótimos das variáveis primais com respeito aos valores de entrada?

Qual a sensibilidade do valor ótimo das variáveis duais com respeito aos dados?

Essas perguntas podem ser traduzidas em termos mais objetivos (Morales *et al.*, 2014):

Qual a sensibilidade do custo ótimo de operação com respeito aos parâmetros do parque gerador e limites de intercâmbio?

Qual a sensibilidade da programação de despacho, níveis de reservatório e reservas com respeito aos parâmetros do parque gerador e limites de intercâmbio?

Qual a sensibilidade do custo marginal de operação com respeito aos parâmetros do parque gerador e limites de intercâmbio?

De maneira mais ampla, segundo Heggarty *et al.* (2020), tal métrica é mais justamente atribuída a uma possível valoração da flexibilidade, podendo ser considerada um indicador indireto da adequação deste recurso. Ainda, segundo North American Electric Reliability Corporation (2014), modelos tradicionais de precificação da produção de eletricidade podem ter um papel na definição de métricas de flexibilidade.

Neste contexto, propõe-se avaliar a volatilidade horária dos preços. Para isso, utiliza-se o Coeficiente de Variação (CV), ou Desvio Padrão Normalizado, das series diárias, conforme (7). Este índice é calculado como a razão entre o desvio padrão e a média da série diária.

$$CV_i = \frac{\sigma_i}{\bar{p}_i} \quad (7)$$

A partir desta métrica pode-se aferir qual a variação dos preços horários ao longo do dia, o que pode se mostrar útil na comparação entre cenários com diferentes configurações de sistema.

3 O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

A seção 1.2 introduziu o panorama atual do desenvolvimento de projetos de ERV na matriz elétrica brasileira. Este capítulo aprofunda a discussão sobre a organização do setor, suas instituições, agentes e processo de expansão dos ativos de geração, além de sua operação. Adicionalmente, conceitos de mercados de energia e serviços ancilares discutidos na seção 2.3 são abordados no contexto do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB).

3.1 DESVERTICALIZAÇÃO E GOVERNANÇA

Na década de 1990, seguindo uma tendência mundial internacional iniciada no Chile e no Reino Unido, o Brasil começou discussões para delegar ao setor privado o direito de explorar atividades do setor elétrico (VIANA, 2018). Em 1996, em continuidade às modificações exercidas, o Governo Federal contratou o consórcio inglês Coopers & Lybrand para desenhar um novo modelo baseado nas experiências internacionais e reformas ocorridas ao longo dos anos 90, o que ficou conhecido como RE-SEB (reestruturação do setor elétrico brasileiro).

A partir do RE-SEB, foram feitas mudanças institucionais no governo e nas concessionárias estaduais para permitir a implementação dos acordos comerciais do novo quadro regulamentar, incluindo a criação de um regulador independente, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a criação do Operador Nacional do Setor Elétrico (ONS), a instituição do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e a revisão do papel da Eletrobrás, maior empresa estatal do setor (PAIVA, 2021).

Todavia, o modelo não foi suficiente para incentivar investimentos em expansão do sistema elétrico. Como consequência da escassez de suprimento de energia em 2001, causada principalmente pelos baixos investimentos e má gestão do setor, uma nova política foi desenhada para o setor energético brasileiro (VIANA, 2018). Este novo modelo, denominado de MSEB-2004, buscou endereçar simultaneamente três características principais relacionadas ao serviço público de eletricidade: segurança no abastecimento, modicidade tarifária e universalização dos serviços (PAIVA, 2021). As mudanças foram implementadas principalmente pela Lei 10.848/2004 e pelo Decreto 5.163/2004, através de quatro linhas de ação: retomada do planejamento do setor, criação de programas efetivos de universalização dos serviços, reorganização institucional, criação de dois ambientes de contratação de energia e uma consequente mudança no modo de contratação de energia por parte das distribuidoras.

Sobre a retomada das ações de planejamento no setor, pode-se destacar a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2003, com a finalidade de prestar serviços ao Ministério de Minas e Energia (MME) na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, cobrindo energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados e biocombustíveis, e a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), em 2004, com a função principal de monitorar, de forma permanente, a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o país (PAIVA, 2021).

Houve uma mudança completa nos contratos de fornecimento de varejo ao se estabelecer dois ambientes de contratação no mercado atacadista: (i) Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual a comercialização de energia é realizada livremente por geradores, grandes consumidores e comercializadoras; (ii) Ambiente de Contratação Regulado (ACR), em que as distribuidoras passaram a contratar 100% de sua demanda por meio de leilões organizados pelo Governo Federal (PAIVA, 2021). O MAE criado no modelo anterior foi substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), atual entidade que viabiliza a comercialização de energia tanto no ACR como no ACL, além de atuar como promotora dos Leilões de energia, por delegação da ANEEL (VIANA, 2018). O ONS sofreu alterações em sua governança, passando sua atuação a ser autorizada pelo Poder Concedente e fiscalizada pela ANEEL.

Para poder integrar o ACL, um consumidor precisa apresentar demanda contratada com a distribuidora de energia de ao menos 500 kW, sendo que existem duas definições, dependendo do porte de consumo: Consumidores com demanda acima de 1.500 kW são denominados consumidores livres. Esta classe possui total liberdade para aquisição de energia. Já consumidores com demanda entre 500 kW e 1.500 kW são denominados consumidores especiais, e podem contratar energia apenas de fontes consideradas especiais, que englobam principalmente recursos renováveis que precisavam de incentivo para maturação no mercado brasileiro. Tramita ainda, a nível legislativo, o projeto de Lei 414/2021, que versa sobre a abertura mais ampla do mercado de energia para todos os consumidores, inclusive os de baixa tensão, para negociarem o fornecimento de energia elétrica de forma bilateral.



Figura 7 – Arranjo institucional do SEB.

Fonte: ANACE (2017).

3.2 MERCADOS FACILITADORES

A seção 2.3 apresentou o conceito de facilitadores (ou incentivo) de recursos flexíveis. Já esta seção contextualiza o Brasil dentro de dois tipos de mercado: energia e serviços ancilares.

3.2.1 Mercado de Energia no Brasil

O mercado de energia brasileiro é considerado um *pool* centralizado, em que os recursos de geração e transmissão são despachados de maneira coordenada pelo ONS, que utiliza o empilhamento por ordem de mérito de custos (auditados) para definição do despacho. A utilização do *pool* centralizado é justificada pela presença de múltiplos proprietários de diferentes usinas hidroelétricas numa mesma cascata, criando assim a necessidade de coordenação do despacho hidroelétrico (MAYO, 2021).

Na composição dos custos por ordem de mérito são alocados inicialmente os recursos inflexíveis e de custo marginal zero, tal como usinas eólicas, fotovoltaicas, pequenas centrais termoelétricas (PCTs) e pequenas centrais hidroelétricas (PCHs), conjunto de tecnologias conhecidas no setor como “não simuladas individualmente”. Estão inclusos também neste

primeiro grupo do empilhamento por mérito usinas termoeletricas e hidroeletricas que possuem restrições de geração mínima associadas. Este tópico é abordado também na subseção 3.4.

As demais tecnologias empilhadas na formação do mérito de custo são justamente as usinas despacháveis: hidroeletricas e termoeletricas. Para as usinas termoeletricas, é utilizado o Custo Variável Unitário (CVU), constituído do custo do combustível, dos custos de depreciação dos equipamentos e dos custos de operação e manutenção (MAYO, 2021). No caso das usinas hidroeletricas, o custo marginal é o valor da água, calculado durante os estudos de otimização da operação e definição do despacho. Em caso de insuficiência de recursos energéticos para atendimento à demanda no curto ou médio prazo, é considerado um custo de déficit como recurso marginal. Destaca-se que a metodologia utilizada para cálculo do custo de déficit de eletricidade foi desenvolvida em 1988, com dados de matriz insumo-produto nacional do ano de 1975. Dutra (2019) realizou a atualização destes valores visando refletir mudanças estruturais ocorridas no Brasil e no setor elétrico. Todavia, na prática, ainda continua sendo empregado o custo de déficit antigo na cadeia de modelos, corrigido pelo Índice Geral de Preços – Mercado (IGPM). O custo marginal para atendimento da demanda projetada do sistema é denominado Custo Marginal de Operação (CMO), calculado para uma configuração zonal da rede elétrica e, portanto, definido para cada barra do sistema elétrico.

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é o preço utilizado para liquidação das diferenças entre os volumes de contrato e os volumes efetivamente medidos dos diferentes agentes que atuam no setor (MAYO, 2021). O PLD é calculado pela CCEE de maneira similar ao CMO. Todavia, existem algumas diferenças importantes. Para o cálculo do PLD, é utilizada uma configuração zonal da rede elétrica, ao invés de nodal. São consideradas 4 zonas (subsistemas, ou, ainda, submercados), caracterizadas como regiões geoeletricas que não apresentam restrições internas significativas de transmissão (MAYO, 2021). São elas: Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Sul (S), Nordeste (NE) e Norte (N), ilustradas visualmente pela Figura 8. Além disso, diferentemente do CMO, o PLD é limitado por um piso (PLD mínimo) e por um teto (PLD máximo), definidos anualmente pela ANEEL. Enquanto o PLD mínimo é único, o PLD máximo apresenta duas variantes: O PLD máximo horário, que estipula qual o preço máximo em uma hora, e o PLD máximo estrutural, que estipula o preço médio máximo de um dia. A evolução recente destes limitadores é ilustrada pela Figura 9. Adicionalmente, podem surgir diferenças entre o CMO e PLD oriundas de diferentes estratégias de modelagem do sistema que surgem da necessidade de publicidade ao mercado de ao menos um mês para

alteração de dados e metodologias no computo do PLD, conforme resolução do Conselho Nacional de Políticas Energéticas (BRASIL, 2022a).

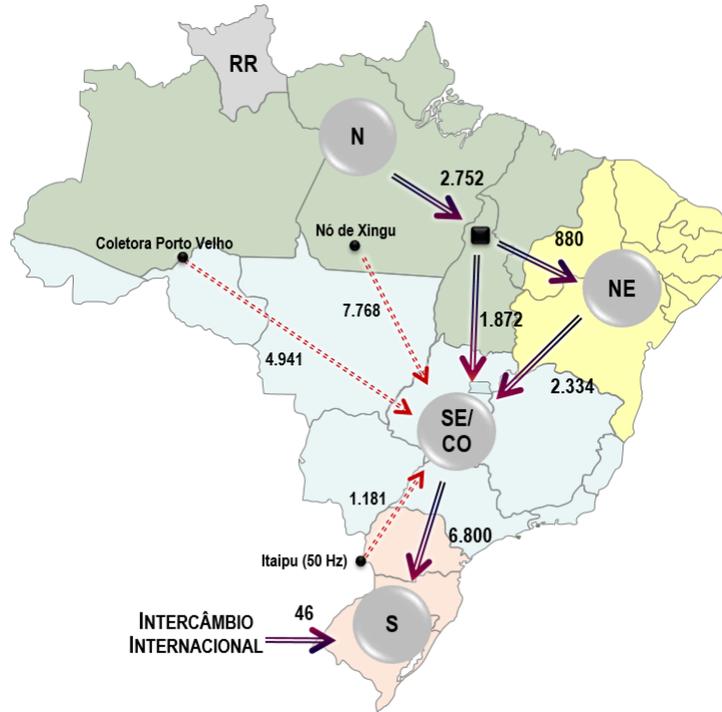


Figura 8 – Subsistemas do SIN e indicação dos principais fluxos de intercâmbio entre eles. Fonte: Brasil (2022b).

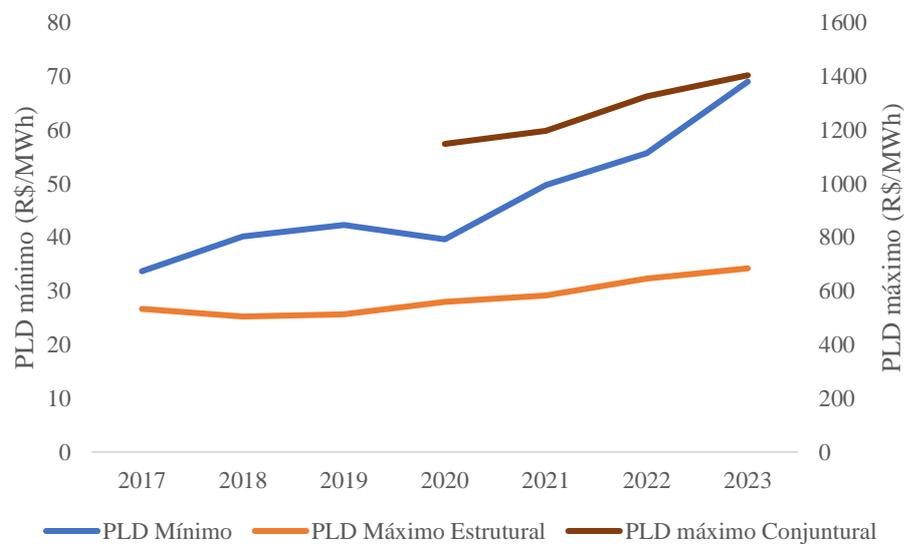


Figura 9 – Evolução dos limites regulatórios de PLD ao longo dos últimos anos.

Por fim, o mercado de energia do sistema elétrico brasileiro é limitado a um mercado de dia seguinte, com a operação em tempo real sendo feita pelo ONS. Eventuais manobras que

impliquem no acionamento de recursos mais caros do que os considerados no cálculo do CMO são rateados entre os usuários do sistema através de Encargos de Serviço do Sistema (ESS).

3.2.2 Mercado de Serviços Ancilares no Brasil

A prestação de serviços ancilares no Brasil são definidas pelas Resolução Normativa nº 1030, de 26 de julho de 2022, da Agência Nacional de Energia Elétrica (2022b). De acordo com ela, serviços ancilares são divididos em: autorrestabelecimento integral e parcial, controle primário de frequência, controle secundário de frequência, despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa, sistema especial de proteção e suporte de reativos.

- a) O autorrestabelecimento (*black start*) é definido como a capacidade de uma central geradora sair de uma condição de parada total para uma condição de operação, independentemente de fonte de energia elétrica externa para alimentar seus serviços auxiliares, contribuindo para o processo de recomposição do sistema elétrico (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020). No Brasil, as centrais geradoras aprovadas nos ensaios realizados pelo ONS receberão anualmente a Receita de Autorrestabelecimento, a ser estabelecida em resolução homologatória específica, visando recuperar os custos adicionais de operação e manutenção para o autorrestabelecimento integral (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022a).
- b) O Controle Primário de Frequência pode ser definido como o controle realizado por meio de reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, para limitar a variação da frequência quando da ocorrência de desequilíbrio entre a carga e a geração (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021a). Esse controle possui uma característica de regulação estática, no qual a potência das máquinas participantes é ajustada automaticamente em função da frequência medida no seu ponto de conexão à rede, seguindo uma curva pré-definida e configurada através do parâmetro “R”, conhecido como Estatismo (VIEIRA FILHO, 1984). A ação do Controle Primário de Frequência reduz, porém não elimina, o desvio de frequência do sistema em relação ao valor de referência (60Hz no sistema brasileiro), sendo necessária a atuação de um mecanismo de controle complementar para atingir esse fim. O controle primário de frequência deverá ser provido por todas as unidades geradoras integrantes do SIN, sem ônus para os demais agentes e consumidores (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022b).

- c) O Controle Secundário de Frequência pode ser definido como o controle realizado por unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração – CAG, destinado a restabelecer ao valor programado a frequência de um sistema e/ou o montante de intercâmbio de potência ativa entre subsistemas (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021a). A atuação do CAG pode ser entendida como uma ação de controle que visa a transição do sistema para um estado de equilíbrio o mais próximo possível do estado pré-falta após a ocorrência de um evento, ou seja, após a atuação desse mecanismo de controle, a frequência do sistema se restaura em torno de 60Hz, o despacho das usinas que não participam desse controle, mas que participam do Controle Primário, retorna ao valor programado e o intercâmbio entre áreas também é restaurado ao valor original. É importante observar que a resposta rápida e a flexibilidade para variação de despacho são atributos essenciais requeridos das máquinas participantes do CAG, a fim de garantir o funcionamento adequado do controle. Por isso, no SIN, historicamente, apenas unidades geradoras do tipo hidráulica, que contam com regulador automático de velocidade e reservatórios de regularização participam desse mecanismo de controle (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021b). Para permitir a correta atuação do Controle de Frequência, é necessária a alocação de Reserva de Potência Operativa (RPO) nas máquinas que participam do CAG, de modo que estas possam elevar ou reduzir sua geração, de forma rápida, a fim de compensar desequilíbrios entre carga e geração e restaurar a frequência do sistema após a ocorrência de eventos de natureza diversa. As centrais geradoras com desempenho satisfatório no CAG, conforme avaliação do ONS, receberão anualmente a receita para controle secundário de frequência, com valor definido em resolução homologatória específica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022b).
- d) O despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa pode ser definido como despacho de unidades geradoras de usinas termelétricas despachadas centralizadamente, com vistas a preservar a reserva de potência operativa nas unidades geradoras hidráulicas participantes do CAG em qualquer subsistema (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021a). Embora este serviço esteja sendo tratado na regulação vigente como um complemento para a reserva secundária, o mesmo também poderia ser conceituado como Reserva Terciária ou Complementar, que corresponde à reserva utilizada para resguardar a regulação primária e/ou secundária de frequência em caso de necessidade de elevação de geração. O tempo de resposta da regulação terciária

é da ordem de alguns minutos e maior do que o tempo de resposta da regulação secundária, enquanto o tempo de uso depende da duração das variações de geração em relação à carga. A regulação terciária usualmente é realizada através de modificações manuais no despacho, ou por meio do chaveamento de unidades de reserva. Conforme resolução vigente, apenas usinas termelétricas podem prover o serviço de despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa. Uma vez identificadas pelo ONS e classificadas como aptas, essas usinas termelétricas, poderão ofertar preços, de até 130% do seu Custo Variável Unitário (CVU), conforme Agência Nacional de Energia Elétrica (2022b).

- e) O suporte de potência reativa adequado em sistemas de potência se faz necessário para manter dentro dos limites operativos as tensões de barramentos, evitando mau funcionamento e danos a componentes da rede e de consumidores. Em casos de contingências o sistema também depende do provimento adequado de suporte reativo para suportar flutuações de tensão. Uma vez que não é desejável o transporte de potência reativa pela rede de transmissão, o fornecimento desse serviço deve ser distribuído em diferentes pontos, de acordo com as características de demanda local, evitando assim violações do carregamento de linhas de transmissão e transformadores e aumento das perdas elétricas. A falha na prestação desse serviço pode resultar na violação de limites operativos ou mesmo em instabilidade de tensão. O principal fator que causa a instabilidade de tensão é a incapacidade de o sistema atender localmente a demanda reativa em um determinado momento. O motivo pode ser que a fonte reativa esteja muito distante ou não tenha capacidade suficiente. Embora a instabilidade de tensão seja essencialmente um fenômeno local, suas consequências podem ter um impacto sistêmico, podendo resultar em colapso de tensão (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021b). O prestador desse tipo de serviço precisa possuir capacidade de geração de potência reativa controlada e capacidade de injeção rápida de corrente reativa. Atualmente, do ponto de vista regulatório, são considerados como prestadores de serviço ancilar de suporte de reativo apenas unidades geradoras enquanto fornecem potência ativa, ou operam como compensadores síncronos, ou ainda as despachadas centralizadamente que operem com potência ativa nula. Quanto à remuneração, essa ocorre somente quando a operação se dá como compensador síncrono, por meio da tarifa de serviços ancilares – TSA. As demais usinas que geram potência ativa prestam o

serviço sem ônus para o sistema (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022b).

- f) Os SEP são sistemas automáticos de controle e proteção implantados nas estações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que permitem a utilização adequada dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, proporcionam maior confiabilidade à operação do SIN, evitam que perturbações possam levar o sistema à perda de estabilidade ou a colapso de tensão e aumentam a segurança elétrica operacional do SIN, diminuindo a possibilidade de ocorrência de perturbações de grande porte ou restringindo a área de abrangência dessas perturbações (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2007). O Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC é um SEP específico de corte de carga por sub frequência e/ou taxa de variação de frequência. As centrais geradoras com desempenho satisfatório com relação às atuações do SEP, conforme avaliação do ONS, receberão anualmente a receita para sistema especial de proteção, com valor definido em resolução homologatória específica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022b).

A Tabela 7 resume os serviços ancilares atualmente existentes e regulados no mercado brasileiro e a metodologia de precificação aplicada a cada um.

Tabela 7 – Serviços ancilares do mercado brasileiro

Serviço Ancilar	Participante	Incentivo	Definição
Autorrestabelecimento	Centrais Geradoras Aprovadas pelo ONS	Receita de Autorrestabelecimento	ANEEL
Controle Primário de Frequência	Todas as unidades geradoras do SIN	Obrigatório	-
Controle Secundário de Frequência	Usinas Hidroelétricas	Receita Anual	ANEEL
Despacho Complementar para Manutenção de RPO	Usinas Termoeletricas	Até 130% do CVU	Agente
Suporte de Potência Reativa	Compensadores Síncronos	TSA	ANEEL
	Fornecedores de Potência Ativa	Obrigatório	-
Sistemas Especiais de Proteção	Centrais Geradoras Aprovadas pelo ONS	Receita Anual	ANEEL

Fonte: Elaboração Própria.

3.3 CAPACIDADE INSTALADA DO PARQUE GERADOR E MODELO DE EXPANSÃO

O parque gerador brasileiro possui atualmente cerca de 190 GW de potência instalada em operação, segundo informações publicadas no Sistema de Informações de Geração da Aneel

(AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2023a), desconsiderando-se recursos de micro e minigeração distribuída. Destaca-se que, deste total, a parte preponderante é constituída por Usinas Hidroelétricas (UHE), com aproximadamente 55% de participação da matriz elétrica. Caso a capacidade instalada de Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH) e de Centrais Geradoras Hidroelétricas (CGH) seja agregada a este número, a participação da fonte hidráulica do SIN atualmente chega a 58%. Outras fontes de geração renovável na matriz são a eólica (13%), biomassa (9%) e solar (4%). Coletivamente, a capacidade instalada de energia renovável representa 84% da matriz elétrica.

3.3.1 Plano decenal de expansão no Brasil e modelo de investimento

O Plano Decenal de Energia (PDE) é um documento elaborado anualmente pela EPE, cujo objetivo principal é fazer a indicação das perspectivas de expansão futura do setor de energia sob a ótica do governo brasileiro. O documento mais atual, PDE 2031, traz o cenário apresentado pela Tabela 8 para a expansão centralizada do parque gerador brasileiro para o horizonte até 2031 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2022):

Tabela 8 - Expansão centralizada indicativa até o ano de 2031.

FONTE(A)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
RENOVÁVEIS	160.198	161.703	163.791	166.702	169.733	174.413
Hidro(b)	102.583	103.558	104.772	106.153	106.454	107.104
OUTRAS RENOVÁVEIS:	57.615	58.145	59.019	60.549	63.279	67.309
PCH E CGH	8.165	8.565	8.965	9.365	9.765	10.165
Eólica	25.993	25.993	26.336	26.836	28.536	30.336
Biomassa(c) + Biogás + RSU	15.775	15.905	16.035	16.165	16.295	16.425
Solar centralizada	7.683	7.683	7.683	8.183	8.683	10.383
NÃO RENOVÁVEIS(D)	27.412	30.087	31.331	33.214	36.087	38.636
Nuclear	1.990	3.395	3.395	3.395	3.395	4.395
Gás natural(e)	21.534	24.266	26.953	28.486	31.009	32.208
Carvão	3.017	1.937	695	1.045	1.395	1.745
Óleo combustível	582	201	0	0	0	0
Óleo diesel	288	288	288	288	288	288
TOTAL DO SIN	187.610	191.790	195.122	199.916	205.820	213.050
Itaipu 50hz (f)	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
TOTAL DISPONÍVEL	194.610	198.790	202.122	206.916	212.820	220.050

Notas:

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

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

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

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

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

(f) Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai, cujo excedente de energia é exportado para o mercado brasileiro.

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2022).

Deste planejamento indicativo, merece destaque a expressiva participação de fontes renováveis caracterizadas como “outras” (ainda que possivelmente subestimado para a fonte solar, partindo-se da perspectiva de projetos no mercado livre com CUST/CUSD assinados indicados na introdução deste trabalho), e a substituição de usinas térmicas menos flexíveis por unidades mais flexíveis, movidas a gás natural. Este movimento decorre do vencimento dos contratos outorgados de usinas mais antigas movidas a óleo combustível e carvão e da necessidade de usinas mais flexíveis no sistema. Com respeito às inflexibilidades do sistema elétrico brasileiro, um maior enfoque é dado na subseção 3.4.

3.4 INFLEXIBILIDADES

Como visto na seção anterior, o parque gerador brasileiro é diverso, possuindo uma gama de usinas renováveis controláveis e não controláveis, além de fontes fósseis que, tecnologicamente são controláveis, mas que do ponto de vista operacional podem apresentar algum grau de inflexibilidade. As subseções a seguir destringem as particularidades de inflexibilidade de cada uma dessas tecnologias.

3.4.1 Inflexibilidade Termoelétrica

Do ponto de vista operacional, as inflexibilidades de usinas termoelétricas estão inversamente relacionadas às suas flexibilidades indicadas na Tabela 3. Como exemplo, uma manobra de geração necessária para cobrir alterações da carga líquida do sistema em uma escala de alguns minutos até poucas horas não pode ser desempenhada por ativo de geração termoelétrica cujas rampas de tomada/alívio de carga ou de acionamento/desligamento sejam longas, como usinas movidas a carvão ou configurações de usinas em ciclo combinado. Há ainda uma segunda ótica para o entendimento de inflexibilidade termoelétrica relacionada aos arranjos comerciais do ativo. Esta segunda ótica engloba usinas que operam de forma contínua ou com nível mínimo de despacho, tais quais cogeração e usinas nucleares, ou ainda usinas com contrato do tipo *take-or-pay* no fornecimento de combustível (UNIVERSIDADE FERDEAL DO RIO DE JANEIRO, 2018). O levantamento do montante total de inflexibilidade sob esta ótica é impreciso pois varia em função de rearranjos comerciais de contrato, manutenções e

readequações de processo. A Figura 10 traz o valor observado de geração termoelétrica no SIN classificada como inflexível no período de 2013 até 2022. Adicionalmente, é apresentada a geração termoelétrica total de cada ano e a razão de geração inflexível para geração total. Nota-se a geração termoelétrica inflexível média no período na ordem de 4.500 MW médios. Observa-se também que esse número representa montante entre 30% e 70% da geração termoelétrica total, a depender da condição hidrológica. Em anos com hidrologia mais crítica (2014, 2015 e 2021) esse índice fica próxima a 30%, enquanto em anos com maior abundância de recursos hidroelétricos esse índice chega a quase 70% (2022).

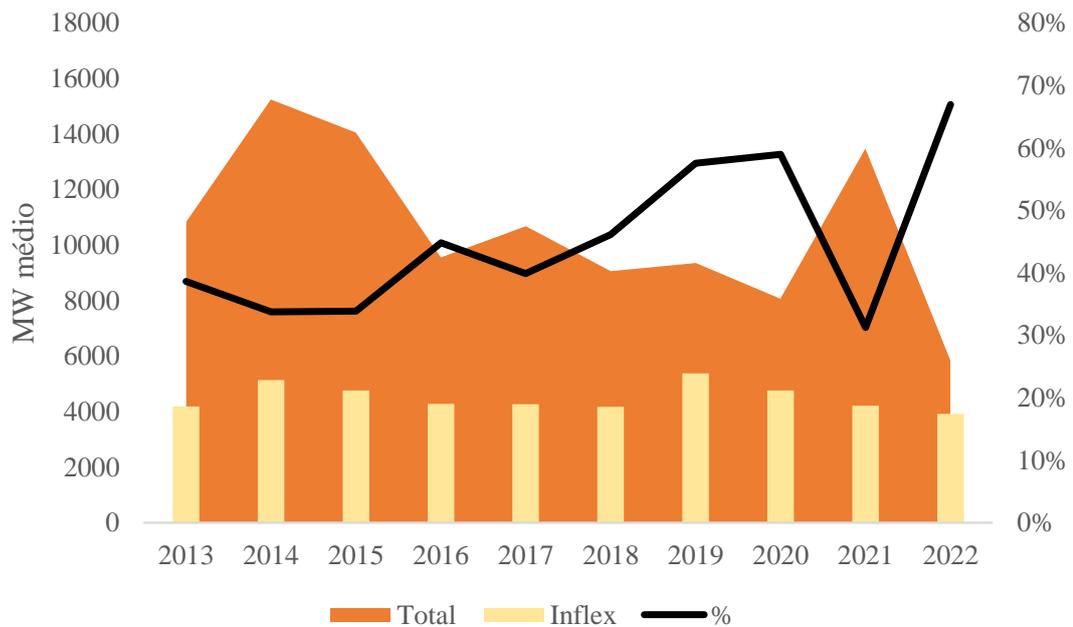


Figura 10 – Geração termoelétrica do SIN ao longo da última década.

Fonte: Produção própria com base em dados do ONS (2023).

Do ponto de vista do planejamento da operação de médio prazo, consta do Programa Mensal da operação de maio de 2023 que geração termoelétrica inflexível estará na faixa de 5.500 MW médios no período de 2024 a 2027, conforme apresentado pela Figura 11.

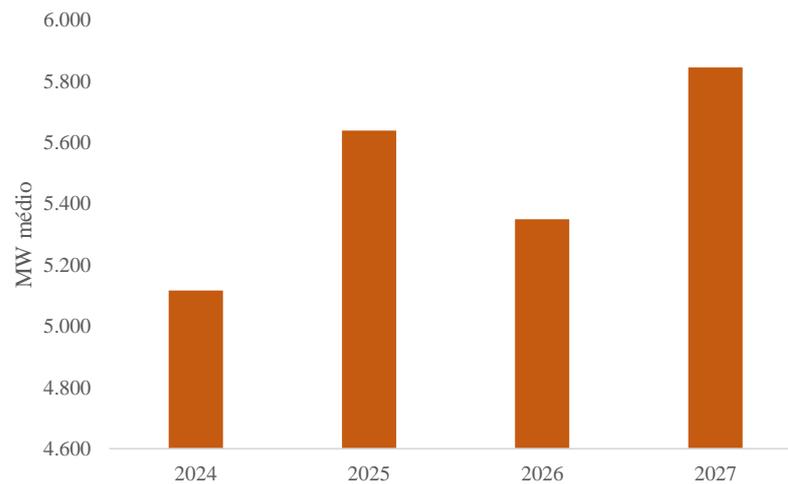


Figura 11 – Geração termoelétrica inflexível no horizonte de médio prazo de acordo com o Programa Mensal de Operação de Maio de 2023.

Fonte: Produção própria com base em dados do ONS (2023b).

Destaca-se que os valores dispostos na Figura 11 não incluem as inflexibilidades associadas às usinas termoelétricas incluídas no processo de privatização da Eletrobrás, que estipulou a contratação de 8 GW de capacidade termoelétrica a gás natural com inflexibilidade média anual mínima de 70% (Brasil, 2021).

3.4.2 Inflexibilidade Hidroelétrica

A inflexibilidade de usinas hidroelétricas está associada às imposições de operação que sucedem condições de contorno ambientais e de disponibilidade do recurso hídrico, em configurações que não permitem o armazenamento de afluentes excedentes e, considerando-se ainda, que o vertimento turbinável de unidades geradoras deve ser evitado.

- a) Inflexibilidades por usos múltiplos: Uma vez que o Brasil apresenta uma rede vasta de bacias hidrográficas com potencial hidroelétrico explorado, surgem diversas correlações de uso dessas bacias. As condicionantes ambientais, ou de uso múltiplo, podem variar mês a mês e conforme a situação de cada bacia, conforme observado durante a grave crise hídrica vivenciada durante o ciclo hidrológico de 2020-2021. A Figura 12 traz a estimativa do montante de inflexibilidade hidráulica decorrente das restrições de uso múltiplo, que englobam restrições para a realização de atividades alheias àquelas prestadas pelo setor elétrico, em especial: navegação, irrigação, captação, turismo, dessedentação animal e demais motivações ambientais, com base nas regras vigentes modeladas na programação energética, utilizando-se como referência o PMO de maio de 2023.

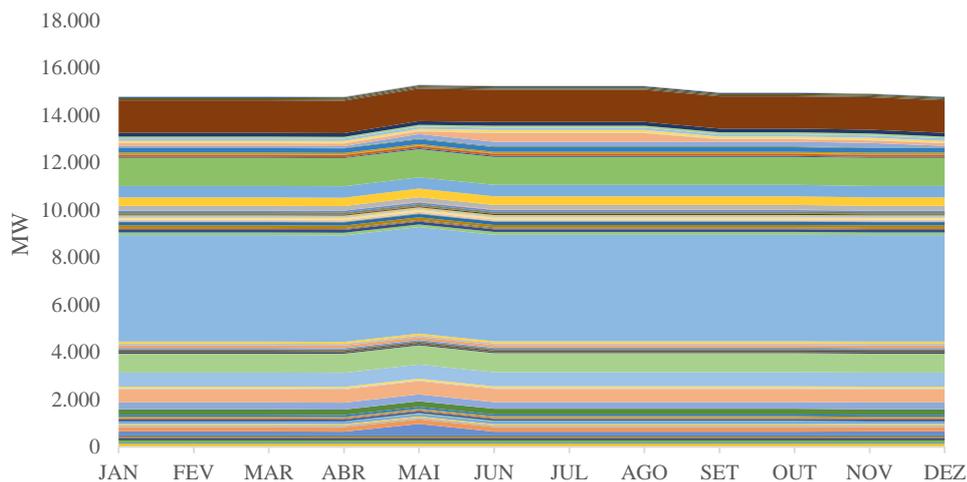


Figura 12 – Estimativa de geração hidrelétrica inflexível em base mensal com base em restrições de operação consideradas no planejamento da operação do sistema. Inclui parcela 50 Hz da UHE Itaipu.

Fonte: Produção própria com base em dados do ONS (2023b).

- b) Inflexibilidades por usinas de grande porte com baixa capacidade de regularização ao longo da cascata: Há de se pesar ainda na contabilização da inflexibilidade hidráulica o volume de geração proveniente de grandes usinas de baixa capacidade de regularização, localizadas principalmente na região amazônica, tal como as bacias do Xingu, Madeira e Teles Pires. A Figura 13 apresenta os valores observados de geração dessas usinas nos últimos 10 anos, período que coincide com início de motorização deste grupo de usinas ao SIN. Nota-se, a partir do momento de finalização da instalação dessas usinas e de suas respectivas linhas de transmissão, de uma geração pouco controlável na ordem de 18 GW médios, concentrados no primeiro semestre do ano civil.

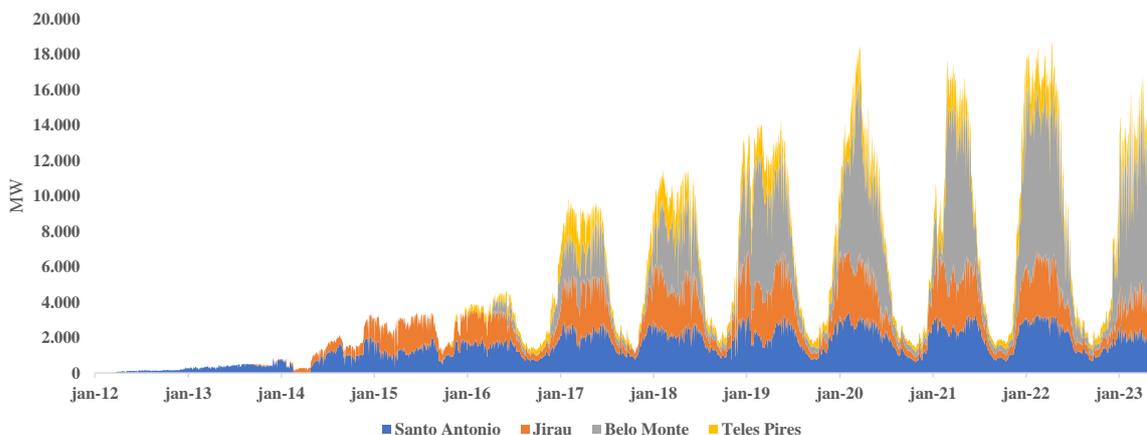


Figura 13 – Geração hidrelétrica em usinas de grande porte sem capacidade de regularização.

Fonte: Produção própria com base em dados do ONS (2023c).

3.4.3 Inflexibilidade ERV

A inflexibilidade de usinas ERV, aqui embarcando as modalidades de geração eólica, solar, pequenas centrais hidroelétricas e pequenas centrais termoelétricas, se refere ao potencial de geração instantânea e sobre o qual não há controle direto do operador do sistema ou cuja redução da geração implique em desperdício do recurso energético (*curtailment*).

A Figura 14 apresenta os montantes médios mensais esperados de geração ERV que constam do Programa Mensal de Operação para o horizonte de médio prazo. Também é incluído o montante adicional considerando a oferta de usinas do ambiente livre sem obras iniciadas, mas com CUST/CUSD assinado e com licença de instalação/operação, conforme nova regra com vigência a partir de 2024.

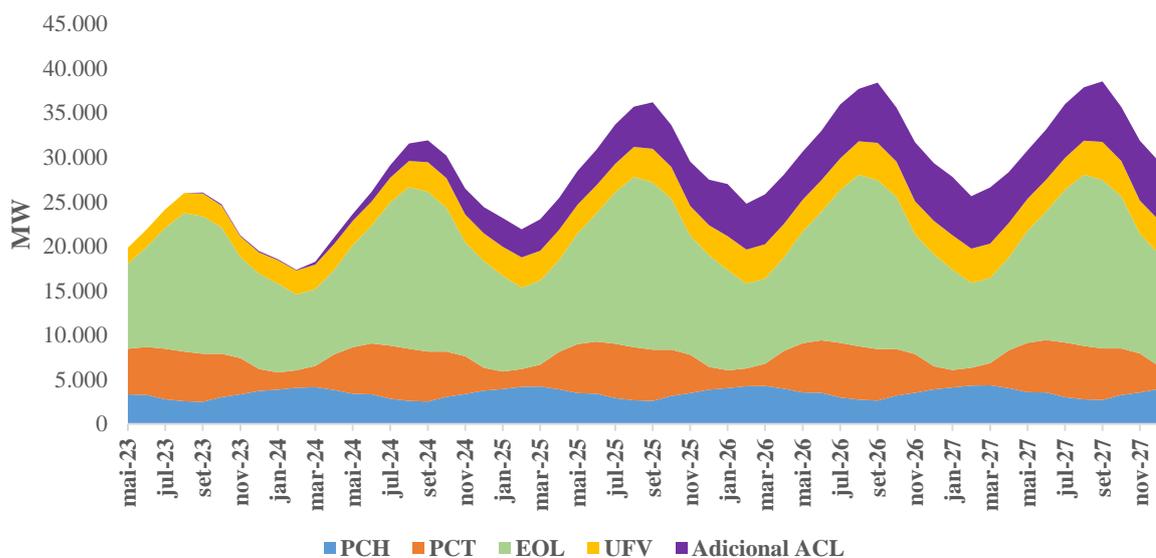


Figura 14 – Geração inflexível ERV esperada para o mercado brasileiro no horizonte de médio prazo.

Fonte: Produção própria com base em dados do ONS (2023b).

3.5 CONSUMO DE ENERGIA NO BRASIL

O padrão de consumo de energia é caracterizado por modulação horária e sazonalidade anual. A apresenta a curva sazonal do histórico recente de carga normalizada. Foram excluídos os anos de 2001 e 2022, em razão do programa de racionamento de energia vigente entre julho de 2001 e março de 2022, além do ano de 2020, em razão da pandemia do vírus sars-covid, que causou desdobramentos no consumo de energia.

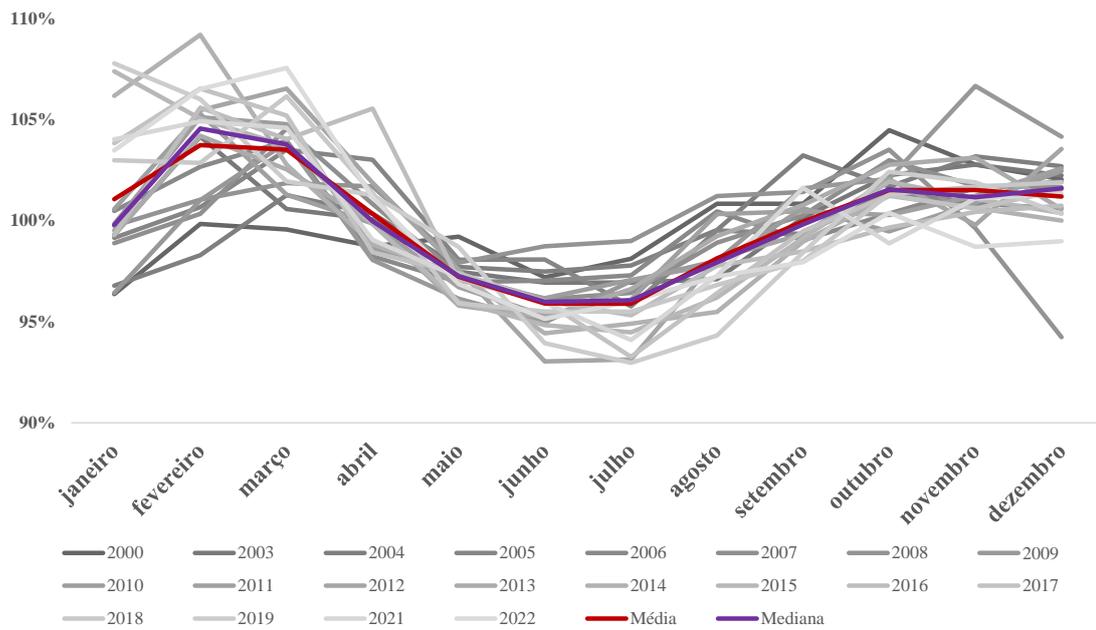


Figura 15 – Sazonalização mensal do consumo no mercado brasileiro.

Fonte: Produção própria com base em dados do ONS (2023c).

A sazonalidade anual é caracterizada por maior consumo durante o verão (e meses quentes do ano), com pico geralmente nos meses de fevereiro e março, e menor consumo durante o inverno, com vale nos meses de junho e julho.

Com respeito ao perfil horário da carga do SIN, a Figura 16 mostra sua evolução, com base em dados observados nos anos 2000, 2011 e 2022. No início dos anos 2000, o padrão de consumo ao longo do dia apresentava um padrão de intensificação da demanda entre as 18h e 20h, o período de ponta. Já em meados da década seguinte, houve alteração desse padrão, com elevação do consumo durante o período da tarde e menor distinção do consumo entre este e o período de ponta clássico. Já na década atual, nota-se retomada do consumo mais intenso ao final do dia, especialmente entre 18h e 19h. Destaca-se que a fonte de dados utilizada considera a carga supervisionada pelo ONS, mais a previsão de geração de usinas não despachadas pelo ONS. Todavia, não é incluída a estimativa de carga atendida por micro e minigeração distribuída (MMGD). Ou seja, a Figura 16-C indica padrões de alteração do perfil diário da carga líquida percebida pelo ONS em função do aumento da MMGD, fenômeno que ganhou força a partir de 2021.

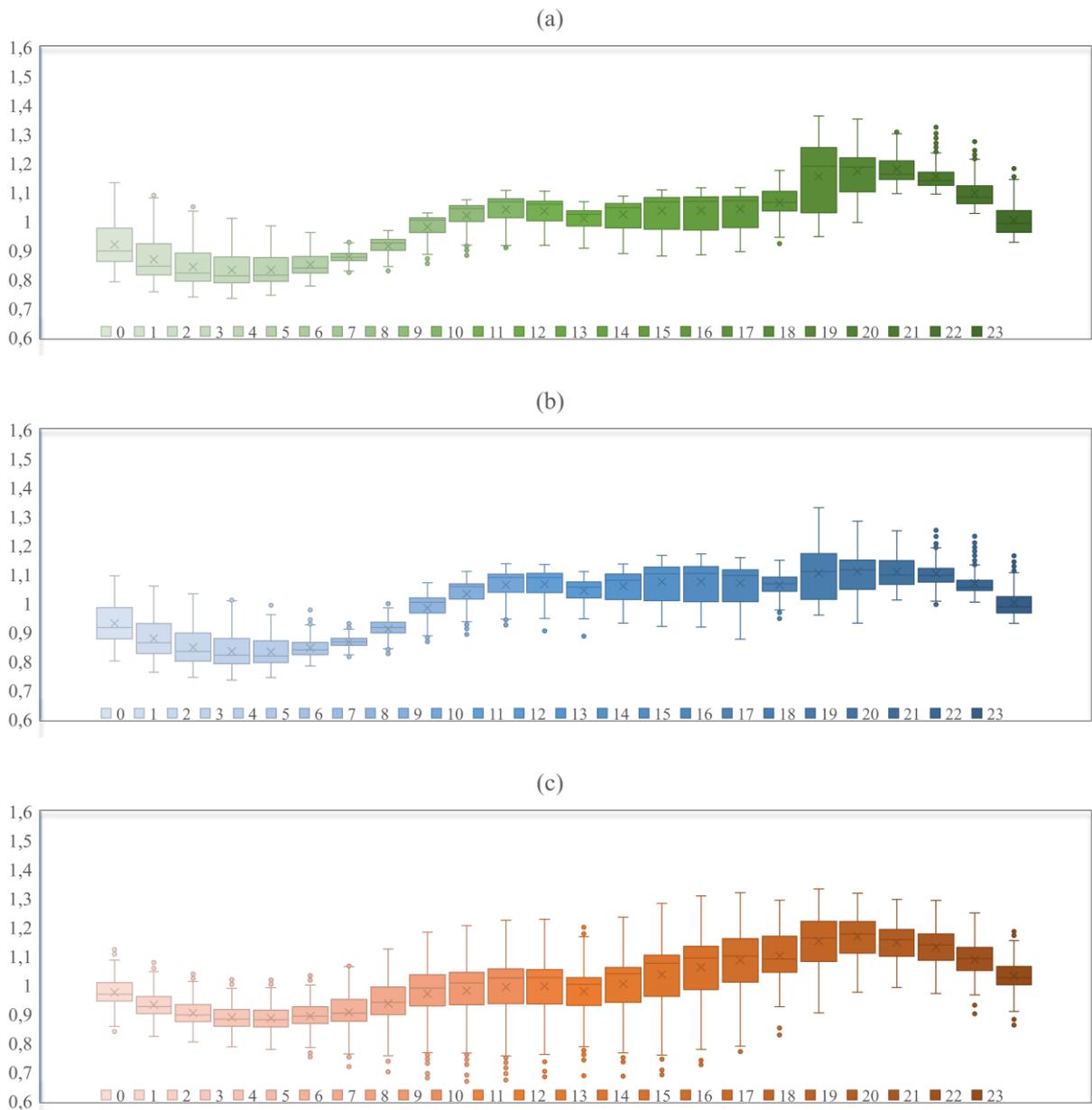


Figura 16 – Evolução da distribuição horária do perfil diário de carga do SIN: (a) 2000; (b) 2011 e c (2022).

Fonte: Produção própria com base em dados do ONS (2023c).

3.6 BALANÇO DE INFLEXIBILIDADES

O empilhamento das inflexibilidades elencadas ao longo deste capítulo, para o período de médio prazo, é apresentado pela Figura 17. Adicionalmente, também é apresentada a evolução da carga esperada para o mesmo período, assim como o percentual de inflexibilidade em relação à carga de energia.

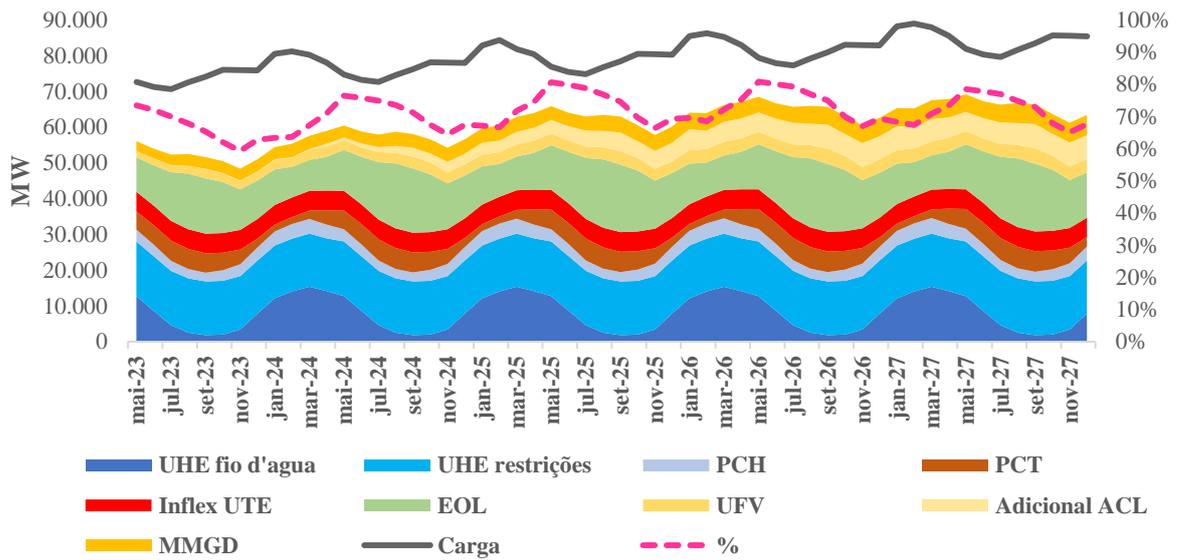


Figura 17 – Empilhamento de inflexibilidades estimadas da geração, carga estimada e percentual da carga atendido por geração inflexível.

Fonte: Produção própria com base em dados do ONS (2023b e 2023c).

O mapeamento de geração inflexível do SIN (tanto atual como esperada para o horizonte de médio prazo) aponta para um cenário de carga majoritariamente atendida por geração compulsória (adotando-se a premissa de que o corte de geração é indesejado), restando de 25% a 35% de carga para ser atendida por mérito de custo. Isso se dá tanto em razão da expansão da matriz elétrica por fontes ERV, tanto pela construção de usinas hidroelétricas de grande porte, mas com pouca capacidade de regularização, em especial na região amazônica. Também é relevante o montante de geração associado às restrições de usinas hidroelétricas de menor porte. Ainda que tais restrições (como defluência mínima) não necessariamente gerem uma compulsoriedade de produção, o mesmo princípio de evitação de vertimento turbinável se aplica.

Ressalta-se que as inflexibilidades foram avaliadas em base mensal. Em base horária, algumas usinas consideradas a fio d'água podem passar a ter algum grau de regularização, podendo ser otimizadas para atendimento da ponta de carga. Conforme ilustrado pela Figura 18, a usina de Belo Monte possui algum nível de regularização para fazer controle de geração em escala intradiária, o que fica mais evidente durante o período seco (setembro). Durante o auge de seu período úmido (abril), por mais que também seja possível verificar o controle de geração para atendimento a ponta, este se torna menos representativo em relação ao total de geração observado ao longo do dia.

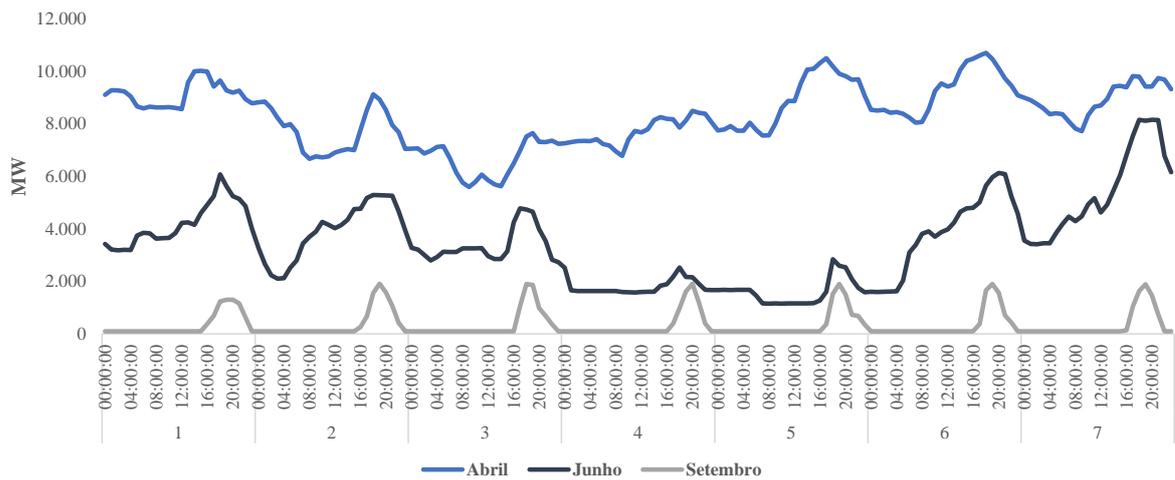


Figura 18 – Geração horária da usina de Belo Monte em três períodos distintos do ano de 2022.

Fonte: Produção própria com base em dados do ONS (2023c).

Por outro lado, inflexibilidades que parecem representar pequena parcela em escala mensal, como aquelas associadas às centrais solares fotovoltaicas e micro e minigeração distribuída, composta principalmente por painéis fotovoltaicos, imputam na verdade em volume expressivo de inflexibilidade durante o dia, cessando durante a noite. A Figura 19 – Perfil horário médio mensal de geração solar centralizada no SIN em 2023, apresenta o perfil horário médio de geração solar centralizada em 2023. Com a perspectiva de expansão do sistema de geração principalmente por este tipo de tecnologia (seja centralizada ou em forma distribuída), aumentará também a inflexibilidade sistêmica durante os horários de sol.

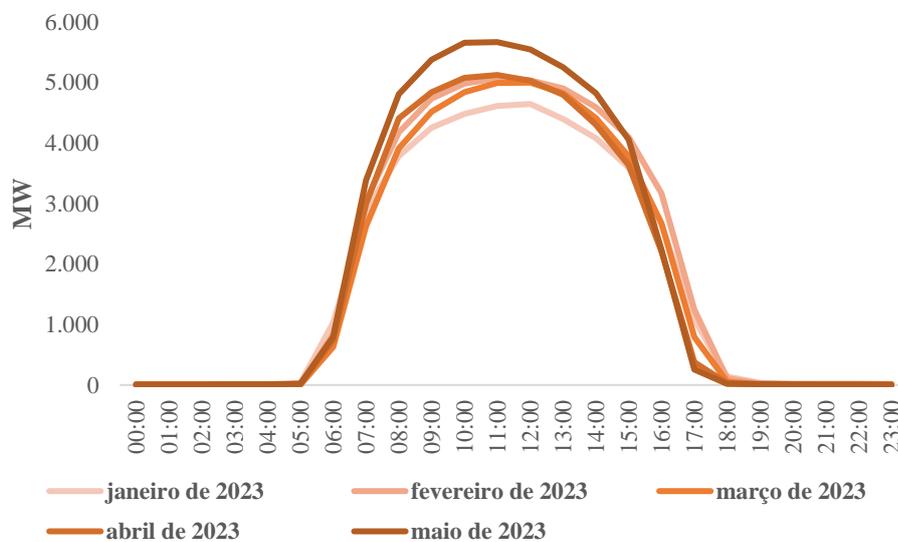


Figura 19 – Perfil horário médio mensal de geração solar centralizada no SIN em 2023.

Fonte: Produção própria com base em dados do ONS (2023c).

3.7 PRECIFICAÇÃO DE ENERGIA NO SIN

Uma das funções do Operador Nacional do Sistema é garantir o suprimento de energia elétrica do país de forma segura e econômica. Estas duas premissas, ainda que postas de maneira simples, guardam uma relação antagônica entre si: Uma maneira objetiva para garantir a segurança do suprimento energético é estocando o máximo possível de água nos reservatórios das usinas hidroelétricas, utilizando energia térmica e fontes não estocáveis onde disponível para atendimento da demanda, enquanto o menor custo da operação ocorre quando geração hidroelétrica é utilizada no lugar da geração termoelétrica. Isto ocorre pois o custo imediato de produção hidroelétrica é baixo (sem custo de combustível), enquanto na geração termoelétrica deve-se computar o custo do combustível utilizado.

Uma vez que o volume de água afluente aos reservatórios é desconhecido, já que depende das chuvas que irão ocorrer no futuro, e que a disponibilidade de energia hidroelétrica é limitada pela capacidade de armazenamento nos reservatórios, é introduzida a relação entre uma decisão de operação em uma determinada etapa e as consequências futuras desta decisão: Se o operador decidir utilizar as provisões de energia hidroelétrica para atender o mercado hoje e no futuro ocorrer uma seca, pode vir a ser necessário utilizar geração termoelétrica de custo elevado ou, mesmo, interromper o fornecimento de energia (déficit de energia). Por outro lado, se optarmos por fazer uso mais intensivo de geração termoelétrica, conservando elevados os níveis dos reservatórios e ocorrerem vazões altas no futuro, poderá haver vertimento no sistema, o que representa um desperdício de energia e, em consequência, um aumento desnecessário no custo de operação. Este problema é tratado de maneira clássica como o “dilema do operador” ou “dilema do decisor” na literatura sobre despacho econômico (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020), ilustrado pela Figura 20.

Decisão atual	Afluências Futuras	Resultado
 Esvaziar os reservatórios (menor custo presente)	altas 	Operação econômica
	baixas 	Altos custos, Racionamento
 Usar geração térmica (maior custo presente)	altas 	Vertimento
	baixas 	Operação econômica

Figura 20 - “Dilema do decisor” para o problema de planejamento hidrotérmico

Fonte: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (2020).

O planejamento da operação do SEB é então fundamentado na otimização do uso dos recursos energéticos disponíveis e previstos para atendimento seguro da demanda, realizada por meio de modelos matemáticos. Devido à preponderância da fonte hidráulica na matriz brasileira, estes modelos apresentam significativa complexidade, uma vez que precisam simular, para o médio e longo prazo, os efeitos estocásticos da precipitação futura. Para o curto prazo, a maior complexidade reside no detalhamento e não-linearidades associadas à programação das unidades geradoras (*unit commitment*).

As estratégias usualmente adotadas para realizar o planejamento levam ao estabelecimento do chamado valor da água (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2020), que quantifica o benefício incremental da água no sistema ou individualmente nos reservatórios, ao longo do tempo a fim de evitar déficits de energia futuros. Este valor se calcula como uma etapa do processo de determinação da política ótima.

São 3 os principais modelos usados, sendo que cada um deles é focado em um horizonte de otimização específico: NEWAVE (longo prazo – 1 mês até 60 meses), DECOMP (médio prazo – 1 semana até 12 meses) e DESSEM (curto prazo – 1 dia até 14 dias).

3.7.1 NEWAVE

O modelo NEWAVE é a ferramenta utilizada para o cálculo da política energética de médio e longo prazo, com granularidade mensal. Seu principal objetivo é a determinação das estratégias de operação hidrotérmica a médio e longo prazo, com representação agregada do parque hidroelétrico e cálculo da política ótima, utilizando técnicas fundamentadas na Programação Dinâmica Dual Estocástica - PDDE (PEREIRA; PINTO, 1991).

O NEWAVE efetua a análise simultânea da operação integrada dos subsistemas, tomando decisões de geração térmica e intercâmbios de forma a minimizar o custo total de operação. Para a obtenção desta estratégia, são considerados cenários hidrológicos compostos por séries sintéticas de energias afluentes, com base no histórico de vazões. São utilizadas previsões determinísticas da carga em 3 patamares típicos (carga leve, média e pesada), do cronograma de expansão, dos limites de intercâmbio e dos custos variáveis de geração térmica. O custo de déficit é representado por um valor único. As fontes eólicas, solar, biomassa e pequenas centrais hidroelétricas são representadas de maneira determinística, sendo abatidas da carga global do sistema.

Vale destacar ainda que neste modelo o parque hidrotérmico é representado de forma agregada, o que significa que todos os reservatórios individuais são agregados em Reservatórios

Equivalentes de Energia (REE). Atualmente são considerados 12 REEs. A decisão por trás do número e configuração dos REEs irá determinar a capacidade do modelo de reconhecer diferentes padrões de sazonalidade e complementariedade entre bacias hidrográficas. Todavia, ao passo que o aumento do número de REEs traz a modelagem do problema mais próxima para a situação real, maior também será o tempo de processamento de modelo, o que pode tornar uma configuração com muitos REEs proibitiva.

O modelo é dividido em quatro módulos principais (CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012):

- Módulo de cálculo do Sistema Equivalente de Energia: Calcula as energias armazenáveis máximas, séries históricas de energias controláveis e energias fio d'água, parábolas de energia de vazão mínima, energia evaporada, capacidade de turbinamento, correção da energia controlável em função do armazenamento, perdas por limite de turbinamento nas usinas fio d'água, geração hidráulica máxima e energia associada ao desvio de água à montante de uma usina hidroelétrica.
- Módulo de energias afluentes: Estima os parâmetros do modelo estocástico e gera séries sintéticas de energias afluentes que são utilizadas no módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica e para geração de séries sintéticas de energias afluentes para análise de desempenho no módulo de simulação da operação.
- Módulo de cálculo de política de operação hidrotérmica: Determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, tendo em conta as incertezas nas afluições futuras, os patamares de demanda, a indisponibilidade dos equipamentos.
- Módulo de simulação da operação: Simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de sequências hidrológicas, falhas dos componentes e variações da demanda. Calcula índices de desempenho, tais como a média dos custos de operação, dos custos marginais, o risco de déficit, os valores médios de energia não suprida, de intercâmbio de energia e de geração hidroelétrica e térmica.

O principal produto fornecido pelo modelo NEWAVE na cadeia de processamento do Custo Marginal da Operação (CMO) e Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é a Função de Custo Futuro (FCF - NEWAVE), possibilitando o acoplamento entre os estudos de longo e médio prazo (acoplamento entre NEWAVE e DECOMP).

3.7.2 DECOMP

O modelo DECOMP tem como principal objetivo estabelecer as metas e diretrizes energéticas de médio prazo da operação coordenada do SIN, em granularidade semanal, assegurando a otimização dos recursos de geração disponíveis.

Diferentemente do modelo NEWAVE que enxerga o sistema de modo simplificado através dos reservatórios equivalente de energia, o modelo DECOMP possui uma representação mais próxima da realidade, com a individualização das usinas hidroelétricas e maior capacidade para representação dos intercâmbios entre os subsistemas. Suas maiores limitações para representação do sistema estão na granularidade semanal empregada e pouco detalhamento da complexidade da operação de usinas termoelétricas, pontos que ficaram mais evidentes com a expansão de fontes de geração variável, que agregam dinamismo horário ao balanço energético da operação.

Até o ano de 2019, o modelo DECOMP definia o CMO dos subsistemas do SIN, e até o ano de 2020, definia o PLD dos subsistemas. Atualmente, sua principal contribuição para definição do CMO e PLD é a produção da Função de Custo Futuro (FCF – DECOMP) possibilitando o acoplamento entre os estudos de médio e curto prazo (acoplamento entre DECOMP e DESSEM).

3.7.3 DESSEM

O modelo de curto prazo, DESSEM, tem como principal objetivo estabelecer as metas e diretrizes energéticas de curto prazo da operação coordenada do SIN, em granularidade semi-horária, assegurando a otimização dos recursos de geração disponíveis, restrito, todavia, aos parâmetros técnicos de *unit commitment* das usinas termoelétricas e fluxos dinâmicos da rede elétrica.

Segundo o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (2020), neste modelo as usinas podem ser representadas ao nível de unidade geradora e considera-se a rede elétrica por meio de uma modelagem DC com ou sem perdas, incluindo-se restrições de segurança. Representam-se também as restrições de *unit commitment* das usinas termoelétricas e a operação das usinas térmicas a ciclo combinado. A variação da produtividade das usinas hidroelétricas em função da altura de queda é modelada com detalhes e representa-se de forma acurada o balanço de água nos reservatórios e ao longo dos rios, por meio de tempos de viagem fixos ou curvas de propagação. Usinas de bombeamento (reversíveis) e canais entre reservatórios também são

consideradas pelo modelo, além de fontes intermitentes (geração eólica e solar) e unidades de armazenamento de energia (baterias).

Os principais resultados do modelo DESSEM são: o despacho de cada unidade geradora para o próximo dia, de meia em meia hora, com ou sem a rede elétrica; os custos marginais de energia (assim como o preço de liquidação das diferenças) em base de meia hora, por barra ou submercado; a operação horária dos reservatórios, com destaque para os de regularização diária; os fluxos nas linhas e injeções nas barras da rede elétrica, além do status de todas as restrições de segurança.

4 METODOLOGIA PARA MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Com o objetivo de se avaliar mudanças da operação e seus reflexos no sistema elétrico brasileiro, faz-se necessária a modelagem de tal sistema, a partir de uma configuração futura dos ativos da rede. Tal modelagem pode ser utilizada tanto para extração de diversas propriedades estatísticas do sistema sob análise, ou ainda serem utilizada para simulações em modelos de operação e precificação. Neste trabalho, ambos os objetivos foram perseguidos.

Foram simuladas condições para os meses de abril e setembro, pelos seguintes motivos: primeiramente, pela complexidade de modelagem na cadeia de simulações de todos os distintos cenários que se pretende avaliar, os meses simulados foram limitados. Em segundo, avaliou-se os meses de abril e setembro pelas condições de perfil de disponibilidade energética distintas: abril se apresenta no final do período úmido, com os principais reservatórios do SIN normalmente cheios e farta oferta hidráulica de usinas localizadas na região Norte do país, mas fator de geração eólica baixo, enquanto o mês de setembro se apresenta no ápice do período seco, com principais reservatórios em níveis reduzidos, mas elevado fator de capacidade eólica.

Por fim, a modelagem do sistema elétrico brasileiro futuro presente neste trabalho se baseia no cenário de referência do Plano Decenal de Expansão 2031, cujos detalhamentos são dados nas subseções deste capítulo.

4.1 ENERGIA RENOVÁVEL VARIÁVEL

As fontes de suprimento de energia classificadas como ERV para modelagem do sistema elétrico futuro englobam centrais eólica e solar centralizadas, micro e minigeração distribuída e, ainda, pequenas centrais hidroelétricas e termoelétricas. A Tabela 9 apresenta a potência instalada indicativa para cada uma dessas tecnologias de geração, em 2031, para cada subsistema do SIN. Neste contexto e a partir deste capítulo, “solar” será a denominação empregada para a tecnologia solar centralizada, e MMGD para a tecnologia solar distribuída, uma vez que esta representa cerca de 93% da capacidade de MMGD prevista pelo PDE para 2031.

O perfil de geração ERV apresenta tanto sazonalidade mensal quanto modulação horária. Para se obter o perfil horário de geração, utilizou-se neste estudo os valores históricos observados para recursos de centrais eólicas e solares, com base no banco de dados do ONS (2022a), fatores mensais lineares para as pequenas centrais hidráulicas e térmicas, conforme regulação vigente para programação mensal da operação (PMO), regulamentada pela

Resolução Normativa nº 1.032, de 26 de julho de 2022, da Agência Nacional de Energia (2022c) e valores horários reconstruídos para solar MMGD, conforme metodologia disponibilizada pela Empresa de Pesquisa Energética (2021b).

Tabela 9 – Capacidade instalada de referência para cada tecnologia ERV em 2031

Tecnologia ERV	Subsistema	Capacidade (MW)
Eólica	SE/CO	~0
	S	2.058
	NE	27.651
	N	425
Solar	SE/CO	5.028
	S	~0
	NE	5.097
	N	~0
MMGD	SE/CO	24.724
	S	5.360
	NE	6.080
	N	1.470
PCH	SIN	10.165
PCT	SIN	16.425

Cada dia observado ou reconstruído i , para fontes eólica e solar centralizadas e solar MMGD, é considerado um cenário possível para o perfil horário de cada tecnologia t . Deste modo, o perfil de geração horária G , de tecnologia t , em um subsistema s , para o cenário i , é definido de acordo com (8), onde C representa a capacidade instalada em 2031 de acordo com o previsto pelo PDE e Fg o vetor do fator horário de geração.

$$G_{s,t,i}(h) = C_{s,t} * Fg_{s,t,i}(h) \quad (8)$$

A (8) apresenta o cálculo da geração de uma fonte ERV para um cenário específico. Para uma aplicação mais generalista, são mapeados todos os dados das series históricas ou reconstruídas. Para isto, define-se w como um cenário histórico para o fator horário de geração eólica centralizada dentro de possíveis cenários contidos no conjunto W , u como o cenário histórico para o fator horário de geração solar centralizada dentro de possíveis cenários contidos no conjunto U e v como o cenário reconstruído para o fator horário de geração solar MMGD dentro de possíveis cenários contidos no conjunto V . Na sequência, define-se a matriz de geração eólica centralizada (9), solar centralizada (10) e solar distribuída (11), para cada subsistema s , em determinado mês m , que contém todos os cenários de geração para 2031.

$$W_{s,m}(w, 24) = \begin{pmatrix} G_s(1,1) & \cdots & G_s(1,24) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ G_s(w, 1) & \cdots & G_s(w, 24) \end{pmatrix}, \forall w \in m \quad (9)$$

$$U_{s,m}(u, 24) = \begin{pmatrix} G_s(1,1) & \cdots & G_s(1,24) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ G_s(u, 1) & \cdots & G_s(u, 24) \end{pmatrix}, \forall u \in m \quad (10)$$

$$V_{s,m}(v, 24) = \begin{pmatrix} G_s(1,1) & \cdots & G_s(1,24) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ G_s(v, 1) & \cdots & G_s(v, 24) \end{pmatrix}, \forall v \in m \quad (11)$$

O tamanho de cada matriz irá depender da quantidade disponível de cenários para cada tecnologia em cada subsistema. A Tabela 10 apresenta a quantidade de cenários utilizada neste trabalho para cada fonte e subsistema. Dias com dados espúrios foram retirados do histórico.

Tabela 10 – Quantidade de cenários de geração para cada tecnologia ERV

Subsistema	Mês	Eólica (w)	Solar (u)	MMGD (v)	Total de combinações (q)
SE	Abril	1	146	540	78.840
	Setembro	1	120	540	64.800
S	Abril	347	1	540	187.380
	Setembro	398	1	540	214.920
NE	Abril	196	195	540	20.638.800
	Setembro	180	210	540	20.412.000
N	Abril	48	1	540	25.920
	Setembro	146	1	540	78.840

Assumindo a mesma probabilidade para cada cenário do conjunto W, V e U, a matriz de geração total de ERV para o subsistema s e mês m fica definida de acordo com a (12).

$$VRE_{s,m}(q, 24) = \begin{pmatrix} VRE_s(1,1) & \cdots & VRE_s(1,24) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ VRE_s(q, 1) & \cdots & VRE_s(q, 24) \end{pmatrix} \quad (12)$$

$\forall q \in m$

Onde q representa um cenário combinatório entre os cenários w , v e u . O tamanho da matriz VRE de cada subsistema irá depender da quantidade de combinações possíveis para cada tecnologia em cada mês, sendo que cada cenário de geração é calculado conforme (13).

$$VRE_{s,m}(q(w, u, v), h) = W_{s,m}(w, h) + U_{s,m}(u, h) + V_{s,m}(v, h) \quad (13)$$

$\forall q \in m$

As equações (8) a (13) são aplicáveis apenas às tecnologias eólica e solar. Para completar o cenário de ERV com a geração proveniente das pequenas centrais hidráulicas e termoeletricas,

é adicionada parcela de geração SG , conforme (14), onde Fm representa o fator mensal de geração para a tecnologia t (PCH ou PCT) no subsistema s e mês m .

$$SG_{s,m} = \sum_{t=4}^5 C_s * Fm_{s,m} \quad (14)$$

A distribuição horária de geração de ERV fornecida por (12) é útil para análises estatísticas do sistema. Todavia, para simulações determinísticas, como aquelas aplicadas atualmente nos modelos de precificação utilizadas neste trabalho, faz-se necessário determinar cenários de geração. Adicionalmente, as curvas de geração ERV são particulares de cada subsistema, uma vez que cada um possui um arranjo de tecnologias ERV distintas, assim como diferentes cenários de geração ERV. Decidiu-se equiparar o número de cenários entre os subsistemas através da análise dos percentis de cada matriz $VRE_{s,m}$. Define-se a geração associada ao n -ésimo percentil do subsistema s , no mês m , em (15).

$$GERV_{s,m,n}(h) = P_n \left(VRE_{s,m}(h) \right) \quad (15)$$

$$\forall 0 \leq n \leq 100 \in Z$$

Deste modo, foram selecionados, para cada subsistema, um conjunto de percentis de geração para serem utilizados na modelagem de cada subsistema. Para cada subsistema s e mês m , obtém-se o n -ésimo percentil da função de distribuição horária de geração definida por (12). Foram selecionados 5 percentis: 10°, 25°, 50°, 75° e 90°, mapeando assim mapeando pontos de operação do sistema, mas mantendo o número de simulações dentro de um limite razoável. A Figura 21 e a Figura 22 apresentam os perfis de geração ERV de cada subsistema para os meses de abril e setembro seguindo a metodologia apresentada, resumidos por cinco percentis selecionados. O perfil de ERV dos subsistemas Sudeste, Sul e Norte são fortemente impactados pela penetração de geração solar, seja centralizada ou distribuída, o que explica a variabilidade no subsistema Sudeste presente apenas durante os horários com irradiação solar significativa. Nos subsistemas Sul e Norte há mais variabilidade ao longo do dia, relacionada com a capacidade eólica de cada um desses subsistemas. Nestes subsistemas há ainda montante de geração expressiva de ERV de base proveniente de PCHs e PCTs. No caso do subsistema Nordeste fica evidente o impacto da capacidade instalada de geração eólica, que é ainda amplificada em setembro, mês com maior fator de capacidade para a fonte.

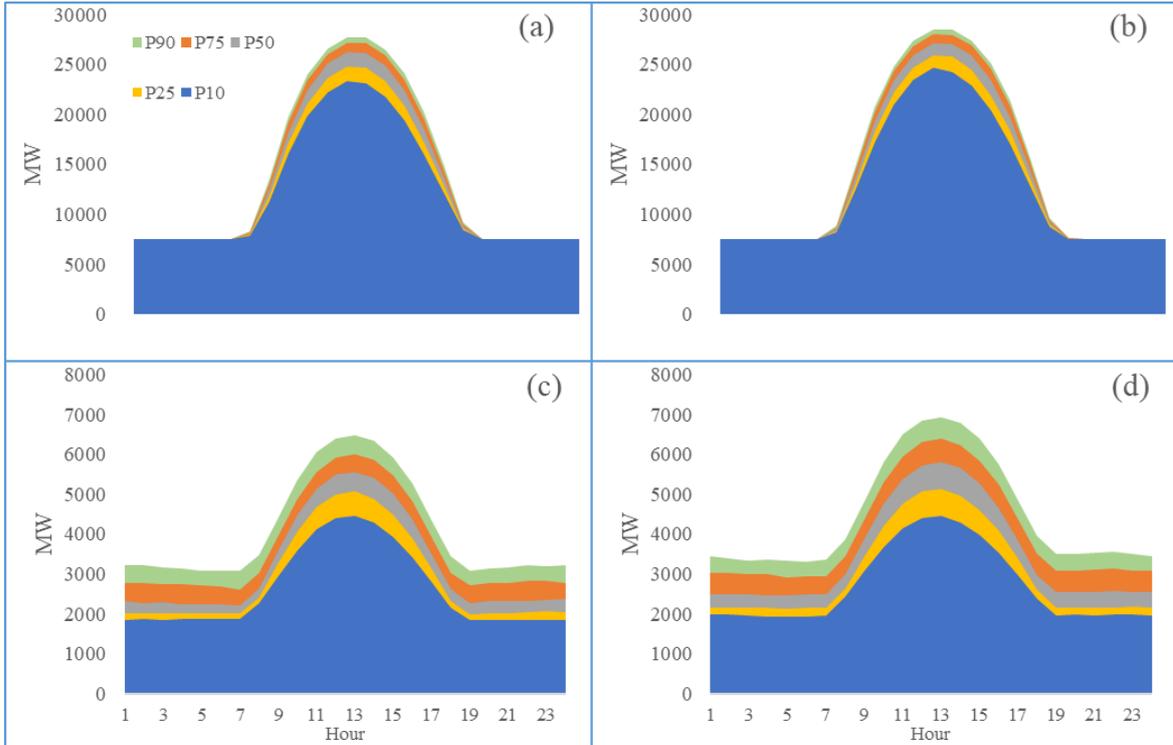


Figura 21 - Perfil horário de geração do subsistema sudeste em abril (a) e setembro (b) e do subsistema sul em abril (c) e setembro (d), para os percentis 10°, 25°, 50°, 75° e 90°.

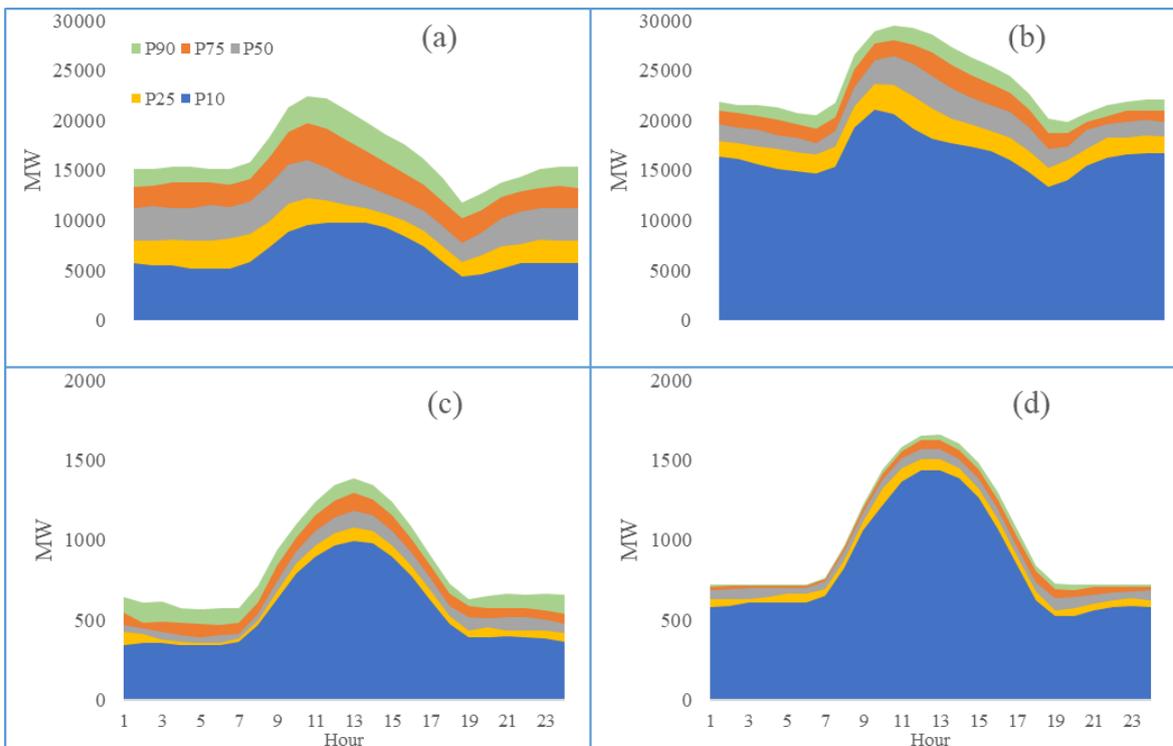


Figura 22 - Perfil horário de geração do subsistema nordeste em abril (a) e setembro (b) e do subsistema norte em abril (c) e setembro (d), para os percentis 10°, 25°, 50°, 75° e 90°.

4.2 USINAS HIDROELÉTRICAS DESPACHÁVEIS

Uma vez que a disponibilidade dos recursos hidroelétricos está sujeita às variações dos ciclos hidrológicos, e como a matriz brasileira continuará possuindo maior parcela de potência deste tipo de tecnologia, os cenários simulados deverão apresentar as possíveis repostas para distintas condições dos recursos hidráulicos. Neste sentido, dois cenários são consultados, um cenário considerado “úmido”, que possui as mesmas características observadas ao longo de 2022, tanto para níveis de reservatório quanto para as vazões afluentes. Já o segundo cenário, considerado “seco”, possui as mesmas condições observadas em 2021. Para as usinas não existentes naqueles anos, mas previstas para entrar em operação no PDE 2031, tais valores foram parametrizados a partir dos dados da bacia onde está localizada a usina. Para bacias sem usinas em operação, o que ocorre para a UHE Bem querer, localizada na bacia do rio Branco, foram considerados os valores médios históricos. A geração de cada usina é definida pelo modelo de otimização. A Figura 23 e a Figura 24 retratam as diferenças nas condições hidrológicas entre os cenários úmido e seco para os meses de abril e setembro.

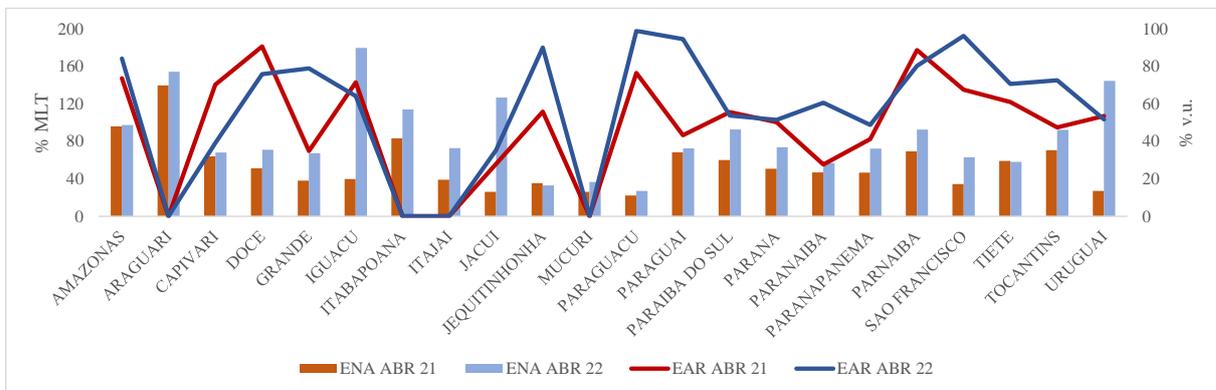


Figura 23 - Cenários úmido e seco para o mês de abril, retratados pela Energia Natural Afluyente (ENA) em função da Média de Longo Termo (MLT) e pela Energia Armazenada (EAR).

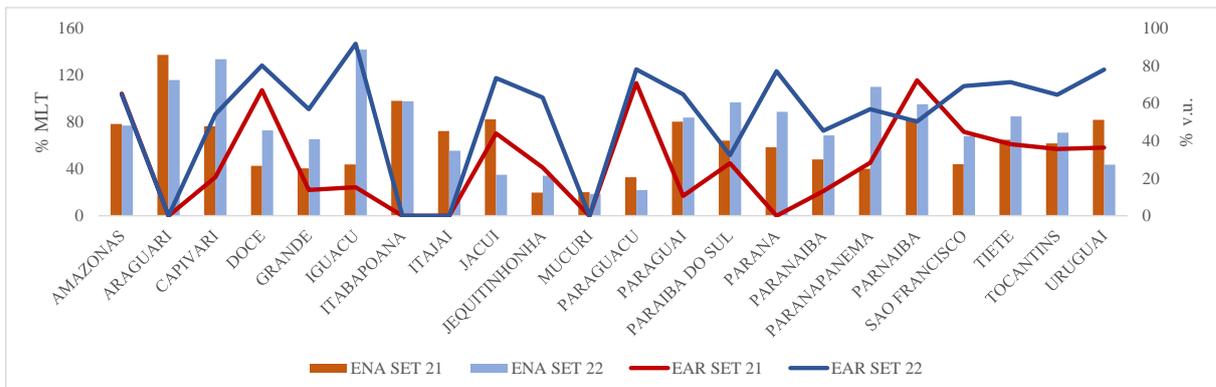


Figura 24 - Cenários úmido e seco para o mês de setembro, retratados pela Energia Natural Afluyente (ENA) em função da Média de Longo Termo (MLT) e pela Energia Armazenada (EAR).

4.3 USINAS TERMOELÉTRICAS DESPACHÁVEIS

Os parâmetros de flexibilidade de usinas existentes foram mantidos os mesmos praticados na programação do despacho ótimo. Para manter-se a coerência, foram utilizados valores de 2022 e 2021 em simulações com cenário hidrológico de 2022 e 2021, respectivamente. Para novas usinas novas, foram considerados valores típicos projetados para usinas futuras, segundo encontrado em Gonzales-Salazar, Kirsten e Prchlik (2018). Os custos variáveis para plantas existentes foram também os praticados em 2021 e 2022, ao passo que, para novas usinas, foram utilizados os valores do Plano Decenal.

4.4 CARGA DE ENERGIA

Os perfis de carga de energia para cada subsistema foram obtidos de dados históricos disponíveis na base de dados do ONS. Cada conjunto de series foi clusterizado para obtenção de dias típicos. Foram utilizados 4 grupos (clusters) para cada subsistema, através do método k-médias. Notou-se que o quarto grupo se tornou redundante, com exibição de dois grupos muito semelhantes (dias úteis). Os outros dois grupos formados foram equivalentes a perfis de Sábado e Domingo/Feriados. Deste modo, reduziu-se para 3 grupos de perfis de carga, ou tipos de dia, para cada subsistema: Domingos/Feriados, Sábado e Dias Úteis. Para o perfil de dias úteis foi assumido o cluster de dia útil com maior quantidade de observações. A Figura 25 apresenta os resultados de clusterização do subsistema Sudeste/Centro-Oeste para o mês de abril.

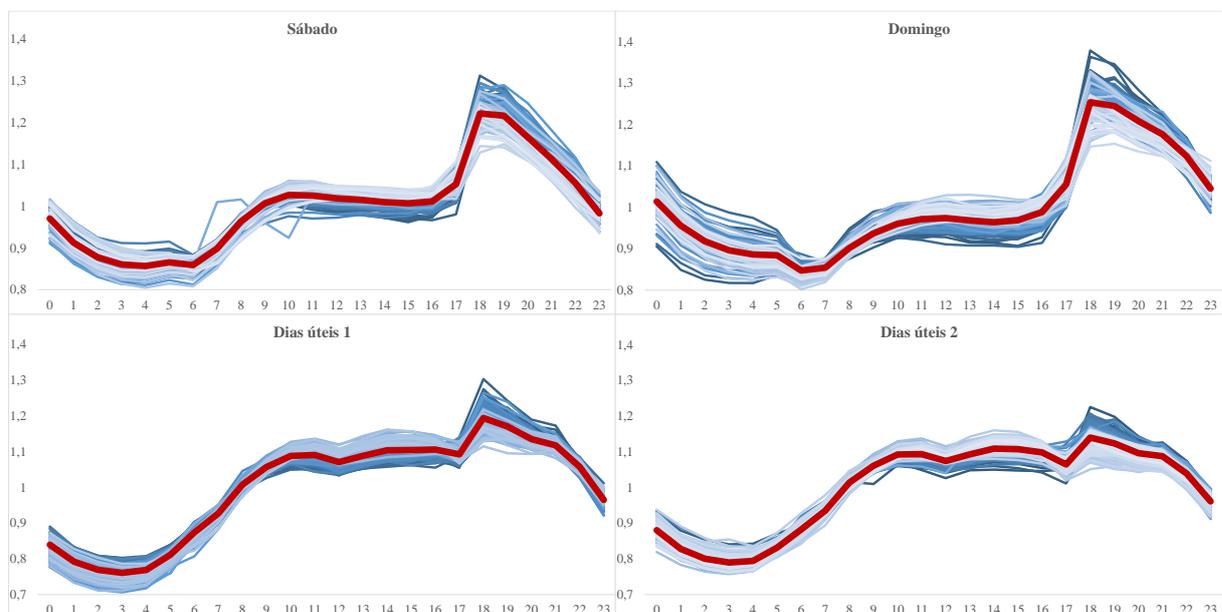


Figura 25 - Perfis horários de carga (P.U. do valor médio diário) do histórico amostrado e valor médio do cluster (linha em vermelho), para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste em abril.

O resultado da clusterização de cada subsistema nos meses de abril e fevereiro é ilustrado pela Figura 26 e Figura 27, as quais apresentam os perfis horários médios por tipo de dia.

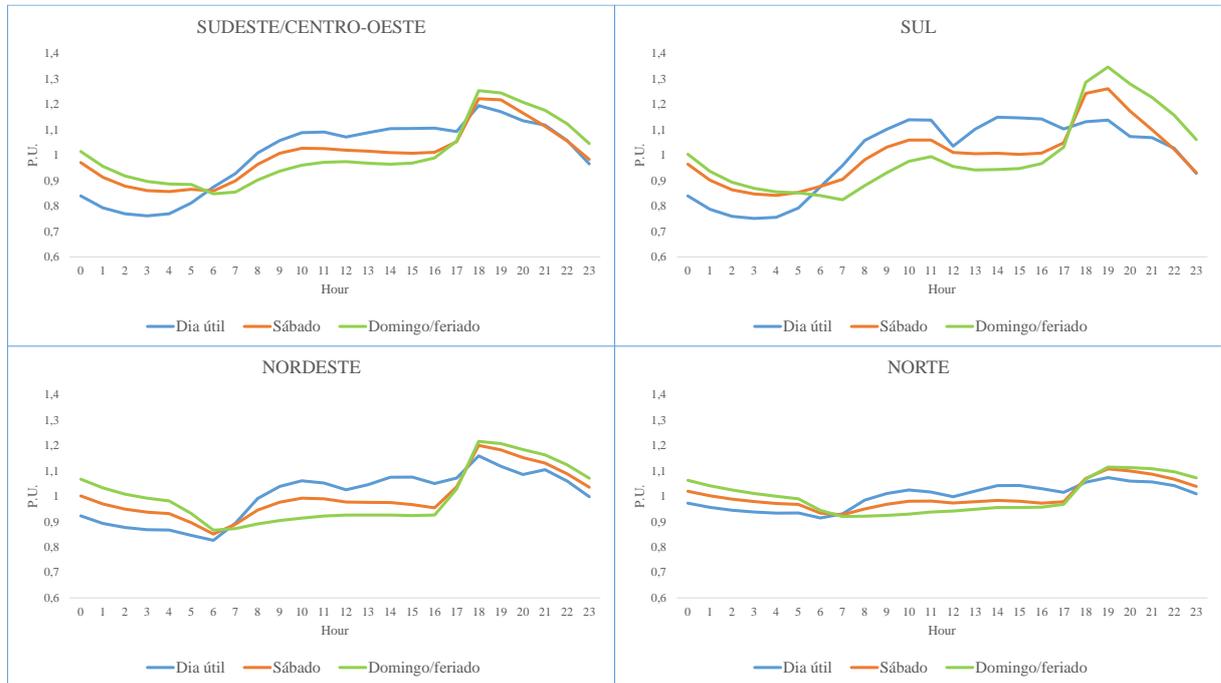


Figura 26 - Perfis horários de carga típicos (P.U. do valor médio diário) de cada subsistema para o mês de abril para cada tipo de dia.



Figura 27 - Perfis horários de carga típicos (P.U. do valor médio diário) de cada subsistema para o mês de setembro para cada tipo de dia.

Em posse dos perfis horários de referência para a carga de energia de cada subsistema, calcula-se a curva de demanda do subsistema s , no mês m , e tipo de dia d , conforme apresentado por (16), onde M denota a demanda conforme previsto no PDE, Fd o fator horário de carga e Fa um fator de ajuste que relaciona a carga total média à carga de domingo, carga de sábado e carga de dia útil.

$$D(h)_{s,m,d} = M_{s,m} * Fd_{s,m,d}(h) * Fa_{s,m,d} \quad (16)$$

4.5 LIMITES DE INTERCÂMBIO

Os limites de intercâmbio foram modelados de modo a emular os ganhos nas linhas de transmissão, conforme indicado no plano decenal. Atualmente são utilizadas restrições lineares por partes e restrições de segurança por tabelas no modelo DESSEM para representação de tais limites, associando o comportamento das linhas entre sim e ainda em relação à operação de usinas e carga do sistema. Neste sentido, tais equações foram mimetizadas, buscando trazer apenas o ganho de magnitude no intercâmbio previsto para 2031, mas mantendo a relação entre as componentes do sistema. É possível, todavia, que a própria expansão das linhas e demais ativos da rede de transmissão altere estas relações.

4.6 MODELOS DE OTIMIZAÇÃO

As simulações energéticas seguem os modelos de otimização atualmente empregados pelo ONS e pela CCEE para programação do dia seguinte e cálculo do preço do dia seguinte, respectivamente. Estritamente falando, as simulações em base semi-horária para o dia seguinte foram realizadas no modelo DESSEM, com os dados de entrada apresentados neste capítulo. Foram fornecidos arquivos com o custo futuro da água, obtidos através dos modelos de longo e médio prazo, Newave e Decomp, correspondentes aos meses de abril e setembro de 2021 e 2022. A Figura 28 apresenta os cenários simulados no modelo DESSEM. Ao todo, 60 cenários foram executados.

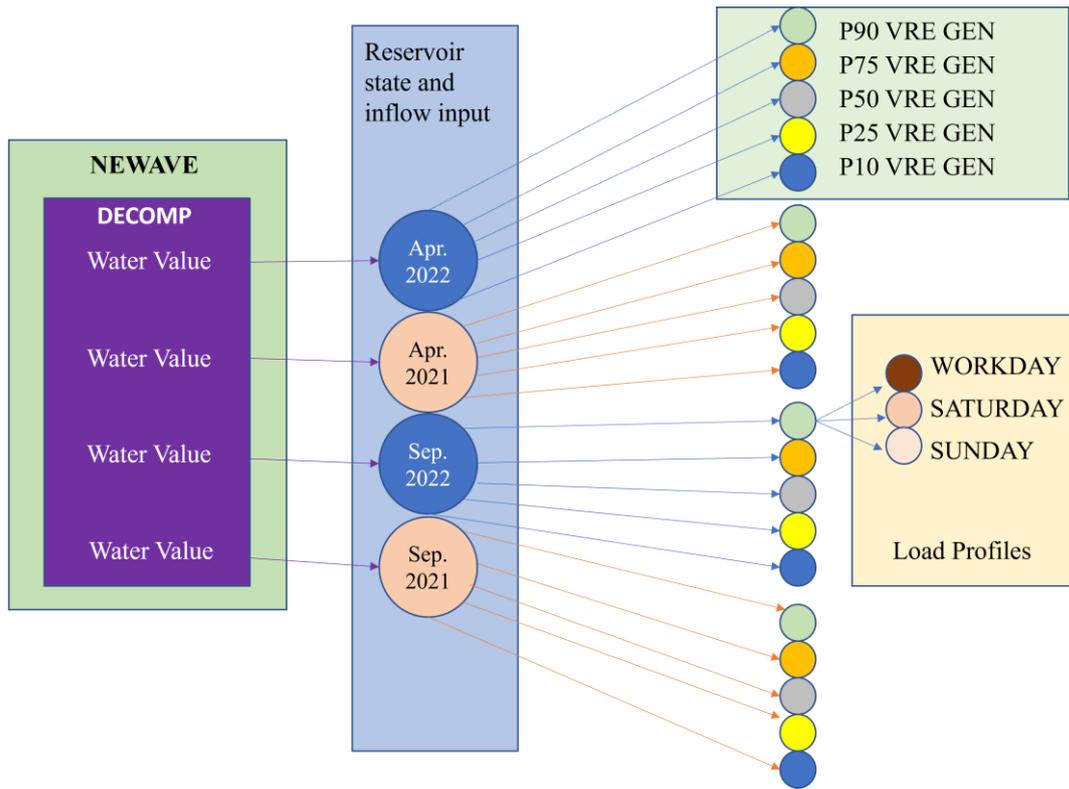


Figura 28 - Esquema de cenários simulados no modelo DESSEM.

5 METODOLOGIA PARA CÁLCULO DOS INDICADORES DE FLEXIBILIDADE

O capítulo 2 apresentou as métricas usualmente aplicadas para aferição da flexibilidade de sistemas de potência. Já o presente capítulo apresenta as metodologias aplicadas para cálculo de três indicadores que serão avaliados: Adequação de Rampas, Preço de Pico e Volatilidade do Preço Marginal.

5.1 ADEQUAÇÃO DE RAMPAS (RA)

O fator de adequação de rampas, conforme definido por (6), avalia para cada instante de tempo, a disponibilidade de recursos energéticos para atendimento dos requisitos de rampa do sistema. Deste modo, para seu computo, se faz necessário calcular as rampas horárias do sistema, que são função da demanda e dos recursos ERV, e da capacidade de provimento de rampas pelos ativos do sistema, que depende das tecnologias e regulação existentes.

5.1.1 Cálculo dos requisitos de rampa

A forma geral de cálculo dos requisitos de rampa é descrita por (1) e (2). Uma componente essencial neste cálculo é a geração por fontes variáveis. O capítulo 4 apresenta a metodologia utilizada para levantamento do perfil horário de geração ERV para cada mês e subsistema. Aplicando-se (15) e a (16) em (1), temos que:

$$CL_{s,m,d,n}(h) = D(h)_{s,m,d} - GERV_{s,m,n}(h) \quad (17)$$

A soma dos requisitos dos subsistemas, calculados individualmente em (2), fornece o requisito total do SIN.

$$RC_{SIN,d,n}(h) = \sum_{s=1}^4 RC_{s,d,n}(h) \quad (18)$$

A Figura 29, Figura 30 e Figura 31 apresentam os diagramas de caixa dos requisitos de rampa do SIN para domingos/feriados, sábados e dias úteis, em 2031.

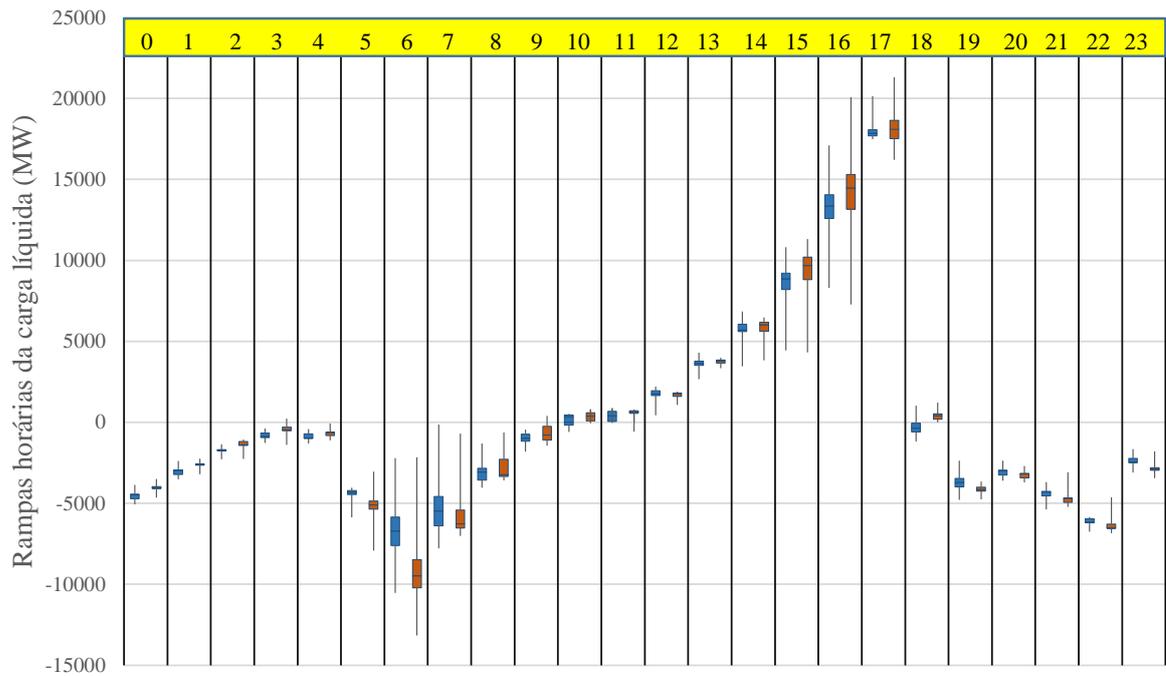


Figura 29 - Diagrama de caixa dos requisitos de rampa horários do SIN para um domingo em abril (azul) e setembro (vermelho).

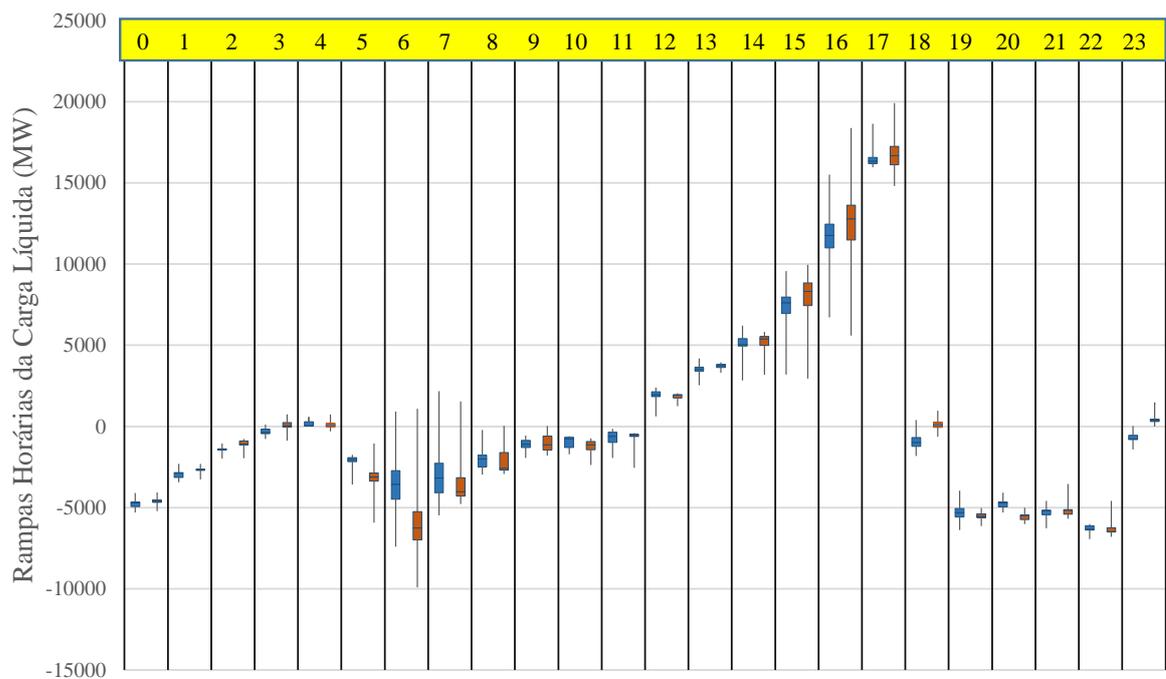


Figura 30 - Diagrama de caixa dos requisitos de rampa horários do SIN para um sábado em abril (azul) e setembro (vermelho).

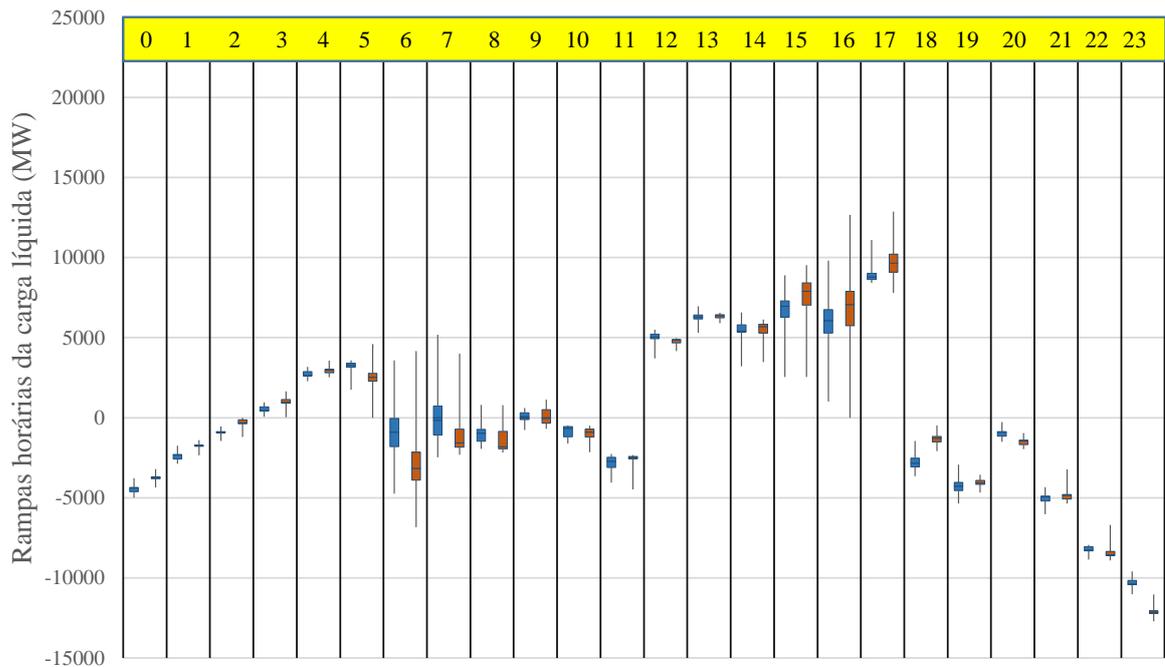


Figura 31 - Diagrama de caixa dos requisitos de rampa horários do SIN para um dia útil em abril (azul) e setembro (vermelho).

Percebe-se um forte aumento dos requisitos de rampa de alívio de carga no início da manhã, quando a geração solar começa a aumentar, especialmente aos sábados e domingos, quando o consumo de energia demora mais a aumentar. Ao final da tarde percebe-se movimento contrário, com expressivo aumento dos requisitos de rampa de tomada de carga, quando há o movimento concomitante de aumento do consumo e redução da geração solar. Nota-se também que este comportamento é mais pronunciado no domingo, pela característica da carga neste dia, conforme já indicado pelo resultado da clusterização das series de demanda. Também se nota, para os mesmos períodos (início da manhã e final da tarde), maior volatilidade, representada pela dispersão dos quantis nos períodos.

5.1.2 Cálculo dos recursos de rampa

Para o cálculo dos recursos disponíveis no sistema que farão frente aos requisitos de rampa, faz-se necessário elencar as tecnologias disponíveis, suas características técnicas e incentivos de mercado para sua atuação, conforme apresentado no capítulo 2. Seguindo o levantamento feito naquele capítulo, identificou-se presente na configuração do sistema elétrico em 2031, de acordo com o plano decenal, usinas hidroelétricas e usinas termoelétricas para provimento de rampas de tomada e alívio de carga. Ainda, há previsão de pequena parcela de resposta da demanda, que foi modelada, assim como no plano decenal, como um recurso termoelétrico adicional.

5.1.2.1 Recursos termoeletricos

Os parâmetros de flexibilidade de usinas termoeletricas são divididos em duas categorias: usinas existentes e usinas planejadas. Para a primeira categoria, são utilizados os valores oficiais declarados para a programação diária, ao passo que para o segundo grupo são utilizados valores de referência para plantas futuras obtidos de Gonzales-Salazar, Kirsten e Prchlik (2018).

A disponibilidade na hora h dos recursos termoeletricos de um subsistema s são caracterizados em (19) e (20). Enquanto a potência de saída de uma usina u está entre seus valores máximos e mínimos, estas equações se aplicam. Se a usina está desligada, ela necessita primeiro cumprir seu tempo mínimo de desligamento e rampas de acionamento, enquanto, se a usina está ligada, deve-se cumprir primeiro o tempo mínimo de acionamento e as rampas de desligamento.

$$R\dot{U}P_s(h) = \sum_{u=1}^U \min_{u \in S} [R^+_u(h); \bar{g}_u - g_u(h-1)] \quad (19)$$

$$R\dot{D}W_s(h) = \sum_{u=1}^U \min_{u \in S} [R^-_u(h); g_u(h-1) - \underline{g}_u] \quad (20)$$

RUP e RDW representam a capacidade total de suprimento de rampa de tomada e de alívio de carga, respectivamente, do subsistema s , R^+ e R^- os valores nominais de rampa de tomada e alívio de carga, respectivamente, da usina termoeletrica u , \bar{g} a geração máxima de projeto, \underline{g} a geração mínima e g a geração no período avaliado. A Tabela 11 apresenta a capacidade máxima de rampa que poderá ser fornecida por usinas termoeletricas em 2031. Nota-se que a maior capacidade virá dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, que receberão a maior capacidade de usinas termoeletricas flexíveis, a gás natural.

Tabela 11 – Máximas rampas horárias de usinas termoeletricas em 2031 (MW)

SUBSISTEMA	RAMPA
SE	7.120
S	7.992
NE	1.453
N	2.626

5.1.2.2 Recursos hidrelétricos

Ao contrário das usinas termoelétricas, parâmetros de flexibilidade de usinas hidroelétricas ainda não são utilizados na programação diária, ou mercado do dia seguinte, no sistema brasileiro. Ou seja, ainda não há formulação do *unit commitment* hidráulico, e, conseqüentemente, dados públicos das restrições operativas das usinas com respeito às suas curvas de colina, limitantes para os pontos de operação das turbinas. Adicionalmente, há de se considerar o efeito combinado de usinas localizados no mesmo rio, já que o combustível hidroelétrico, a água, se torna interconectado no tempo, impactando vazões e armazenamentos. Por fim, além dos elementos de projeto e comunicabilidade entre usinas, ainda há de se pensar o efeito de condicionantes ambientais na operação de usinas hidroelétricas. Tais condicionantes se manifestam na forma de limites para a variação e valor absoluto da vazão à jusante da usina, entre outras. Uma representação fidedigna do recurso hidroelétrico como supridor de rampas necessita levar todos estes pontos em consideração.

Leocadio *et al.* (2019) apresenta uma alternativa para se realizar a estimativa de capacidade de provimento de rampas hidroelétricas para o setor elétrico brasileiro. A metodologia consiste no levantamento das séries horárias de geração hidroelétrica do SIN e cálculo de sua variação horária máxima, em módulo, para rampas positivas e negativas. Ainda que tal estimativa não seja tão acurada quanto o cálculo de todas as limitações existentes para cada usina, acredita-se que, na ausência de dados suficientes, pode-se adotar tal solução de maneira pragmática. Neste trabalho foi desenvolvida uma versão alternativa da metodologia de Leocadio *et al.* (2019), descrita a seguir.

A primeira diferença reside no histórico consultado: enquanto no trabalho original de Leocadio (2019) foi utilizado apenas o ano de 2018, utilizou-se neste trabalho o histórico compreendido entre os anos de 2000 e 2021. Adicionalmente, a consulta de rampas máximas horárias foi feita por subsistema, individualmente, ao invés de maneira agregada para o SIN. Essas escolhas se basearam na busca por condições operativas mais amplas e adversas, onde de fato a necessidade por serviços de rampa esteve presente. Adicionalmente, partiu-se da premissa de que a disponibilização de rampas pelos subsistemas é independente entre si. A diferença mais significativa, no entanto, foi a separação das séries temporais observadas por faixas de armazenamento do subsistema. Uma vez que a altura de queda dos reservatórios impacta diretamente a função de produção das usinas, ponderou-se que este tratamento era necessário.

O resultado obtido foi uma função de rampa hidroelétrica (FRH) para cada subsistema, em função do nível de armazenamento do subsistema em intervalos discretizados em faixas de

10% do volume útil (v.u.) armazenado. A Tabela 12 apresenta a FRH para tomada de carga de todos os subsistemas com base na metodologia proposta. Percebe-se que a perda mais expressiva de provimento de rampa ocorre quando as usinas se encontram na faixa abaixo de 20% do v.u. Ainda, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, como não há registro de operação abaixo do limite de 10% (globalmente em cada subsistema), considerou-se que a capacidade de provimento de rampa nessa faixa é zero.

Tabela 12 – FRH para rampas de tomada de carga (MW)

Nível do reservatório (% v.u.)	SE	S	NE	N
90-100	9.505	6.454	2.785	3.732
80-90	9.505	6.454	2.785	3.403
70-80	9.505	6.454	2.785	3.403
60-70	7.956	6.454	2.785	3.403
50-60	7.956	6.454	2.785	3.403
40-50	7.956	6.454	2.785	2.545
30-40	7.956	6.454	2.496	2.484
20-30	7.328	5.966	2.050	1.791
10-20	5.888	3.188	1.717	1.326
0-10	0	0	1.375	651

5.2 COEFICIENTE DE VARIAÇÃO (CV)

Foram calculados os CV de cada uma das 60 séries de preços oriundas dos cenários descritos no capítulo 4, para cada um dos subsistemas. Adicionalmente, foram calculados os valores observados desde 2018, quando foram disponibilizados os primeiros dados de preços horários para o sistema brasileiro, como base de comparação.

6 RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações executadas para a programação da operação do dia seguinte (*day-ahead*) e dos indicadores de flexibilidade.

6.1 ADEQUAÇÃO DE RAMPAS (RA)

A adequação de rampa (RA) do subsistema Sudeste é apresentada pela Figura 32 que traz o mapa de calor dessa variável para cada hora do dia em cada cenário hidrológico (cenário seco e úmido), percentis de geração ERV (P10-P90), tipo de dia (domingo, sábado ou dia útil) e mês (abril e setembro).

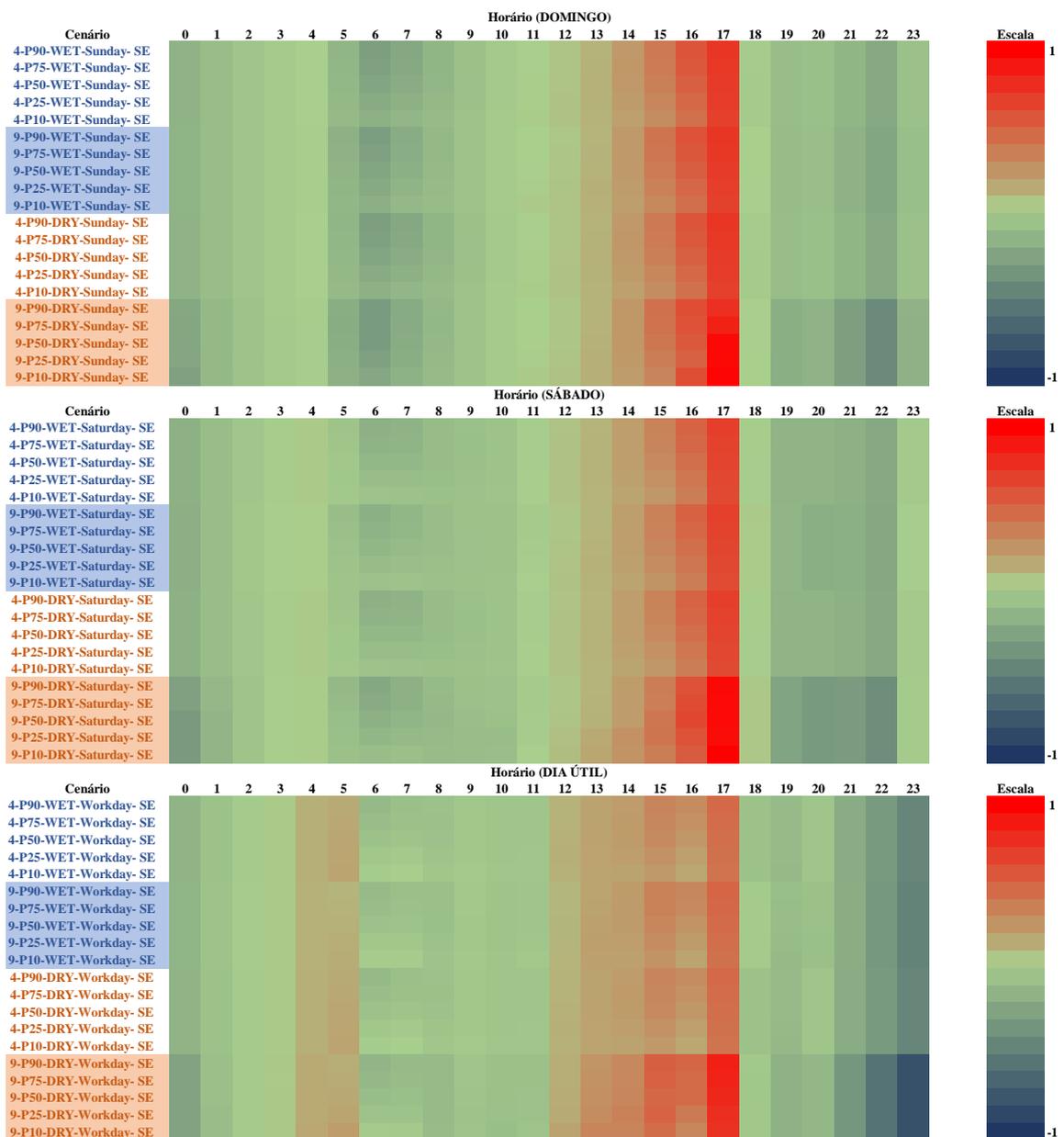


Figura 32 - Mapa de calor de cada cenário de RA simulado para o subsistema Sudeste em um domingo (topo), sábado (meio) e dia útil (inferior).

Os mapas de calor do subsistema sudeste apontam para possível estado de alerta durante o período entre as 16h-18h, situação motivada principalmente pela queda da geração solar durante o período, sendo que esta criticidade aumenta em uma situação hidrológica desfavorável e durante o período seco. Além do mais, há maiores riscos aos domingos e sábados, em razão da maior rampa da carga líquida no horário de ponta. Por fim, quanto maior o perfil de geração ERV (P90), maior a criticidade. Esse resultado é coerente, uma vez que a taxa de rampa será maior quanto maior for a geração solar no dia. A Figura 33 apresenta o mapa de calor para o subsistema Nordeste, que apresenta comportamento similar àquele do Sudeste.

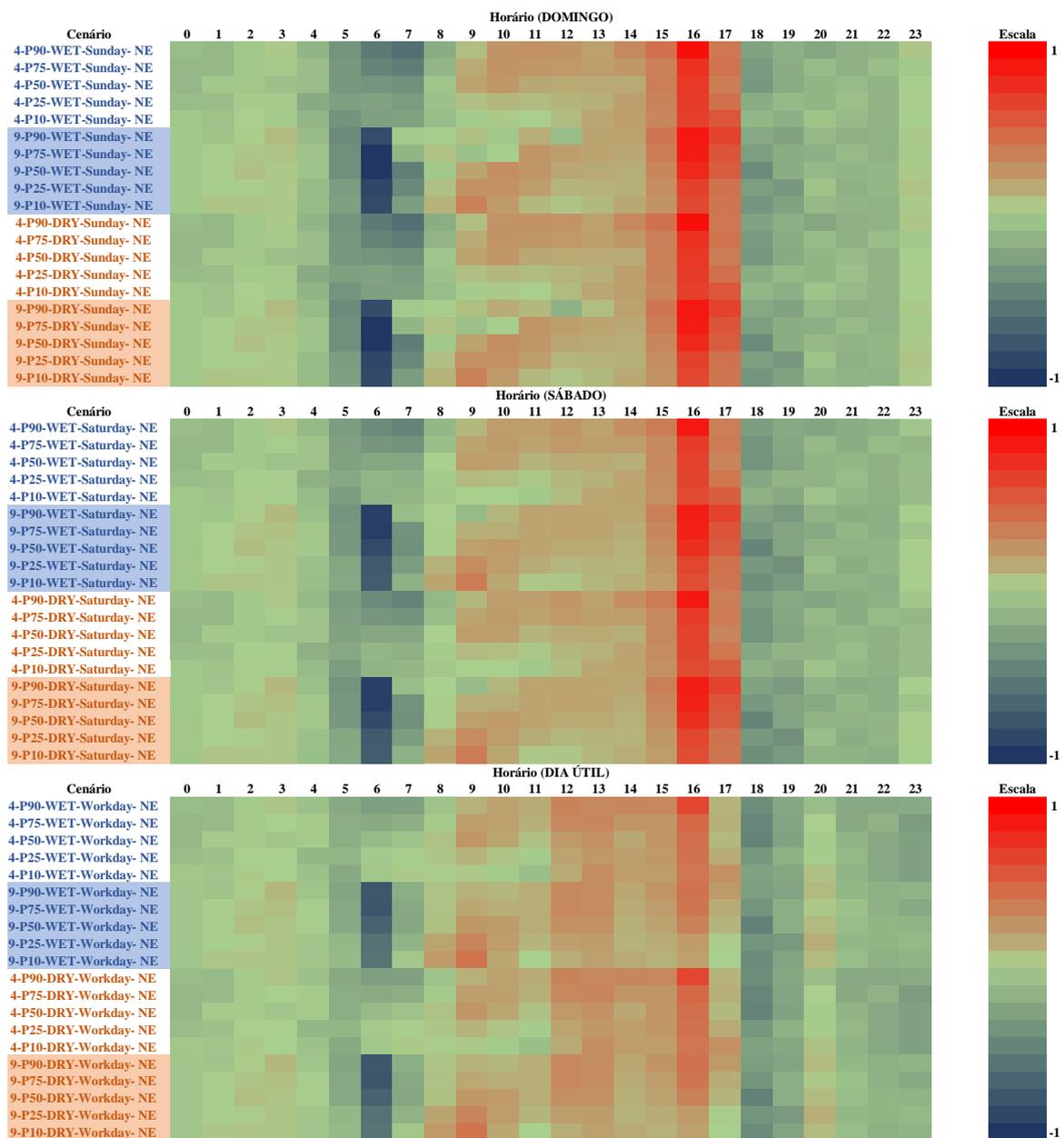


Figura 33 - Mapa de calor de cada cenário de RA simulado para o subsistema Nordeste em um domingo (topo), sábado (meio) e dia útil (inferior).

Nota-se, para o subsistema nordeste, padrão de criticidade semelhante ao sudeste, porém intensificado. Há ainda, um risco de inadequação para rampas negativas entre 5h e 7h. Vale destacar que o RA foi calculado individualmente para cada subsistema (sem considerar, por exemplo, as possibilidades de intercâmbio). Para estes dois subsistemas, no entanto, dada a simultaneidade de RA crítico ao final do dia, haveria pouca sinergia entre os intercâmbios.

Os subsistemas Sul e Norte, por outro lado, apresentam maior adequação de rampas na configuração em 2031 baseando-se na configuração do plano decenal. Seus respectivos mapas de calor são apresentados nos apêndices A e B. De modo geral, a adequação de rampas de ambos os subsistemas é próxima a 0, com exceção do período de 17h, quando o valor sobe ligeiramente, em particular aos domingos e sábados, mas não de maneira crítica como visto no Sudeste e Nordeste. Esse comportamento pode ser explicado por duas razões: menor quantidade de fontes de geração ERV nestes dois subsistemas (principalmente solar), assim como oferta de fontes flexíveis elevada em proporção às suas cargas. Vale destacar que dentro do planejamento PDE 2031, há expectativa expressiva de expansão por termoelétricas flexíveis no subsistema Sul, enquanto o subsistema Norte possui a usina hidroelétrica de Tucuruí, a qual já possui em grande parte do ano a função de seguimento da curva de carga.

De maneira complementar, a Tabela 13 traz o RA máximo e mínimo, além de seus respectivos horários de ocorrência, para os subsistemas Sudeste e Nordeste. RAs maiores que 75% são indicados em cor vermelha. Reforçando a informação trazida anteriormente, é indicada a maior criticidade na adequação de rampa para o subsistema Sudeste, comumente entre as 17h e 18h e especialmente em períodos de hidrologia mais desfavorável e durante os meses mais secos do ano. No caso do subsistema Nordeste, o pico de criticidade ocorre entre as 16h e 17h, sendo que no caso simulado não houve muita diferença entre cenário de hidrologia seca e úmida. Isso é explicado pela pouca sensibilidade da FRH do subsistema a níveis de armazenamento superiores a 50%. Adicionalmente, nos dois casos existiu margem semelhante de acionamento de rampas térmicas, por possuírem CVU mais elevado e pela maior inércia na elevação do CMO desse subsistema em decorrência a abundante oferta ERV, com potencial para corte de geração em alguns cenários, tópico que será abordado na seção 6.3.

Tabela 13 – RA máximo e horário de ocorrência para cada cenário dos subsistemas Sudeste e Nordeste

Subsistema	Mês	Percentil ERV	Domingo		Domingo		Sábado		Sábado		Úteis		Úteis	
			Max	hora	Min	hora	Max	hora	Min	hora	Max	hora	Min	hora
SE (ÚMIDO)	ABR	P90	0,75	17	-0,32	6	0,70	17	-0,25	22	0,50	17	-0,48	23
		P75	0,73	17	-0,30	6	0,69	17	-0,25	22	0,48	17	-0,48	23
		P50	0,72	17	-0,27	6	0,67	17	-0,25	22	0,47	17	-0,48	23
		P25	0,71	17	-0,25	22	0,66	17	-0,25	22	0,46	17	-0,48	23
		P10	0,70	17	-0,25	22	0,65	17	-0,25	22	0,45	17	-0,48	23
	SET	P90	0,74	17	-0,32	6	0,70	17	-0,26	22	0,52	17	-0,50	23
		P75	0,73	17	-0,31	6	0,68	17	-0,26	22	0,51	17	-0,50	23
		P50	0,72	17	-0,28	6	0,67	17	-0,26	22	0,49	17	-0,50	23
		P25	0,70	17	-0,27	22	0,65	17	-0,26	22	0,48	17	-0,50	23
		P10	0,69	17	-0,27	22	0,64	17	-0,26	22	0,46	17	-0,50	23
SE (SECO)	ABR	P90	0,75	17	-0,32	6	0,70	17	-0,25	22	0,50	17	-0,48	23
		P75	0,73	17	-0,30	6	0,69	17	-0,25	22	0,48	17	-0,48	23
		P50	0,72	17	-0,27	6	0,67	17	-0,25	22	0,47	17	-0,48	23
		P25	0,71	17	-0,25	22	0,66	17	-0,25	22	0,46	17	-0,48	23
		P10	0,70	17	-0,25	22	0,65	17	-0,25	22	0,45	17	-0,48	23
	SET	P90	0,78	17	-0,45	22	0,96	17	-0,43	22	0,86	17	-0,83	23
		P75	0,85	17	-0,45	22	0,95	17	-0,43	22	0,84	17	-0,83	23
		P50	0,96	17	-0,45	22	0,95	17	-0,43	22	0,81	17	-0,83	23
		P25	0,97	17	-0,45	22	0,94	17	-0,43	22	0,78	17	-0,83	23
		P10	0,98	17	-0,45	22	1,03	17	-0,43	22	0,76	17	-0,83	23
NE (ÚMIDO)	ABR	P90	0,93	16	-0,63	7	0,88	16	-0,49	7	0,67	16	-0,43	18
		P75	0,76	16	-0,54	7	0,72	16	-0,40	7	0,50	16	-0,48	18
		P50	0,73	16	-0,41	7	0,69	16	-0,39	18	0,47	16	-0,49	18
		P25	0,72	16	-0,34	7	0,67	16	-0,26	18	0,46	16	-0,36	18
		P10	0,70	16	-0,39	5	0,65	16	-0,33	5	0,43	16	-0,30	23
	SET	P90	0,89	16	-0,85	6	0,86	16	-0,94	6	0,46	16	-0,79	6
		P75	0,87	16	-1,07	6	0,84	16	-0,94	6	0,44	16	-0,79	6
		P50	0,81	16	-0,99	6	0,78	16	-0,87	6	0,38	16	-0,71	6
		P25	0,69	16	-0,88	6	0,66	16	-0,76	6	0,37	9	-0,61	6
		P10	0,66	16	-0,87	6	0,63	16	-0,74	6	0,45	9	-0,59	6
NE (SECO)	ABR	P90	0,93	16	-0,63	7	0,88	16	-0,49	7	0,67	16	-0,43	18
		P75	0,76	16	-0,54	7	0,72	16	-0,40	7	0,50	16	-0,48	18
		P50	0,73	16	-0,41	7	0,69	16	-0,39	18	0,47	16	-0,49	18
		P25	0,72	16	-0,34	7	0,67	16	-0,26	18	0,46	16	-0,36	18
		P10	0,70	16	-0,39	5	0,65	16	-0,33	5	0,43	16	-0,30	23
	SET	P90	0,89	16	-0,85	6	0,86	16	-0,94	6	0,46	16	-0,79	6
		P75	0,87	16	-1,07	6	0,84	16	-0,94	6	0,44	16	-0,79	6
		P50	0,81	16	-0,99	6	0,78	16	-0,87	6	0,38	16	-0,71	6
		P25	0,69	16	-0,88	6	0,66	16	-0,76	6	0,37	9	-0,61	6
		P10	0,66	16	-0,87	6	0,63	16	-0,74	6	0,45	9	-0,59	6

6.2 COEFICIENTE DE VARIAÇÃO DE PREÇO (CV)

O gráfico de dispersão apresentado pela Figura 34 apresenta o coeficiente de variação de preços do subsistema sudeste, para os cenários traçados para 2031, comparando-os ainda aos dados observados entre 2018 e 2022, período para o qual temos a disponibilização dos CMOs/PLDs horários. A figura indica que, durante o histórico observado, o coeficiente de variação ficou muito próximo de zero na maioria das observações em todos os anos, embora uma tendência de elevação do CV seja observada, especialmente nos anos de 2021 e 2022, quando já ocorreu elevação mais substancial de energia ERV no sistema. Vale destacar ainda que, durante o ano de 2020, ocorreu a disseminação da pandemia SARS-COV-19, que reduziu drasticamente a demanda por eletricidade, e, por conseguinte, dos preços do mercado do dia seguinte.

Nota-se também maior volatilidade durante o mês de abril em relação ao mês de setembro, ainda que nos dois períodos seja observada a elevação do CV nos cenários variados. O comportamento do CV do subsistema Sul é semelhante ao Sudeste e é apresentado no Apêndice B.

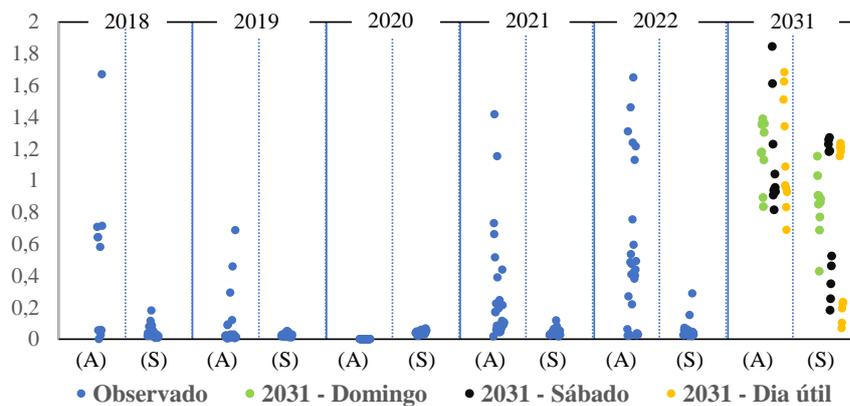


Figura 34 - Gráfico de dispersão de CV para os meses de abril (A) e setembro (S) do subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

O gráfico de dispersão do CV do subsistema Nordeste está disposto na Figura 35. Os comentários gerais feitos para o subsistema Sudeste se aplicam. Todavia, nota-se tendência ainda mais acentuada da volatilidade de preços horários nesse subsistema em 2031, motivada pela maior ocorrência de preços deprimidos durante o dia e rampas de preço ao final do dia, concomitantes ao aumento de criticidade na adequação de rampas do sistema e necessidade de despacho de usinas termoeletricas com custo mais elevado no período.

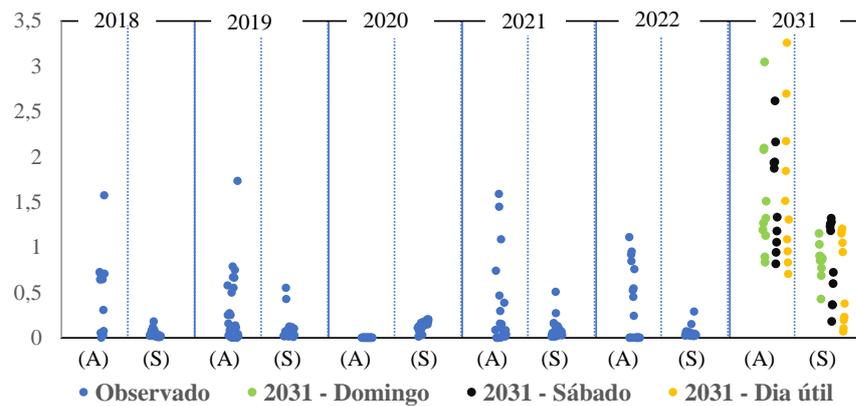


Figura 35 - Gráfico de dispersão de CV para os meses de abril (A) e setembro (S) do subsistema Nordeste.

A Figura 36 ilustra o comportamento dos preços de eletricidade para os subsistemas Sudeste e Nordeste. São apresentadas as medianas das curvas de preços horários observados e de preços horários previstos, normalizados pela média diária de cada cenário. A curva de preços observados mostra pequena volatilidade horária, o que deve ser alterado em 2031, quando os preços ficarão mais baixos durante o dia, em razão da expressiva oferta de fonte solar, enquanto picos de preço surgirão ao entardecer para lidar com o equilíbrio de oferta do sistema durante a redução de oferta fotovoltaica.

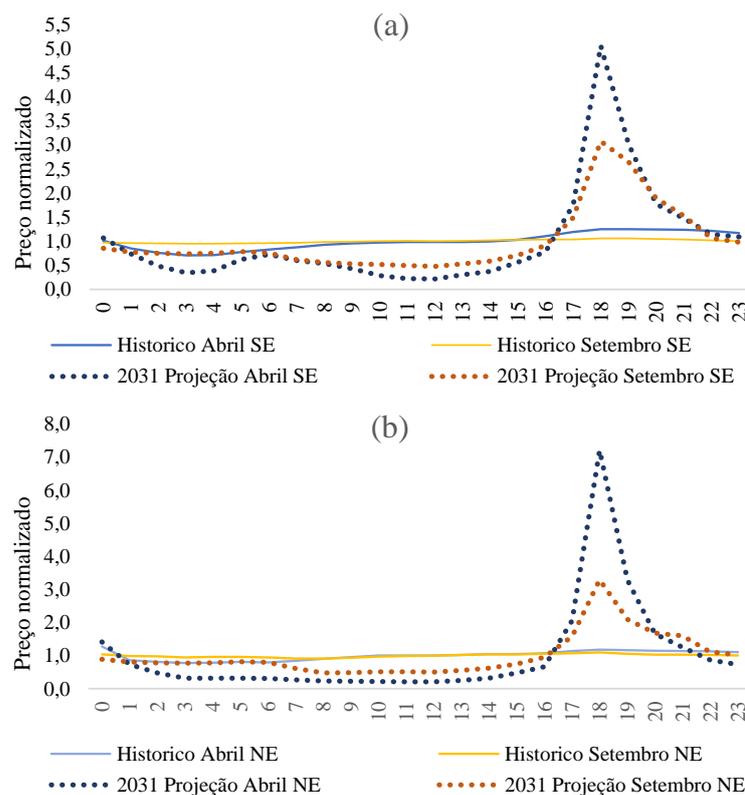


Figura 36 – Mediana dos preços horários normalizados pela média diária (a) para o subsistema Sudeste e (b) para o subsistema Nordeste.

Esses picos relativos deverão ser maiores em abril, em relação ao mês de setembro, uma vez que os preços fora da hora de pico serão provavelmente mais baixos nesse mês em virtude da sobreoferta hidroelétrica.

Ressalta-se que essas análises utilizaram como prerrogativa o custo/preço de saída dos modelos de otimização, ou seja, sem aplicação dos limites regulatórios. Com o objetivo de avaliação do impacto da aplicação de limites regulatórios sobre a volatilidade horária do PLD, os mesmos CV calculados anteriormente são apresentados a seguir (Figura 37 e Figura 38), mas desta vez com a aplicação dos limites de PLD vigentes no ano de 2023 (PLD mínimo R\$ 69,04/MWh, PLD máximo estrutural de R\$ 684,73 e PLD máximo horário de R\$ 1.485,40/MWh). Assim como na análise anteriores, omite-se aqui os gráficos dos subsistemas Sul e Norte em razão de suas semelhanças com os subsistemas Sudeste e Nordeste, respectivamente. O leitor é referenciado ao apêndice B para a visualização dos resultados para esses subsistemas.

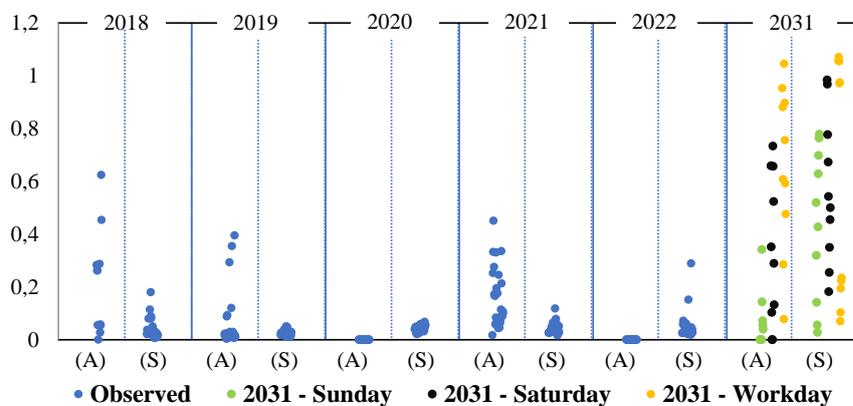


Figura 37 - Gráfico de dispersão de CV para os meses de abril (A) e setembro (S) do subsistema Sudeste/Centro-Oeste com aplicação de limites do PLD.

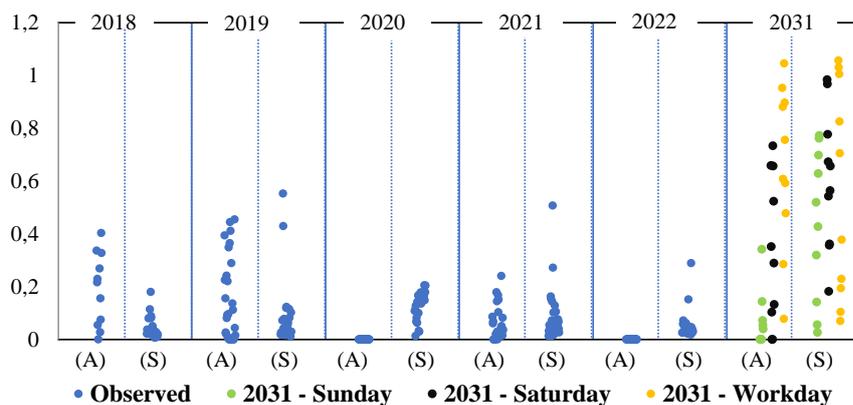


Figura 38 - Gráfico de dispersão de CV para os meses de abril (A) e setembro (S) do subsistema Nordeste com aplicação de limites do PLD.

Nota-se que a volatilidade intradiária do PLD reduz significativamente com a aplicação dos limites regulatórios. Esta redução está presente em todos os quatro submercados, mas é mais aparentes no Nordeste e Norte, uma vez que esses subsistemas apresentam maior ocorrência de custos marginais baixos, próximos a zero.

6.3 CORTES DE GERAÇÃO ERV

Durante as simulações, outra característica da operação se destacou: a possível necessidade de corte de geração ERV, em particular no subsistema Nordeste. A Figura 39 ilustra a penetração de ERV do subsistema Nordeste no mês de setembro, quando há maior potencial de geração eólica.

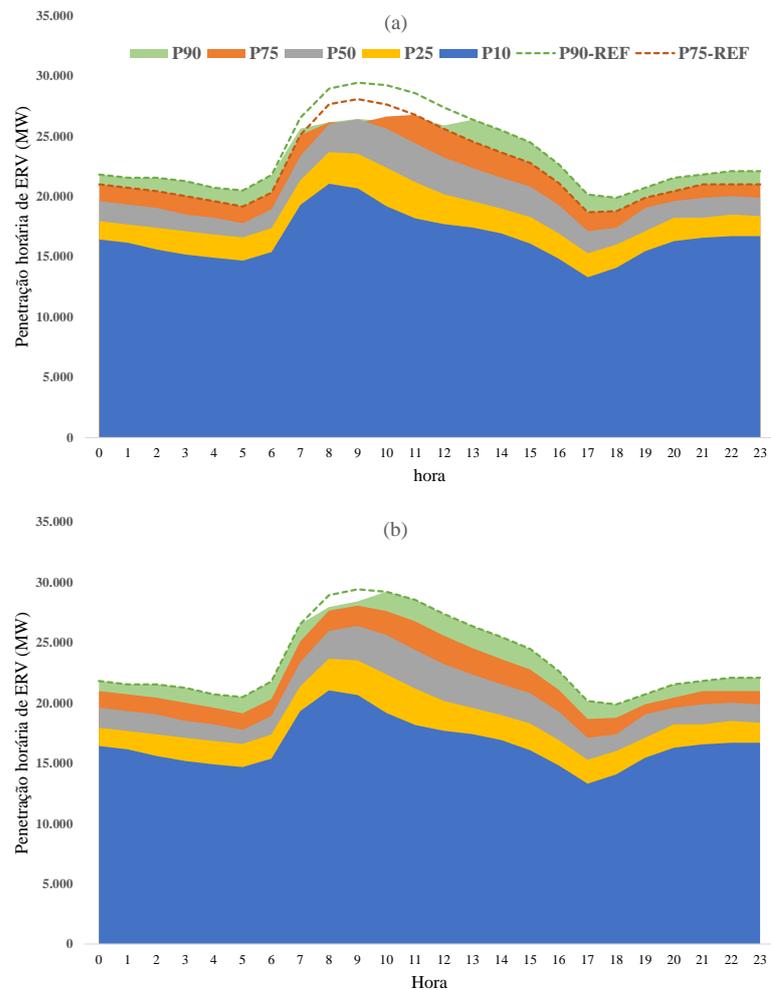


Figura 39 – Penetração de geração ERV por percentil e indicação de volume absorvível pelo sistema em (a) domingos e (b) sábados.

Domingos (que também servem como indicativos para feriados) indicam maior ocorrência de cortes de geração ERV, quando esta é mais elevada do que a mediana do histórico (anos com boa safra de ventos). Aos sábados, o corte de geração é mais percebido em anos com recursos eólicos mais acima do percentil 75%. Não obstante, tais resultados indicam possível restrições de geração ERV que poderiam ser endereçadas por aumento de flexibilidade do sistema na forma de capacidade de transmissão, armazenamento ou resposta pela demanda. Para os dois últimos, a correta sinalização de preço seria essencial para atrair tais soluções. O aumento de volatilidade visto na seção 6.2 pode auxiliar em suas integrações, com atenção, todavia, aos efeitos mitigatórios dos limites de PLD.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Foram realizadas simulações de operação horária do sistema elétrico brasileiro, com base na expansão indicativa do Plano Decenal de Expansão de Energia para o ano de 2031, com o modelo DESSEM. Com o objetivo de se mapear distintas condições de operação energética, foram feitas simulações com distintas condições de hidrologia, simulando-se dados reais observados no SIN em conjuntura favorável (ano de 2022) e desfavorável (ano de 2021). Adicionalmente, diferentes desempenhos de geração variável (ERV) e distintos perfis de carga horária foram empregados. As simulações apontaram que, para o ano de 2031, há baixa probabilidade de falha na adequação de rampa para o sistema. Isto é devido à flexibilidade do parque hidroelétrico, mas também em função da previsão de expansão de geração termoelétrica flexível a gás natural no Plano Decenal. As simulações de operação energética indicam também que, em anos com hidrologia mais pessimista, recursos de resposta a demanda deverão ser acionados para controle de rampas de carga no final da tarde. Vale ressaltar que o estado da modelagem atual da ferramenta computacional oficial para definição do CMO e PLD não contém formulação de *unit commitment* hidráulico, o que pode gerar desvios na estimativa da real flexibilidade de rampa das unidades geradoras hidroelétricas no momento de necessidade do sistema, levando a soluções não factíveis do ponto de vista da operação (tendência de superestimativa de flexibilidade hidroelétrica).

Independente da hidrologia, são esperadas condições de operação com geração inflexível durante as horas de sol, em função da expansão da fonte solar tanto em geradores centralizados quanto distribuídos. Neste sentido, por mais que as simulações não apontem falhas por adequação de rampa em 2031, é indicado estresse no horário de ponta do sistema (entre 16h e 18h), justamente pela rápida cessação de oferta de energia solar e necessidade de rápido acionamento hidroelétrico/gás natural/RD. Sinalização essa fortalecida pelo aumento de preço nesse período em praticamente todos os cenários, mesmo aqueles com hidrologia favorável.

Em função dos preços baixos durante o dia e mais altos ao entardecer e até mesmo durante a noite, a volatilidade intradiária dos preços de mercado deverá aumentar em relação aos padrões observados no histórico recente, efeito mais pronunciado quando não há aplicação de limites regulatórios de preço. Tal comportamento pode fortalecer a sinalização econômica de recursos que se beneficiam de arbitragem, tais como RD e armazenamento. Uma vez que o vetor de expansão da matriz elétrica brasileira aponta para continuidade da instalação de unidades solares fotovoltaicas, inclusive com potencial para superar a indicação da EPE em seu plano decenal mais recentes, a correta de sinalização de preços para acomodar recursos flexíveis

deverá nortear esforços do formulador de políticas energéticas e do regulador do sistema. Nesta toada, discussões para incentivar mercados facilitadores de recursos flexíveis devem ser realizadas: ampliação do mercado de energia vigente para embarcar mais modalidades além do mercado de dia seguinte, tais como um mercado intradiário, remuneração e sinais de preço para serviços ancilares e rediscussão da metodologia para definição dos limites de preço.

7.1 RECOMENDAÇÕES

As ferramentas computacionais oficiais do setor elétrico devem evoluir para implementação da modelagem do comissionamento das unidades geradoras hidroelétricas (*unit commitment* hidráulico), o que traria maior robustez às simulações e análises de adequação de rampas do sistema elétrico.

No que diz respeito ao incentivo para ativos flexíveis, aventa-se possível rediscussão dos limites de preço do mercado brasileiro e sua função em um cenário de necessidade cada vez maior por flexibilidade.

7.2 TRABALHOS FUTUROS

Os trabalhos futuros devem incluir maior refinamento na modelagem do *unit commitment* hidráulico e assim obter valores mais acurados para a capacidade de rampa disponível pelo parque gerador hidroelétrico. Aventa-se a utilização de ferramentas de aprendizado de máquina neste sentido. Outro ponto que pode ser aprimorado é a geração de cenários de geração ERV, com utilização de séries sintéticas e utilização dos cenários em indicadores estatísticos tais como o IRRE.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. **Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector**. 2021b. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/renewables-data-explorer>. Acesso em 6 fev. 2023.
- AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. **Renewables 2021 Data Explorer**. 2021a. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/renewables-data-explorer>. Acesso em 6 fev. 2023.
- AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. **Status of power system transformation 2019: power system flexibility**. 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/status-of-power-system-transformation-2019>. Acesso em 6 fev. 2023.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Geração Distribuída**. 2022a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em 6 fev. 2023.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Geração: **Unidades com Geração Distribuída**. 2023b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. Acesso em 6 fev. 2023.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **NOTA TÉCNICA Nº 227/2022–SFG-SRG/ANEEL. 48500.005472/2020-04. 29 DE NOVEMBRO DE 2022**. 2022d. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/tomadas-de-subsidios?p_auth=cukAiRS4&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3542&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica. Acesso em 22 mar. 2023.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas**. 2015a. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/proinfa>. Acesso em 6 fev. 2023.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **RALIE – Relatório de Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica. 9 DE MAIO DE 2023**. 2023e. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/ralie-relatorio-de-acompanhamento-da-expansao-da-oferta-de-geracao-de-energia-eletrica>. Acesso em 14 mai. 2023.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **RELATÓRIO DE DESEMPENHO DAS USINAS DE GERAÇÃO NOS TESTES DE AUTORRESTABELECIMENTO: Ciclo 2017-2019**. 2020. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/documents/655816/16639764/Relat%C3%B3rio+BlackStart+2020/77fd54d0-d658-126e-4807-7b6e004ca00a>. Acesso em 6 fev. 2023.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.030, DE 26 DE JULHO DE 2022**. 2022b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221030.pdf>. Acesso em 6 fev. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.032, DE 26 DE JULHO DE 2022**. 2022c. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221032.pdf>. Acesso em 6 fev. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015**. 2015b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em 6 fev. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.062, DE 25 DE ABRIL DE 2023**. 2023c. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231062.html>. Acesso em 14 mai. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **Sistema de informações de geração da ANEEL – SIGA**. 2023a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/siga>. Acesso em 6 fev. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). **VOTO DO DIRETOR RELATOR. 13ª REUNIÃO PÚBLICA ORDINÁRIA DA DIRETORIA DA ANEEL. PROCESSO 48500.007105/2019-01. 25 DE ABRIL DE 2023**. 2023d. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20231062_1.pdf. Acesso em 14 mai. 2023.

AHLQVIST, V.; HOLMBERG, P.; TANGERÅS, T. **Central-versus Self-Dispatch in Electricity Markets**. University of Cambridge. Energy Policy Research Group, 2019. Disponível em: https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2019/01/1902-Text_Upd.pdf. Acesso em 06 fev. 2023.

AKRAMI, A.; DOOSTIZADEH, M; AMINIFAR, F. Power system flexibility: an overview of emergence to evolution. **Journal of Moder Power Systems**, Clean Energy 7, p. 987–1007, 2019. DOI: 10.1007/s40565-019-0527-4.

ANACE – Associação Nacional dos Consumidores de Energia. Setor Elétrico: **Organização Institucional do Setor Elétrico Brasileiro**. São Paulo, 2023. Disponível em: <http://www.anacebrasil.org.br/energia/setor-eletrico/#1484923187411-e467cd37-ff31>. Acesso em 06 fev. 2023.

AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR (AEMO). **South Australian Advisory Functions: 2021**. 2021. Disponível em: <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/nem-forecasting-and-planning/south-australian-advisory-functions>. Acesso em 6 fev. 2023.

BABATUNDE, O.M.; MUNDA, J.L.; HAMAM, Y. Decarbonisation of Electricity Generation: Efforts and Challenges. *In*: Muthu, S. (eds) Carbon Footprints. **Environmental Footprints and Eco-design of Products and Processes**. Springer, Singapore, 2019. DOI 10.1007/978-981-13-7912-3_3.

BANSHWAR, A.; SHARMA, N. K.; SOOD, Y. R.; SHRIVASTAVA, R. Market based procurement of energy and ancillary services from Renewable Energy Sources in deregulated environment. **Renewable Energy**, v. 101, p. 1390-1400, 2017.

BARBA, P.; BYRNE, R. H.; NGUYEN, T. A. "Energy storage price targets to enable energy arbitrage in CAISO," **2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)**, Denver, CO, USA, 2022, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM48719.2022.9916917.

BICHLER, M.; BUHL, H. U.; KNÖRR, J.; MALDONADO, F.; SCHOTT, P.; WALDHERR, S.; WEIBELZAHN, M. Electricity Markets in a Time of Change: A Call to Arms for Business Research. **Schmalenbach Journal of Business Research**, v. 74, p. 77-102, jan. 2022. DOI: 10.1007/s41471-021-00126-4.

BRASIL. Conselho Nacional de Políticas Energéticas. **Resolução nº 29 de 09 de dezembro de 2021**. Diário Oficial da União. 3 jan. 2022b.

BRASIL. **Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004**. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. Diário Oficial da União. 16 mar. 2004.

BRASIL. **Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021**. Dispõe sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras). Diário Oficial da União. 17 jul. 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**. jan. 2022.

CAISO. **What the duck curve tells us about managing a green grid**. 2016. Disponível em: https://www.caiso.com/documents/flexibleresourceshelprenewables_fastfacts.pdf. Acesso em 31 jul. 2023.

CANALES, F.; BELUCO, A.; MENDES, C. Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental**, v. 19, n. 2, p. 1230-1249, 2015.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G.; VARDIEIRO, Pedro; ALVES, André; ALVES, Cristóvão; DORADO, P.; VARDIEIRO, P. **Análise comparativa internacional e desenhos de mercados atacadistas de energia**. Rio de Janeiro. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Grupo de estudos do setor elétrico, ago. 2017. Disponível em: https://agora.ie.ufrj.br/pdf/Nivalde_de_Castro/16.Tdse75_2017_Analise_comparativa_internacional.pdf. Acesso em 06 fev. 2023.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – Manual de referência do modelo NEWAVE. [Rio de Janeiro], Revisão 1, 2012.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – **Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Detalhada das Unidades Geradoras, Consideração da Rede Elétrica e Restrições de Segurança - Modelo DESSEM**. Manual de metodologia, [Rio de Janeiro], 2020.

COSTA, L. C. A. **ANÁLISE COMPARATIVA DOS LEILÕES DE ENERGIAS RENOVÁVEIS NA AMÉRICA LATINA: ARGENTINA, BRASIL, CHILE E MÉXICO**. 2020. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético). COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2020.

DANISH ENERGY AGENCY (Dinamarca). **Development and Role of Flexibility in the Danish Power System: Solutions for integrating 50% wind and solar, and potential, future solutions for the remaining 50%**. 2021. Disponível em: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/development_and_role_of_flexibility_in_the_danish_power_system.pdf. Acesso em 6 fev. 2023.

DEETJEN, T. A.; RHODES, J. D.; WEBBER, M. E. The impacts of wind and solar on grid flexibility requirements in the Electric Reliability Council of Texas. **Energy**, v. 123, p. 637-654, mar. 2017.

DEGEFA, M. Z.; SPERSTAD, I. B.; SÆLE, H. Comprehensive classifications and characterizations of power system flexibility resources. **Electric Power Systems Research**, v. 194, mai. 2021.

DUTRA, C. D. **Metodologia de Elaboração da Função de Custo de Déficit: P&D Estratégico ANEEL**. Ed: Synergia. Rio de Janeiro. 2019.

ELETROBRÁS. **Proinfra**. 2023. Disponível em: <https://eletrobras.com/en/Paginas/Proinfra.aspx> . Acesso em 6 fev. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Informe Técnico - Metodologia para criação de séries horárias de geração distribuída fotovoltaica por subsistema**. 2021b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/informe-tecnico-metodologia-para-criacao-de-series-horarias-de-geracao-distribuida-fotovoltaica-por-subsistema>. Acesso em 06 fev. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Plano Decenal de Energia 2020**. Brasília: EPE, 2011. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2020>. Acesso em 6 fev. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Plano Decenal de Energia: 2031**. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>. Acesso em 06 fev. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Serviços Ancilares sob a ótica de Planejamento da Expansão**. Out, 2021a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Paginas/Nota-Tecnica-Servicos-Ancilares-sob-a-otica-de-Planejamento-da-Expansao.aspx>. Acesso em 06 fev. 2023.

Energy Information Administration (EIA). Battery systems on the U.S. power grid are increasingly used to respond to price. 27 Jul. 2022. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=53199#>. Acesso em: 14 mai. 2023.

FAIAS, S.; SOUSA, J.; CASTRO, R. Embedded Energy Storage Systems in the Power Grid for Renewable Energy Sources Integration. *In*: HAMMONS T. J. (Ed.). **Renewable Energy**. Rijeka: In Tech, 2009. ISBN 978-953-7619-52-7, Cap. 5, p. 63-88.

FREUND, S.; HUME, S.; STEKLI, J. **Energy Storage Services**. Thermal, Mechanical, and Hybrid Chemical Energy Storage Systems, Academic Press, p. 451-462, ISBN 9780128198926, ScienceDirect, Jan. 01, 2021. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128198926000095?via%3Dihub>. Acesso em 06 fev. 2022).

GONZALEZ-SALAZAR, M. A.; KIRSTEN, T.; PRCHLIK, L. Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coalfired power plants in a future with growing renewables. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, parte 1, fev. 2018, DOI 10.1016/j.rser.2017.05.278.

- GOUDARZI, H.; RAYATI, M.; SHEIKHI, A.; RANJBAR, A. M. A clearing mechanism for joint energy and ancillary services in non-convex markets considering high penetration of renewable energy sources. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 129, p. 106817, 2021.
- GOUTTE, S.; VASSILOPOULOS, P. The value of flexibility in power markets. **Energy Policy**, v. 125, p 347-357, 2019.
- HARBY, A.; SCHÄFFER, L. E. **Flexible hydropower providing value to renewable energy integration**. Agência Internacional de Energia, oct. 2019. Disponível em: https://www.ieahydro.org/media/51145259/IEAHydroTCP_AnnexIX_White%20Paper_Oct2019.pdf. Acesso em 6 fev. 2023.
- HEGGARTY, T.; BOURMAUD, J.; GIRARD, R.; KARINIOTAKIS, G. Quantifying power system flexibility provision. **Journal of Applied Energy**, Elsevier, v. 279, p.115852, 2020.
- HELMAN, U.; HOBBS, B. F.; O'NEILL, R. P. **The Design of US Wholesale Energy and Ancillary Service Auction Markets: Theory and Practice**. Elsevier. 2008.
- HOLTTINEN, H. **Expert group report on recommended practices: wind integration studies**. International Energy Agency Wind Task 25, IEA, Paris, 2013.
- HUANG, W.; ZHANG, N.; KANG, C.; LI, M.; HUO, M. From demand response to integrated demand response: review and prospect of research and application. **Protection and Control of Modern Power Systems**, v .4. n. 12. 2019.
- IBRAHIM, H.; ILINCA, A.; PERRON, J. Energy storage systems—characteristics and comparisons. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 12, n. 5, p. 1221-1250, 2008.
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Innovation landscape briefing: Flexibility in conventional power plants**. Abu Dhabi, 2019a. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Flexibility_in_CPPs_2019.pdf?la=en&hash=AF60106EA083E492638D8FA9ADF7FD099259F5A1. Acesso em: 6 fev. 2023.
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Innovation landscape briefing: Increasing space granularity in electricity markets**. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi, 2019b. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Increasing_space_granularity_2019.pdf?la=en&hash=AFFB9C326FDEE85C43B1B6E66F6554F4AF77E23F. Acesso em: 6 fev. 2023.
- INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Innovation landscape briefing: Increasing time granularity in electricity markets**. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi, 2019c. Disponível em https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Increasing_time_granularity_2019.pdf. Acesso em: 6 fev. 2023.
- JENKINS, J.D.; ZHOU, Z.; PONCIROLI, R.; VILIM, R.B.; GANDA, F.; DE SISTERNES, F.; BOTTERUD, A. The benefits of nuclear flexibility in power system operations with renewable energy. **Journal Applied Energy**, Elsevier, v. 222, p. 872-884, 2018.
- KAUSHIK, E.; PRAKASH, V.; MAHELA, O.P.; KHAN, B.; EL-SHAHAT, A.; ABDELAZIZ, A.Y. Comprehensive Overview of Power System Flexibility during the

Scenario of High Penetration of Renewable Energy in Utility Grid. **Energies**, V. 15, P. 516, 2022. DOI: 10.3390/en15020516.

LANNOYE, E.; FLYNN, D.; O'MALLEY, M. Power system flexibility assessment — State of the art. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, 2012, pp. 1-6, DOI: 10.1109/PESGM.2012.6345375.

LEOCADIO, C. M.; MULLER, G. M.; TRINKENREICH, J.; MACHADO, R. H. S. Metodologia para Avaliação dos Requisitos de Flexibilidade Operativa e dos Recursos Disponíveis para Atendimento deste Serviço. *In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SNPTEE*, 25., 2019, Belo Horizonte.

LYNCH, M.; LONGORIA, G.; CURTIS, J. Market design options for electricity markets with high variable renewable generation. **Utilities Policy**, v. 73, p. 101312, Dec. 2021, DOI: 10.1016/j.jup.2021.101312.

MARTINOT, E. Grid Integration of Renewable Energy: Flexibility, Innovation, and Experience. **Annual Review of Environment and Resource**, Beijing, v. 41, p. 223-251, nov. 2016. DOI 10.1146/annurev-environ-110615-085725.

MAYO, R. **Mercados de Eletricidade: Produção, Transmissão, Comercialização, Consumo e Derivativos de Energia Elétrica**. 2ª edição. Ed: Synergia. Rio de Janeiro. 2021.

MORALES, J. M.; CONEJO, A. J.; MADSEN, H.; PINSON, P.; ZUGNO, M. **Integrating renewables in electricity markets: operational problems**. v. 205, New York: Springer Science & Business Media, 2014.

NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL. **Flexibility Requirements and Potential Metrics for Variable Generation: Implication for System Planning Studies**. Ago. 2010. Disponível em: <https://www.esig.energy/download/flexibility-requirements-potential-metrics-variable-generation-implications-system-planning-studies/>. Acesso em 06 fev. 2023.

NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL. **Metrics for Quantifying Flexibility in Power System Planning**; Technical Report; Electric Power Research Institute (EPRI): Palo Alto, CA, USA, 2014; p. 1–16. Disponível em: <https://www.epri.com/research/products/3002004243>. Acesso em: 06 fev. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Histórico da geração eólica e fotovoltaica**. 2023a. Disponível em: https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/evolucao_capacidade_instalada.aspx. Acesso em: 17 mai. 2023.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Histórico da operação: dados gerais**. 2023c. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais>. Acesso em: 17 mai. 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Programa Mensal de Operação de Maio de 2023**. 2023b.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO**. Procedimento de rede, submódulo 11.4. 2007. Disponível em: https://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2011%2FSubm%C3%B3dulo%2011.4%2FSubm%C3%B3dulo%2011.4_Rev_0.1.pdf. Acesso em 06 fev. 2023.

PAIVA, J. L. B. V. B. C. **A LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO: REGULAÇÃO PARA PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA NO VAREJO (“FULL RETAIL COMPETITION”)**. 2021.

Dissertação (Mestrado). Escola de Direito, Fundação Getúlio Vargas.

PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. **Mathematical Programming**, v. 52, p. 359-375, 1991.

Salles, M.B.C.; Huang, J.; Aziz, M.J.; Hogan, W.W. Potential Arbitrage Revenue of Energy Storage Systems in PJM. *Energies* 2017, 10, 1100. <https://doi.org/10.3390/en10081100>.

SANTOS, T. N.; DINIZ, A. L.; SABOIA, C. H.; CABRAL, R. N.; CERQUEIRA, L. F. Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in Brazil: The dessem model. **Electric Power Systems Research**, v. 189, p. 106709, dez. 2020, DOI 10.1016/j.epsr.2020.106709.

SHUTTLEWORTH, G.; MCKENZIE, I. **A comparative study of the electricity markets in UK, Spain and Nord Pool**. Report prepared by NERA for Confindustria. Rome. 2002.

Disponível em: www.nera.com/content/dam/nera/publications/archive1/5566.pdf. Acesso em 06 fev. 2023.

SINGH, H. Auctions for ancillary services. **Decision Support Systems**, v. 24, p. 183-191, 1999.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar e Oceânica**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2016b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/livro-sobre-energia-renovavel-hidraulica-biomassa-eolica-solar-oceanica>. Acesso em: 6 fev. 2023.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2016a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/livro-sobre-energia-termeletrica-gas-natural-biomassa-carvao-nuclear>. Acesso em: 6 fev. 2023.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO. Grupo de Estudos do Setor Elétrico. **Regulação Econômica da Geração Termoelétrica: Formas de contratação e metodologia de cálculo do custo de operação**. Rio de Janeiro, Publit, 2018.

VAZQUEZ, M.; HALLACK, M. The role of regulatory learning in energy transition: The case of solar PV in Brazil. **Energy Policy**, vol. 114, pp. 465–481, Mar. 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2017.11.066.

VERMA, A. K. **Power System Reliability**. In: Reliability and Safety Engineering. Springer Series in Reliability Engineering. Londres, vol 0. Springer, 2010. DOI 10.1007/978-1-84996-232-2_8. Disponível em: https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-1-84996-232-2_8#citeas. Acesso em 06 fev. 2023.

VIANA, A. G. **LEILÕES COMO MECANISMO ALOCATIVO PARA UM NOVO DESENHO DE MERCADO NO BRASIL**. 2018. Tese (Doutorado em Ciências) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Universidade de São Paulo, 2018.

VOSS, D.; UNDERWOOD, J.; KERTH, J.; BELLMAN, D. K.; PYKKONEN, K.; BRYDEN, K. M. **Path to commercialization**. Thermal, Mechanical, and Hybrid Chemical Energy Storage Systems, Academic Press, p. 513-568, ISBN 9780128198926, ScienceDirect, Jan. 01, 2021. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128198926000095?via%3Dihub>.

Acesso em 17 nov. 2022.

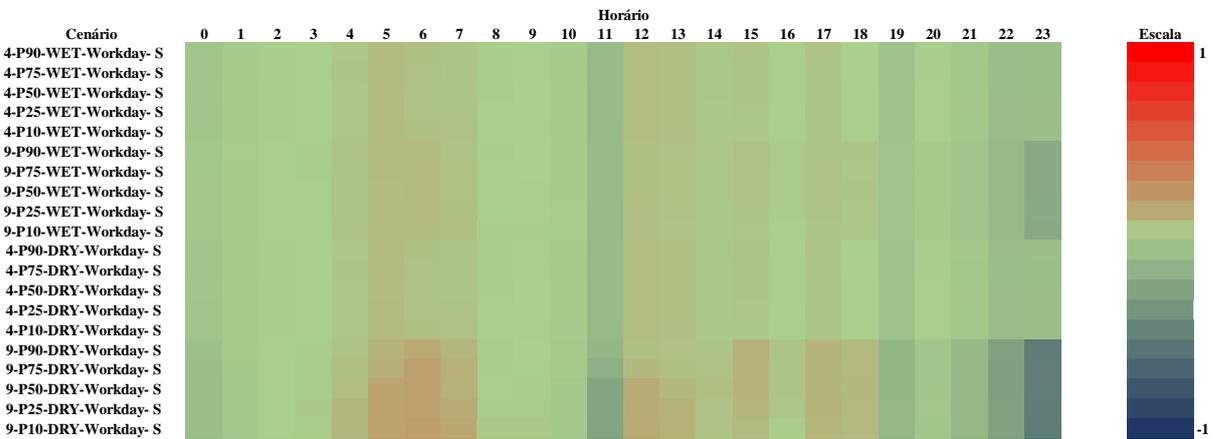
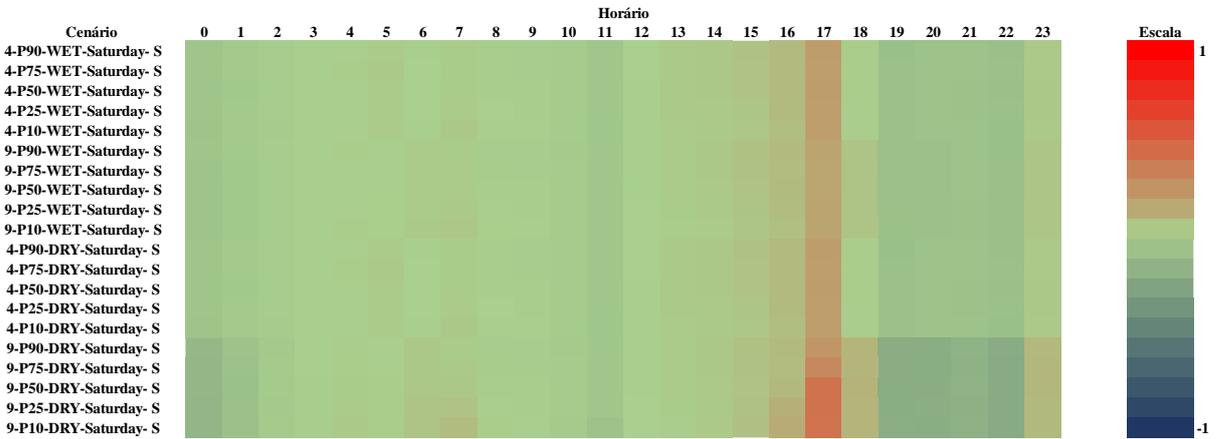
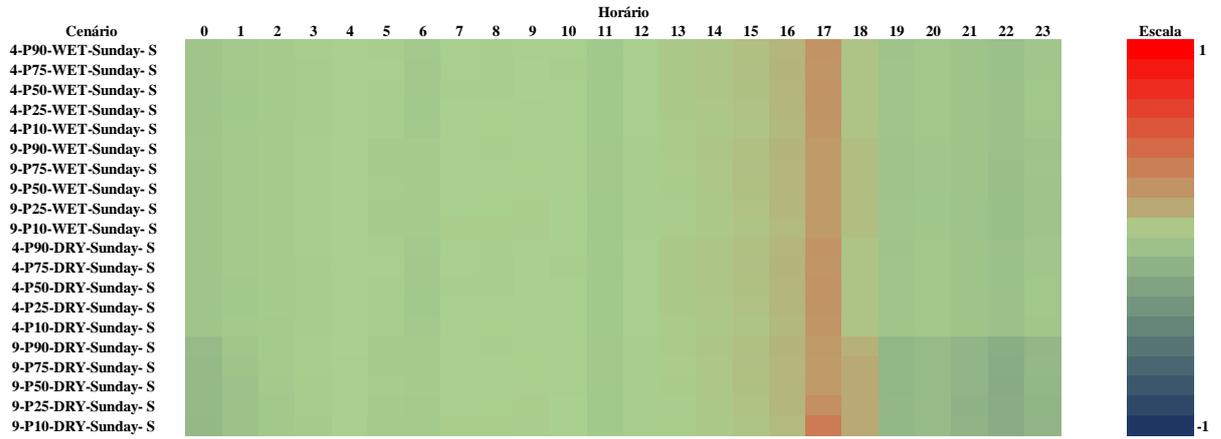
WILSON, R. Architecture of power markets. **Econometrica**, v. 70, N. 4, p. 1299-1340, jul. 2002.

ZHANG, J.; CHENG, C.; YU, S.; WU, H.; GAO, M. Sharing hydropower flexibility in interconnected power systems: A case study for the China Southern power grid. **Journal of Applied Energy**, Elsevier, v. 288, p. 116645, abr. 2021.

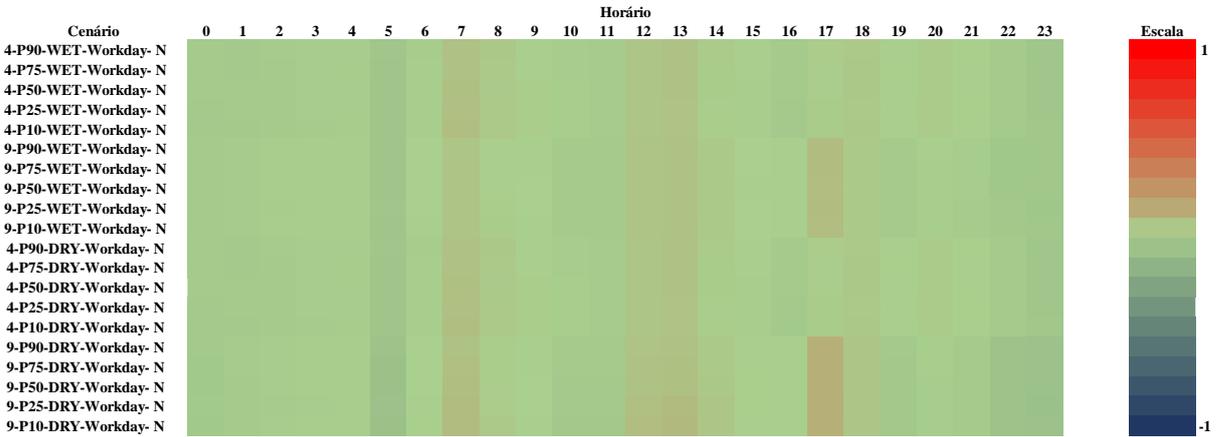
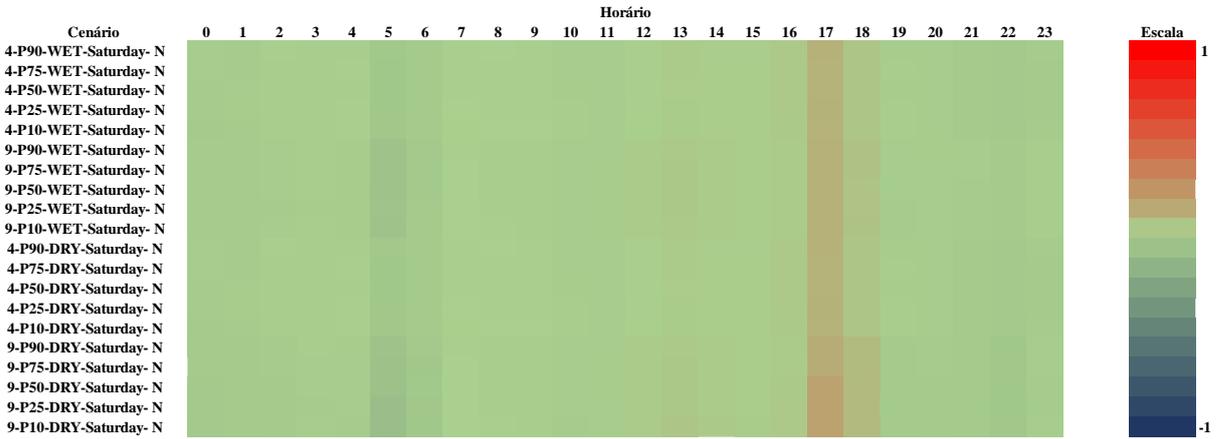
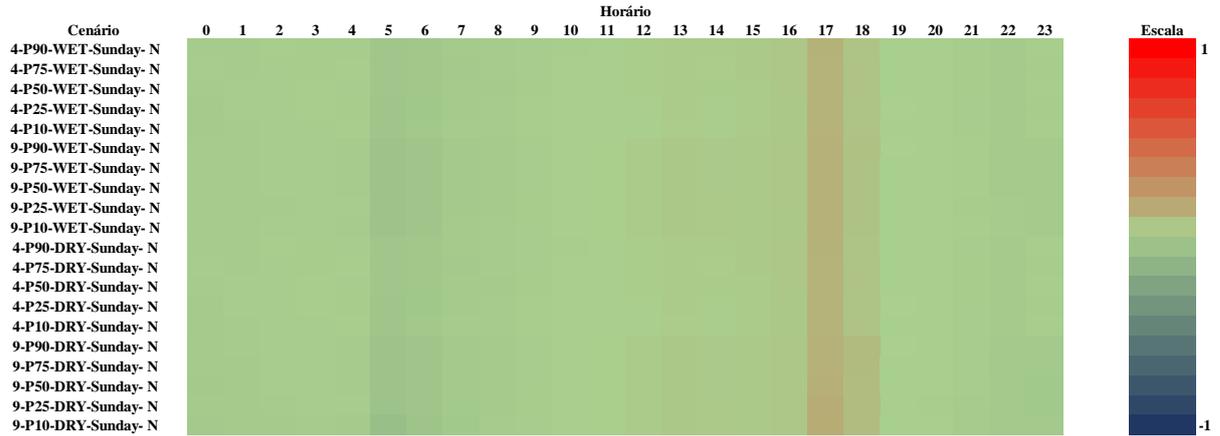
ZHANG, S.; LIU, J.; AN, Z.; MA, L.; CHE, Q.; PENG, Y. Research on Optimal Scheduling of Power System with High-penetration Renewable Energy Considering Flexibility of Power Supply Side and Load Side. **IEEE 3rd International Electrical and Energy Conference (CIEEC)**, p. 494-499, 2019.

ZHAO, H.; ZHU, Z.; YU, E. Study on demand response markets and programs in electricity markets. **Power System Technology**, v. 5, p. 146–153, 2010.

APÊNDICE A – Mapas de calor do subsistema Sul



APÊNDICE B – Mapas de calor do subsistema Norte



APÊNDICE C – RAs máximos e horários de ocorrência (úmido)

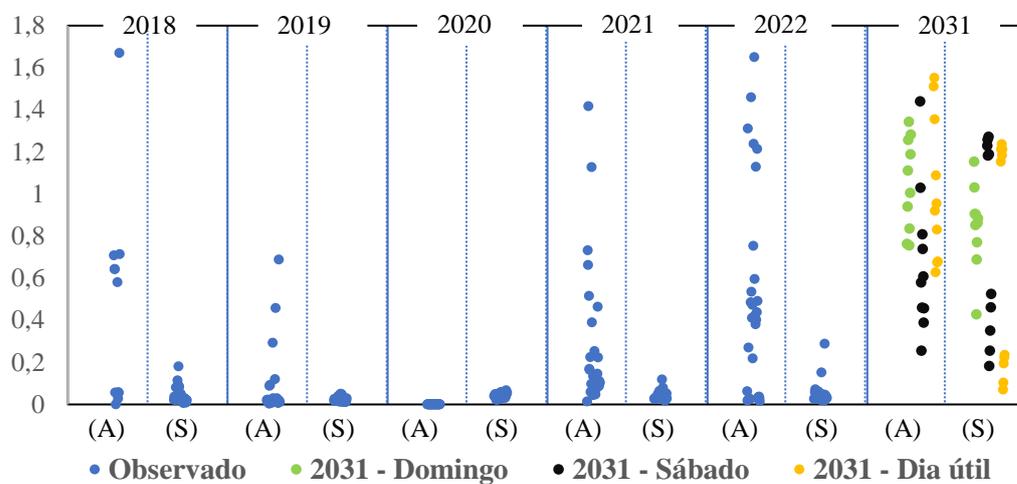
Subsistema	Mês	Percentil ERV	Domingo Max	hora	Domingo Min	hora	Sábado Max	hora	Sábado Min	hora	Úteis Max	hora	Úteis Min	hora
SE	A	P90	0,75	17	-0,32	6	0,70	17	-0,25	22	0,50	17	-0,48	23
		P75	0,73	17	-0,30	6	0,69	17	-0,25	22	0,48	17	-0,48	23
		P50	0,72	17	-0,27	6	0,67	17	-0,25	22	0,47	17	-0,48	23
		P25	0,71	17	-0,25	22	0,66	17	-0,25	22	0,46	17	-0,48	23
		P10	0,70	17	-0,25	22	0,65	17	-0,25	22	0,45	17	-0,48	23
	S	P90	0,74	17	-0,32	6	0,70	17	-0,26	22	0,52	17	-0,50	23
		P75	0,73	17	-0,31	6	0,68	17	-0,26	22	0,51	17	-0,50	23
		P50	0,72	17	-0,28	6	0,67	17	-0,26	22	0,49	17	-0,50	23
		P25	0,70	17	-0,27	22	0,65	17	-0,26	22	0,48	17	-0,50	23
		P10	0,69	17	-0,27	22	0,64	17	-0,26	22	0,46	17	-0,50	23
S	A	P90	0,29	17	-0,10	22	0,25	17	-0,10	22	0,10	5	-0,13	11
		P75	0,29	17	-0,10	22	0,24	17	-0,10	19	0,11	5	-0,13	11
		P50	0,29	17	-0,10	22	0,25	17	-0,10	22	0,10	5	-0,13	11
		P25	0,29	17	-0,10	22	0,24	17	-0,10	22	0,10	5	-0,13	11
		P10	0,29	17	-0,10	22	0,24	17	-0,10	22	0,10	5	-0,13	11
	A	P90	0,26	17	-0,10	22	0,21	17	-0,10	22	0,11	6	-0,24	23
		P75	0,26	17	-0,10	22	0,21	17	-0,11	22	0,11	6	-0,24	23
		P50	0,26	17	-0,11	22	0,21	17	-0,11	22	0,11	6	-0,24	23
		P25	0,26	17	-0,10	22	0,21	17	-0,11	22	0,11	6	-0,24	23
		P10	0,26	17	-0,10	22	0,21	17	-0,11	22	0,11	6	-0,24	23
NE	A	P90	0,93	16	-0,63	7	0,88	16	-0,49	7	0,67	16	-0,43	18
		P75	0,76	16	-0,54	7	0,72	16	-0,40	7	0,50	16	-0,48	18
		P50	0,73	16	-0,41	7	0,69	16	-0,39	18	0,47	16	-0,49	18
		P25	0,72	16	-0,34	7	0,67	16	-0,26	18	0,46	16	-0,36	18
		P10	0,70	16	-0,39	5	0,65	16	-0,33	5	0,43	16	-0,30	23
	S	P90	0,89	16	-0,85	6	0,86	16	-0,94	6	0,46	16	-0,79	6
		P75	0,87	16	-1,07	6	0,84	16	-0,94	6	0,44	16	-0,79	6
		P50	0,81	16	-0,99	6	0,78	16	-0,87	6	0,38	16	-0,71	6
		P25	0,69	16	-0,88	6	0,66	16	-0,76	6	0,37	9	-0,61	6
		P10	0,66	16	-0,87	6	0,63	16	-0,74	6	0,45	9	-0,59	6
N	A	P90	0,15	17	-0,06	5	0,15	17	-0,05	6	0,08	7	-0,07	5
		P75	0,14	17	-0,06	5	0,15	17	-0,05	5	0,07	7	-0,07	5
		P50	0,14	17	-0,06	5	0,15	17	-0,05	5	0,08	7	-0,07	5
		P25	0,15	17	-0,07	5	0,15	17	-0,05	5	0,08	7	-0,07	6
		P10	0,15	17	-0,07	5	0,15	17	-0,05	5	0,09	7	-0,07	5
	S	P90	0,15	17	-0,08	5	0,15	17	-0,08	5	0,10	17	-0,07	5
		P75	0,15	17	-0,08	5	0,15	17	-0,08	5	0,10	17	-0,07	5
		P50	0,15	17	-0,08	5	0,15	17	-0,08	5	0,10	17	-0,07	5
		P25	0,15	17	-0,08	5	0,15	17	-0,08	5	0,10	17	-0,06	5
		P10	0,15	17	-0,08	5	0,15	17	-0,08	5	0,10	17	-0,07	5

APÊNDICE D – RAs máximos e horários de ocorrência (seco)

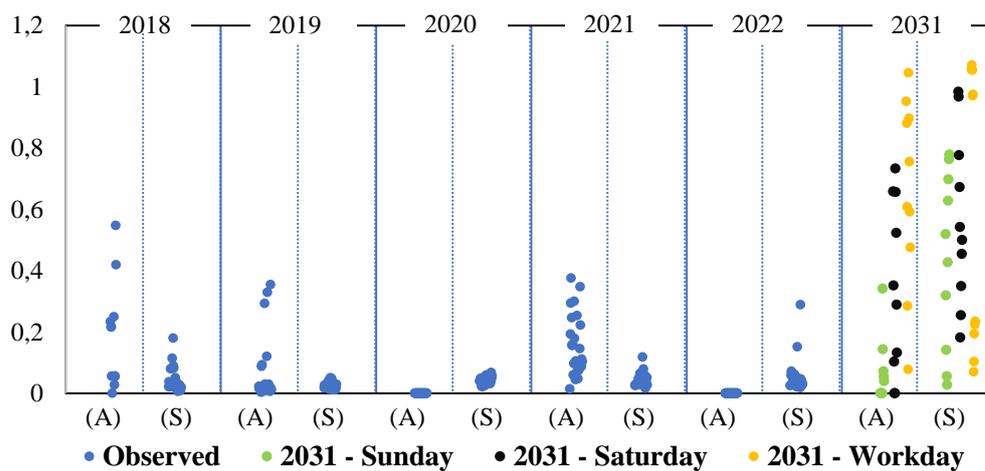
Subsistema	Mês	Percentil ERV	Domingo Max	hora	Domingo Min	hora	Sábado Max	hora	Sábado Min	hora	Úteis Max	hora	Úteis Min	hora
SE	A	P90	0,75	17	-0,32	6	0,70	17	-0,25	22	0,50	17	-0,48	23
		P75	0,73	17	-0,30	6	0,69	17	-0,25	22	0,48	17	-0,48	23
		P50	0,72	17	-0,27	6	0,67	17	-0,25	22	0,47	17	-0,48	23
		P25	0,71	17	-0,25	22	0,66	17	-0,25	22	0,46	17	-0,48	23
		P10	0,70	17	-0,25	22	0,65	17	-0,25	22	0,45	17	-0,48	23
	S	P90	0,74	17	-0,32	6	0,70	17	-0,26	22	0,52	17	-0,50	23
		P75	0,73	17	-0,31	6	0,68	17	-0,26	22	0,51	17	-0,50	23
		P50	0,72	17	-0,28	6	0,67	17	-0,26	22	0,49	17	-0,50	23
		P25	0,70	17	-0,27	22	0,65	17	-0,26	22	0,48	17	-0,50	23
		P10	0,69	17	-0,27	22	0,64	17	-0,26	22	0,46	17	-0,50	23
S	A	P90	0,29	17	-0,10	22	0,25	17	-0,10	22	0,10	5	-0,13	11
		P75	0,29	17	-0,10	22	0,24	17	-0,10	19	0,11	5	-0,13	11
		P50	0,29	17	-0,10	22	0,25	17	-0,10	22	0,10	5	-0,13	11
		P25	0,29	17	-0,10	22	0,24	17	-0,10	22	0,10	5	-0,13	11
		P10	0,29	17	-0,10	22	0,24	17	-0,10	22	0,10	5	-0,13	11
	A	P90	0,26	17	-0,10	22	0,21	17	-0,10	22	0,11	6	-0,24	23
		P75	0,26	17	-0,10	22	0,21	17	-0,11	22	0,11	6	-0,24	23
		P50	0,26	17	-0,11	22	0,21	17	-0,11	22	0,11	6	-0,24	23
		P25	0,26	17	-0,10	22	0,21	17	-0,11	22	0,11	6	-0,24	23
		P10	0,26	17	-0,10	22	0,21	17	-0,11	22	0,11	6	-0,24	23
NE	A	P90	0,93	16	-0,63	7	0,88	16	-0,49	7	0,67	16	-0,43	18
		P75	0,76	16	-0,54	7	0,72	16	-0,40	7	0,50	16	-0,48	18
		P50	0,73	16	-0,41	7	0,69	16	-0,39	18	0,47	16	-0,49	18
		P25	0,72	16	-0,34	7	0,67	16	-0,26	18	0,46	16	-0,36	18
		P10	0,70	16	-0,39	5	0,65	16	-0,33	5	0,43	16	-0,30	23
	S	P90	0,89	16	-0,85	6	0,86	16	-0,94	6	0,46	16	-0,79	6
		P75	0,87	16	-1,07	6	0,84	16	-0,94	6	0,44	16	-0,79	6
		P50	0,81	16	-0,99	6	0,78	16	-0,87	6	0,38	16	-0,71	6
		P25	0,69	16	-0,88	6	0,66	16	-0,76	6	0,37	9	-0,61	6
		P10	0,66	16	-0,87	6	0,63	16	-0,74	6	0,45	9	-0,59	6
N	A	P90	0,15	17	-0,06	5	0,15	17	-0,05	6	0,08	7	-0,07	5
		P75	0,14	17	-0,06	5	0,15	17	-0,05	5	0,07	7	-0,07	5
		P50	0,14	17	-0,06	5	0,15	17	-0,05	5	0,08	7	-0,07	5
		P25	0,15	17	-0,07	5	0,15	17	-0,05	5	0,08	7	-0,07	6
		P10	0,15	17	-0,07	5	0,15	17	-0,05	5	0,09	7	-0,07	5
	S	P90	0,15	17	-0,08	5	0,15	17	-0,08	5	0,10	17	-0,07	5
		P75	0,15	17	-0,08	5	0,15	17	-0,08	5	0,10	17	-0,07	5
		P50	0,15	17	-0,08	5	0,15	17	-0,08	5	0,10	17	-0,07	5
		P25	0,15	17	-0,08	5	0,15	17	-0,08	5	0,10	17	-0,06	5
		P10	0,15	17	-0,08	5	0,15	17	-0,08	5	0,10	17	-0,07	5

APÊNDICE E – CV do subsistema Sul

- Sem aplicação de limites regulatórios ao PLD

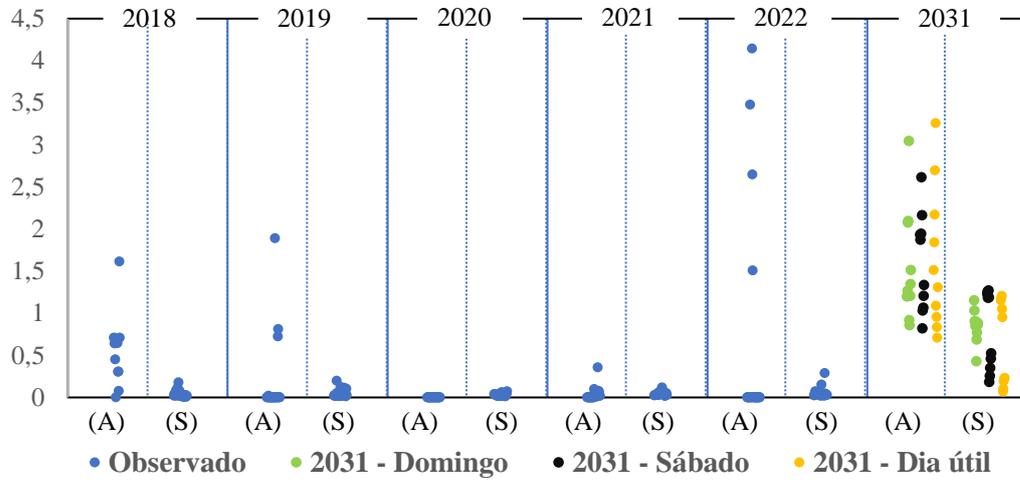


- Com aplicação de limites regulatórios ao PLD



APÊNDICE F – CV do subsistema Norte

- Sem aplicação de limites regulatórios ao PLD



- Com aplicação de limites regulatórios ao PLD

