



**ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE HIDRO-EÓLICA E SEUS IMPACTOS  
NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO**

Kárys Cristina Diederichs Prado

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador: Amaro Olimpio Pereira Junior

Rio de Janeiro

Abril de 2021

**ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE HIDRO-EÓLICA E SEUS IMPACTOS  
NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO**

Kárys Cristina Diederichs Prado

**DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO  
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS  
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM  
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.**

Orientadores: Amaro Olimpio Pereira Junior

Aprovada por: Prof. Amaro Olimpio Pereira Junior  
Prof. Mauricio Tiomno Tolmasquim  
Prof. Carmen Lucia Tancredo Borges

**RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL  
ABRIL DE 2021**

Prado, Kárys Cristina Diederichs Prado

Análise da complementaridade hidro-eólica e seus impactos no mercado de energia elétrica brasileiro / Kárys Cristina Diederichs Prado. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2021.

XI, 98 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Amaro Olimpio Pereira Junior

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2021.

Referências Bibliográficas: p. 89-98.

1. Preço horário. 2. Complementaridade. 3. Mercado de energia elétrica. I. Pereira Junior, Amaro Olimpio. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

## **Agradecimentos**

Ao Igor, pela parceria incontestável e atemporal.

À minha família, base de tudo, pelo apoio incondicional. Em caráter inédito, incluindo Nalu, que trouxe leveza para essa caminhada mesmo sem saber.

Aos meus amigos, desde aqueles que me acompanham há mais de uma década aos mais recentes, com quem divido os pequenos e grandes acontecimentos da vida.

Ao professor Amaro Pereira, pela orientação com liberdade e confiança. Obrigada pela disponibilidade e pelos conselhos.

À banca, por aceitar contribuir com este trabalho por meio de sua avaliação.

Ao professor Emilio La Rovere, pelas portas abertas desde a graduação.

A todos os professores, pelo conhecimento difundido, e à equipe de apoio do PPE, por sua contribuição essencial para o andamento das atividades acadêmicas.

Aos meus companheiros de mestrado e doutorado, com quem compartilhei essa jornada. Obrigada pela convivência, mesmo quando a pandemia nos impôs que ela se limitasse ao mundo digital.

Aos colegas pesquisadores da FGV Energia, por todo o aprendizado sobre o setor elétrico. Ao Thiago César, do ONS, pela colaboração inestimável relacionada ao entendimento do modelo DESSEM.

Ao CEPEL, pela licença cedida para uso do modelo DESSEM, e ao LIMA, pela infraestrutura e pelo suporte computacional que possibilitaram acesso remoto à ferramenta.

Ao CNPq, pelo fomento à pesquisa. O presente trabalho foi realizado com apoio do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – Brasil.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

**ANÁLISE DA COMPLEMENTARIDADE HIDRO-EÓLICA E SEUS IMPACTOS  
NO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO**

Kárys Cristina Diederichs Prado

Abril/2021

Orientador: Amaro Olimpio Pereira Junior

Programa: Planejamento Energético

No contexto de transição energética para uma economia de baixo carbono, estudos indicam a expansão da capacidade instalada mundial de geração renovável nos próximos anos. As fontes intermitentes lideram tal tendência e têm crescimento esperado também no Brasil, impulsionando a diversificação da matriz nacional. Paralelamente, o setor tem passado por transformações regulatórias que levaram à implantação do preço da energia elétrica em escala horária. Assim, esta dissertação buscou compreender os impactos sobre a comercialização de energia elétrica, relacionados à complementaridade de fontes de geração e à nova precificação. Foram propostos cenários do Sistema Interligado Nacional para períodos seco e úmido, com incrementos eólicos em diferentes regiões. Tais cenários foram otimizados pelo modelo DESSEM, utilizado na formação oficial do preço horário, que resolve o problema da operação diária por Programação Linear Inteira Mista (MILP). A avaliação dos resultados foi suportada por métodos estatísticos e mostrou que, a depender da localização, a participação eólica crescente pode ocasionar preços mais variáveis e com maior assimetria entre submercados. Em contrapartida, a precificação horária sinaliza de modo mais detalhado para o mercado os custos alocados durante a operação, favorecendo a gestão dos riscos associados. Nesse sentido, o desenvolvimento de novos negócios e tecnologias, como estratégias de diversificação de portfólio que valorizem a complementaridade e de armazenamento de energia, tende a se fortalecer.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

**ANALYSIS OF HYDRO-WIND COMPLEMENTARITY AND ITS IMPACTS ON  
BRAZILIAN ELECTRICITY MARKET**

Kárys Cristina Diederichs Prado

April/2021

Advisor: Amaro Olimpio Pereira Junior

Department: Energy Planning

Within the context of energy transition towards a low carbon economy, studies indicate the expansion of renewables global installed capacity in the coming years. Intermittent sources lead this trend and are also expected to grow in Brazil, driving national energy mix diversification. At the same time, the sector has undergone regulatory transformations which led to the implementation of electricity hourly pricing. Thus, this thesis aimed to understand the impacts on energy commercialization, related to energy complementarity and the new pricing scheme. Scenarios of the National Interconnected System were proposed for dry and wet periods, with wind power increases in different regions. Such scenarios were optimized by the DESSEM model, which is applied for official hourly pricing purpose and solves the daily operation problem through Mixed Integer Linear Programming (MILP). Results assessment was supported by statistical methods and showed that, depending on the location, the increasing wind power share may cause more variable prices and greater asymmetry between submarkets. On the other hand, hourly pricing provides the market with a more detailed signal of costs allocation throughout operation, favoring associated risks management. In this sense, the development of new businesses and technologies, such as portfolio diversification strategies that enhance complementarity and energy storage options, tends to be strengthened.

## **Índice**

1.	Introdução.....	1
1.1.	Objetivos.....	3
1.2.	Estrutura do Trabalho .....	4
2.	Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro .....	6
2.1.	Comercialização de Energia no Brasil.....	8
2.2.	Planejamento da Operação e Formação de Preço .....	13
3.	Metodologia.....	20
3.1.	Complementaridade das Fontes de Geração .....	21
3.2.	Definição do Modelo Computacional .....	25
3.2.1.	Modelo DESSEM .....	27
3.3.	Definição e Construção dos Cenários .....	31
4.	Análise de Complementaridade .....	36
5.	Análise de Mercado .....	66
5.1.	Relação entre Preço e Geração por Fonte .....	66
5.2.	Potenciais Impactos na Comercialização.....	80
6.	Conclusão e Recomendações .....	84
	Referências Bibliográficas .....	89

## **Lista de Figuras**

Figura 1: Arranjo institucional do setor elétrico brasileiro.....	6
Figura 2: Dilema do operador.....	14
Figura 3: Metodologia. ....	21
Figura 4: Diagrama da rede de transmissão do SIN (horizonte 2024).....	23
Figura 5: Representação esquemática da modelagem do DESSEM, conforme o manual. ....	30
Figura 6: Total diário de vazões afluentes aos reservatórios do SIN no ano de 2019. ....	32
Figura 7: Geração total do SIN por fonte, ao longo do dia seguinte, para os cenários secos. ....	37
Figura 8: Geração total do SIN por fonte, ao longo do dia seguinte, para os cenários úmidos. ....	38
Figura 9: Geração hidrelétrica por submercado, ao longo do dia seguinte, para os cenários secos. ....	40
Figura 10: Geração hidrelétrica por submercado, ao longo do dia seguinte, para os cenários úmidos. ....	41
Figura 11: Geração termelétrica por submercado, ao longo do dia seguinte, para os cenários secos.....	45
Figura 12: Geração termelétrica por submercado, ao longo do dia seguinte, para os cenários úmidos. ....	46
Figura 13: Geração eólica por submercado, ao longo do dia seguinte, para os cenários secos. ....	50
Figura 14: Geração eólica por submercado, ao longo do dia seguinte, para os cenários úmidos. ....	51
Figura 15: Geração de outras pequenas usinas por submercado, ao longo do dia seguinte, para cenários secos. ....	54

Figura 16: Geração de outras pequenas usinas por submercado, ao longo do dia seguinte, para cenários úmidos.....	55
Figura 17: Correlação entre fontes de geração por submercado, para cenários secos e úmido.....	58
Figura 18: Correlação entre fontes de geração por submercado, para cenários secos de +50% no NE .....	61
Figura 19: Correlação entre fontes de geração por submercado, para cenários secos de +50% no S.....	62
Figura 20: Correlação entre fontes de geração por submercado, para cenários úmidos de +50% no NE.....	64
Figura 21: Correlação entre fontes de geração por submercado, para cenários úmidos de +50% no S.....	65
Figura 22: Distribuição de resultados de CMO do dia seguinte por submercado, para os cenários secos.....	70
Figura 23: Distribuição de resultados de CMO do dia seguinte por submercado, para os cenários úmidos.....	71
Figura 24: CMO ao longo do dia seguinte por submercado, para os cenários secos.	74
Figura 25: CMO ao longo do dia seguinte por submercado, para os cenários úmidos. ....	75
Figura 26: Correlação entre CMO e geração, para cenários secos e úmidos. ....	77
Figura 27: Correlação entre CMO e geração por submercado, para cenários secos de +50% no NE e no S. ....	78
Figura 28: Correlação entre CMO e geração por submercado, para cenários úmidos de +50% no NE e no S.....	79

## **Lista de Tabelas**

Tabela 1: Incrementos exclusivos no NE e no S, com base na capacidade instalada.	34
Tabela 2: Resumo dos cenários.	34
Tabela 3: Geração hidrelétrica do dia seguinte por cenário (patamares semi-horários).	43
Tabela 4: Geração termelétrica do dia seguinte por cenário (patamares semi-horários).	47
Tabela 5: <i>Curtailment</i> eólico do dia seguinte por cenário (patamares semi-horários).	52
Tabela 6: Distribuição de resultados de CMO do dia seguinte por cenário (R\$/MWh).	66

## **Abreviações e Siglas**

- ACL – Ambiente de Contratação Livre  
ACR – Ambiente de Contratação Regulada  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica  
CMO – Custo Marginal de Operação  
CVU – Custo Variável Unitário  
CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico  
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética  
EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
FCF – Função de Custo Futuro  
GF – Garantia Física  
GSF – *Generation Scaling Factor*  
MCP – Mercado de Curto Prazo  
MME – Ministério de Minas e Energia  
MRE – Mecanismo de Realocação de Energia  
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico  
PLD – Preço de Liquidação das Diferenças  
PLDh – Preço de Liquidação das Diferenças Horário  
PDO – Programação Diária da Operação  
PMO – Programa Mensal da Operação Energética  
SIN – Sistema Interligado Nacional

## **1. Introdução**

Discussões relacionadas à sustentabilidade vêm ganhando crescente relevância no panorama internacional, envolvendo não só organismos essencialmente técnicos, mas também tomadores de decisão de alto escalão na esfera da diplomacia. Nesse contexto, o ano de 2015 foi emblemático, trazendo um novo compromisso dos Estados-Membros da Organização das Nações Unidas (ONU) com a transformação dos paradigmas de desenvolvimento nos próximos anos: a Agenda 2030. Ela é composta por 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), que agrupam de forma integrada um total de 169 metas, buscando o equilíbrio entre as dimensões econômica, social e ambiental (ONU, 2015).

Relacionado especificamente à temática energética, o ODS 7 trata da garantia de energia sustentável, moderna, confiável e acessível a todos. Seu requisito explícito de sustentabilidade e sua integração com o ODS 13, dedicado ao combate às mudanças climáticas, incentivam de modo direto a transição energética em benefício de uma economia de baixo carbono. Dessa forma, a penetração progressiva de energia de origem não fóssil na matriz mundial se apresenta como peça fundamental a ser contemplada pelo planejamento energético e ambiental.

Estudos estimam que, nos próximos cinco anos (2019-2024), a capacidade instalada mundial de geração por fontes renováveis será expandida em cerca de 50% (IEA, 2019a). Cenários globais vinculados a políticas públicas vigentes e intenções declaradas indicam ainda que mais da metade dos incrementos de geração no horizonte de 2040 correspondem à eólica e à solar fotovoltaica. Nesse sentido, os avanços tecnológicos e a redução de custos referentes às fontes renováveis representam uma grande oportunidade, principalmente no que diz respeito às duas fontes destacadas, segundo o relatório “*World Energy Outlook 2019*” (IEA, 2019b).

Em consonância com as tendências globais, o “Plano Decenal de Expansão de Energia 2029” (EPE, 2019b), ou PDE 2029, também sinaliza expansão desse tipo de oferta no setor elétrico brasileiro. Em 2019, as participações eólica e solar na capacidade instalada total foram de 9% e 2%, respectivamente. Já em 2029, ano final do horizonte avaliado, a expectativa é que tais fontes alcancem as marcas de 16% e 8%, aumentando

de modo significativo. Em destaque, a fonte eólica é indicada no Plano como a maior contribuinte da expansão de referência para atender à demanda de energia mensal, com o adicional de 21.000 MW de capacidade instalada.

Além de colaborar com uma geração elétrica nacional de baixa emissão de gases de efeito estufa, a expansão dessas novas fontes renováveis apresenta outros pontos favoráveis. Um deles é a diversificação da matriz brasileira, historicamente baseada em um sistema de predominância hidrelétrica. Com ela, permite-se a valorização dos atributos das fontes de energia, que, combinados, podem contribuir com a segurança energética e a modicidade tarifária (EPE, 2019b).

Para que o potencial máximo de tais benefícios seja atingido, é necessário, portanto, compreender como os diferentes tipos de geração se complementam, principalmente tendo em vista o caráter intermitente da eólica e da solar. Segundo Jurasz, Canales, *et al.* (2020), a complementaridade energética pode ser avaliada pela ótica espacial, temporal ou espaço-temporal, integrando as duas primeiras. Em um país com dimensões continentais, recursos fortemente influenciados pelas condições naturais e um sistema elétrico interconectado, como o Brasil, a complementaridade espaço-temporal cumpre papel essencial.

De acordo com a disponibilidade dos diferentes recursos energéticos e os custos associados ao seu uso, a operação de sistemas elétricos pode ser direcionada de formas variadas. O Sistema Interligado Nacional (SIN), que se distribui em submercados e atende à maior parte do território brasileiro, opera de modo centralizado com o objetivo de minimizar o valor esperado do custo total, incluindo o imediato e o futuro (TOLMASQUIM, 2015). Trata-se, portanto, de um problema de otimização de grande porte cuja solução orienta o despacho das usinas geradoras, favorecendo a priorização de determinadas fontes.

Para sua resolução, são aplicados modelos matemáticos que fornecem, entre os resultados obtidos, o Custo Marginal de Operação (CMO). Segundo Tolmasquim (2015), o CMO equivale ao custo de atender a uma carga incremental sem expandir a capacidade instalada e é a principal referência para o preço da energia no Mercado de Curto Prazo (MCP), denominado Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Sendo assim, como a

complementaridade influencia o despacho e, por consequência, o CMO, ela também tende a afetar o PLD.

Até o final de dezembro de 2020, conforme as intituladas “Regras de Comercialização” (CCEE, 2020e), o PLD apresentava discretização semanal por patamar de carga. No entanto, alterações já vinham sendo reivindicadas no setor. A Consulta Pública N° 33 de 2017, do Ministério de Minas e Energia (MME, 2017), que sugeriu mudanças no marco legal, apontou que o avanço das fontes intermitentes na matriz demanda maior granularidade temporal do preço, a fim de reaproximá-lo da realidade dos custos operacionais.

Dando sequência às discussões, o MME (2019a) instaurou a Consulta Pública N° 71 de 2019, focada na formação do preço horário e na adoção do modelo selecionado para embasá-la. O Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo (DESSEM) cumpre esta função e passou a integrar a programação da operação do SIN em janeiro de 2020, como uma etapa de transição sem alterar a precificação. Já o PLD horário entrou em vigor de fato em janeiro de 2021, conforme previsto na Portaria N° 301 de 2019 do (MME, 2019b).

Desse modo, o presente momento do setor ainda envolve aprendizado coletivo, tendo em vista o processo de familiarização com a nova dinâmica. Um artifício utilizado com esse intuito, antes da implantação oficial, foi a divulgação do preço horário de caráter informativo, denominado preço sombra, obtido em uma espécie de operação paralela. Não obstante, estudos que explorem de forma mais ampla os efeitos associados a essa mudança são necessários e oportunos para o amadurecimento dos agentes nesse aspecto e o funcionamento mais eficiente do mercado de energia elétrica.

### **1.1. Objetivos**

Diante das circunstâncias apresentadas, o objetivo geral desta dissertação é compreender os impactos na comercialização de energia elétrica oriundos da relação entre a complementaridade de fontes de geração e o novo PLD horário. Nessa linha, busca-se de modo específico:

- Comparar as condições regulatórias originais e modificações na precificação;
- Preparar e otimizar casos baseados nos períodos seco e úmido, obtendo as diretrizes de despacho e o CMO como referência para o PLD;
- Analisar a complementaridade espaço-temporal das diversas fontes da matriz, com enfoque na geração por submercado;
- Analisar a relação entre a geração de cada fonte e o PLD nos submercados, aproximado pelo CMO;
- Avaliar os efeitos dos resultados obtidos sobre a comercialização de energia elétrica, focando no MCP;
- Identificar novas oportunidades para o mercado.

## **1.2. Estrutura do Trabalho**

Para atingir os objetivos elencados, este trabalho é constituído de cinco partes, além desta contextualização introdutória (capítulo 1). A fim de compreender melhor o setor elétrico brasileiro e sua dinâmica de mercado, o capítulo 2 apresenta um panorama contemplando o arcabouço regulatório e conceitos-chave associados. Nesse sentido, são apontadas as condições anteriores pertinentes à precificação da energia elétrica, bem como as recentes mudanças aqui consideradas.

Em sequência, o capítulo 3 descreve a metodologia adotada, iniciando pelo referencial teórico empregado na abordagem da complementaridade das fontes de geração, incluindo suas aplicações e métricas. Constam nesse capítulo também a escolha do modelo computacional utilizado, sua lógica de funcionamento e o processo de construção dos cenários. Dessa forma, são relatadas as principais características da representação do sistema e premissas assumidas na realização do estudo, além das ferramentas e métodos estatísticos utilizados para a análise de resultados em geral.

No capítulo 4, apresentam-se as análises realizadas e interpretações associadas aos resultados obtidos para os cenários propostos, com foco na complementaridade, a partir do despacho otimizado. Já o capítulo 5, por sua vez, é centrado na ótica econômica de mercado, incluindo a relação entre preço e geração por fonte. Com base nas análises

anteriores, tal capítulo discute também as possíveis implicações das condições avaliadas sobre a comercialização de energia elétrica.

Por fim, o capítulo 6 apresenta as principais constatações do estudo e conclusões. Além disso, com base nas limitações identificadas, são feitas recomendações para trabalhos futuros, a fim de complementar e/ou aprimorar o conteúdo desta dissertação.

## 2. Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro

O modelo regulatório vigente no país foi implementado em 2004<sup>1</sup>, visando conferir as seguintes características aos serviços de energia elétrica prestados: acesso universal, modicidade tarifária e confiabilidade de suprimento (TOLMASQUIM, 2015). Para tanto, sua estrutura foi organizada de modo que as funções dos diversos atores envolvidos fossem bem definidas. Nesse sentido, a Figura 1 apresenta de forma esquemática o arranjo institucional do setor, onde as linhas contínuas denotam uma relação de dependência hierárquica e as tracejadas indicam sua independência.

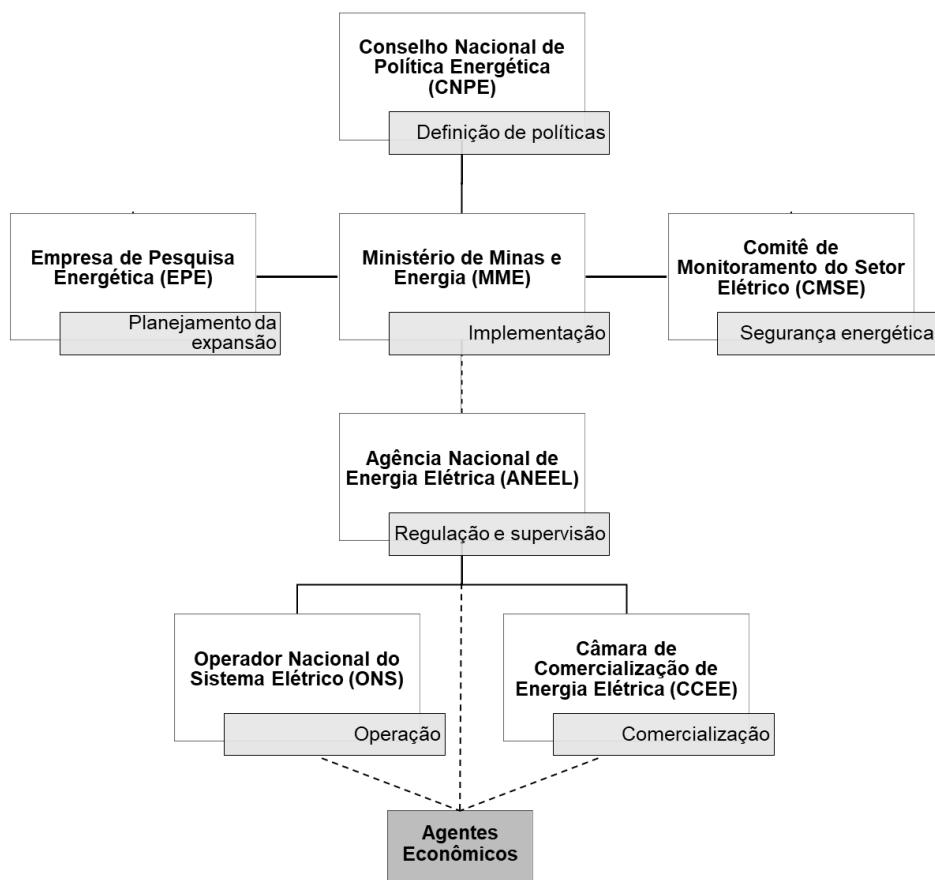


Figura 1: Arranjo institucional do setor elétrico brasileiro.

Fonte: adaptado de Instituto E+ Transição Energética (2020) e Tolmasquim (2015).

<sup>1</sup> Tal marco foi consolidado por meio de uma série de atos normativos, destacando-se a Lei Nº 10.848 de 15 de março de 2004 e o Decreto Nº 5.163 de 30 de julho de 2004.

O CNPE, no topo de tal cadeia, é responsável pela proposição de políticas e diretrizes para a área energética nacional. Trata-se de um órgão de governo vinculado à Presidência da República, assim como o MME, que por sua vez tem como atribuições formular e implantar tais políticas, conforme as definições do CNPE. Desse modo, o MME tem papel central no planejamento do setor, que é subsidiado pelos estudos realizados pela EPE, empresa pública federal, principalmente no que diz respeito à expansão. Por outro lado, o CMSE, também ligado ao Ministério, tem como papel o monitoramento permanente do suprimento eletroenergético, com foco na manutenção da confiabilidade do sistema (CCEE, 2021c, TOLMASQUIM, 2015).

Já a ANEEL, autarquia sob regime especial também vinculada ao MME, é dotada de autonomia política, além da técnica, por ser uma agência reguladora independente. Ela fiscaliza e regula as atividades do ONS, da CCEE e dos agentes econômicos. O ONS e a CCEE são pessoas jurídicas de direito privado, sem fins lucrativos, que desempenham atividades especiais de interesse público. O primeiro coordena de forma centralizada a operação do sistema em termos de planejamento, programação e tempo real, em interface com os agentes; a segunda é responsável por operacionalizar a comercialização de energia, viabilizando as atividades de compra e venda de energia entre agentes (CCEE, 2021c, TOLMASQUIM, 2015).

Por fim, entre os agentes econômicos, constam tanto aqueles a serem atendidos ao final da cadeia de fornecimento de energia elétrica (os consumidores), como também as empresas estatais e privadas prestadoras dos serviços de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Tais segmentos envolvem diferentes estruturas de mercado, conforme suas características. A transmissão e a distribuição configuram monopólio natural, sujeito à regulação, uma vez que seu funcionamento eficiente é viável apenas quando uma única firma atua em cada local ou área de concessão. Em contraste, a geração e a comercialização são considerados mercados competitivos (FERREIRA, OLIVEIRA, *et al.*, 2015).

Na geração, ocorre o aproveitamento de recursos energéticos de diferentes fontes, visando à conversão da energia em secundária, na forma de eletricidade. A energia elétrica gerada, portanto, é transmitida pela malha de alta tensão aos centros de consumo

e distribuída por redes de média e baixa tensão até os consumidores finais. Já a comercialização é o segmento que realiza as operações comerciais entre os demais agentes econômicos, cujas características são apresentadas detalhadamente a seguir.

## **2.1. Comercialização de Energia no Brasil**

No Brasil, existem dois tipos de ambiente destinados à comercialização de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR, em que participam os agentes de geração e distribuição, as atividades de compra e venda são realizadas por meio de leilões regulados, tendo em vista o atendimento da demanda dos consumidores cativos. Os contratos firmados neste ambiente podem ser das seguintes modalidades: por quantidade ou por disponibilidade (CCEE, 2021e).

Mediante contratos por quantidade, o vendedor deve entregar no centro de gravidade de seu respectivo submercado o montante de energia definido, sendo remunerado ao preço arrematado em leilão para o referido produto (R\$/MWh gerado). Nesse caso, o risco vinculado a hidrologias desfavoráveis é assumido pela parte vendedora, que arca com eventuais custos associados (CCEE, 2021e). Tipicamente, os vendedores são geradores hidrelétricos, embora leilões recentes para essa modalidade tenham sido vencidos por plantas eólicas e solares, cuja competitividade vem crescendo (EPE, 2019a).

Quanto aos contratos por disponibilidade, os vendedores costumam ser geradores termelétricos ou de outras fontes e sua remuneração é fixa. Dessa forma, ela está associada à energia colocada à disposição do sistema, independentemente de sua produção física ser ou não concretizada. Além disso, o risco é assumido pelas distribuidoras e, em última instância, repassado aos consumidores cativos por meio tarifário (CCEE, 2021e).

Por outro lado, o ACL reúne geradores, comercializadores, importadores e consumidores livres ou especiais. Neste, ocorre a livre negociação entre as partes, de forma bilateral (CCEE, 2021e). Para adquirir energia no ACL, no entanto, os consumidores precisam atender a requisitos mínimos de demanda, o que impõe limitações

de acesso a esse mercado. Aqueles com carga a partir de 500 kW são considerados consumidores especiais, sendo a eles permitida a contratação livre somente de energia incentivada, isto é, oriunda de plantas eólicas, solares, térmicas a biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas (PCH). Até o fim de 2019, os consumidores passavam a ser de fato livres acima de 2 MW, podendo escolher qualquer outro tipo de fornecedor. Entretanto, em janeiro de 2021, o requisito mínimo foi reduzido para 1,5 MW (BRASIL, 2017, CCEE, 2021d).

De acordo com o balanço preliminar da CCEE para o ano de 2020 (CCEE, 2021a), a representatividade do consumo por ambiente iniciou em janeiro com 70% no ACR contra 30% no ACL, modificando-se para 68% e 32% em dezembro, respectivamente. Além disso, quanto aos novos agentes que aderiram à CCEE em 2020, houve um aumento de 23% de consumidores especiais em comparação com 2019. Assim, ficam evidentes o avanço do mercado livre de energia e a contribuição das fontes renováveis neste processo. Corrobora com isto o fato de que diversas empresas têm recorrido a *Power Purchase Agreements* (PPA – do inglês, referente a acordos de compra de energia) para garantir um consumo elétrico mais limpo, como estratégia de sustentabilidade corporativa (CEBDS, 2020).

Outro fator que tende a impulsionar o ACL é a redução progressiva do requisito de carga para ingresso de consumidores livres. A previsão oficial é que, em 2022, o limite inferior seja de 1 MW e, em 2023, atinja 500 kW. Para 2022, também está planejada a apresentação de estudo pela ANEEL e pela CCEE, a respeito das medidas regulatórias necessárias para que o mercado livre seja aberto também para consumidores com carga abaixo de 500 kW. Nessa ocasião, também deverá ser proposto um cronograma de abertura com início em 2024 (MME, 2019c).

A despeito do ambiente de contratação, o modelo atual do setor requer que 100% da demanda de energia seja contratada, a fim de evitar déficits. Nesse sentido, é exigido que a capacidade de se oferecer a energia vendida seja devidamente assegurada. A Garantia Física (GF) dos empreendimentos cumpre tal papel e corresponde, portanto, à quantidade máxima de energia capaz de ser suprida pelas plantas, sob determinado critério de

confiabilidade. Tal parâmetro lastreia os contratos, que não podem exceder seu valor (CCEE, 2020b).

A GF individual das plantas geradoras é obtida de diferentes formas para cada tipo de fonte, sendo competência da EPE seu cálculo e as respectivas revisões, conforme regulamentações específicas. No caso da eólica e da solar, ela é calculada com base em dados de geração certificados por organizações independentes. Já os empreendimentos hidrelétricos e termelétricos têm sua GF resultante do rateio da GF do sistema elétrico, considerando a geração média dos primeiros no período crítico e a disponibilidade máxima de geração contínua dos últimos (EPE, 2021, MME, 2016).

Atualmente, a GF das usinas é calculada por meio de modelos computacionais de otimização, também adotados no planejamento da operação do sistema. Como critério de convergência, é utilizada a igualdade entre Custo Marginal de Operação (CMO) e Custo Marginal de Expansão (CME), o que assegura o devido acoplamento com estudos de planejamento da expansão. Ademais, devem ser respeitados os limites de CMO e insuficiência de oferta condicionados a níveis de confiança definidos (MME, 2016, 2020).

Tendo em vista o despacho centralizado do SIN, que será abordado no item 2.2, os geradores não têm autonomia para decidir o quanto irão gerar em cada período. Nesse contexto, o nível de geração individual das plantas depende diretamente da decisão do ONS, baseada nas condições de operação do sistema como um todo, incluindo eventuais hidrologias desfavoráveis em outras localidades do país. Portanto, diferenças tendem a surgir entre os montantes previamente contratados e os efetivamente praticados na geração e no consumo.

Tais diferenças são contabilizadas e liquidadas financeiramente no MCP. No caso de exposições positivas, a energia excedente é vendida. Em contraste, quando são negativas, é necessária a compra de energia. Ressalta-se, no entanto, que esse processo é realizado de forma multilateral pela CCEE, isto é, partes e contrapartes específicas não são discriminadas para cada transação. Desse modo, identifica-se apenas a posição de cada agente como credor ou devedor, em base mensal ao final do período de operação, para que os pagamentos e recebimentos sejam realizados (CCEE, 2020c).

Dois aspectos relevantes para essa comparação entre requisitos e recursos são a sazonalização e a modulação. A sazonalização corresponde à divisão da energia contratada entre os meses do ano, dentro da vigência contratual. Já a modulação diz respeito à forma como tais montantes se dividem entre as horas do respectivo mês (CCEE, 2019). Assim, a depender da distribuição da energia ao longo do período, os geradores podem estar mais ou menos sujeitos a exposições no MCP.

Outra maneira de reduzir a exposição no MCP, desta vez focada no compartilhamento do risco hidrológico entre seus participantes, é o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). O MRE tem como base de funcionamento a GF e contempla de maneira compulsória as usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado do SIN, sendo opcional para PCH. Com ele, a energia gerada é contabilmente alocada entre os integrantes de modo a cobrir as GF individuais, repartindo na proporção de sua GF os eventuais saldos remanescentes, sejam eles positivos ou negativos, conforme fator de ajuste (CCEE, 2020d).

Tal fator é também conhecido como *Generation Scaling Factor* (GSF) e representa a razão entre a energia gerada no MRE e a GF. O GSF de valor unitário corresponde à cobertura das GF individuais, ou seja, o cumprimento das obrigações contratuais. Quando superior a um, indica situação superavitária, com créditos a serem compartilhados. Já uma condição deficitária do MRE, com distribuição de perdas, é determinada pelo GSF menor que um (CCEE, 2020d).

Nesse contexto, o MRE contribui para minimizar os impactos financeiros sobre os geradores, decorrentes de hidrologias desfavoráveis, atuando como um *hedge*<sup>2</sup> estrutural. A base de seu funcionamento é a complementaridade do recurso energético entre as regiões do país, conceito investigado no capítulo 3 desta dissertação. Em contraste, circunstâncias prolongadas de seca generalizada prejudicam a compensação entre as produções das diversas bacias hidrográficas, fazendo com que o MRE não seja

---

<sup>2</sup> Jargão do mercado financeiro associado a estratégias e ações para mitigação de riscos de negócios.

adequado para eliminar riscos hidrológicos sistêmicos (E+ TRANSIÇÃO ENERGÉTICA, 2020, PAIM, DALMARCO, *et al.*, 2019).

O sinal econômico do MCP influencia o mercado de energia elétrica como um todo. Afinal, conforme destacado por Tolmasquim (2015), ele representa a última instância de compra e venda. Dessa forma, seus resultados podem afetar a precificação dos contratos de energia elétrica de médio e longo prazo. No entanto, ressalta-se que, diferentemente do que ocorre no mercado convencional, a energia elétrica no MCP não é valorada pelo preço de equilíbrio entre as curvas de oferta e demanda. O denominado Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), praticado no MCP, é oriundo da otimização da operação do sistema, a se explorar na próxima seção.

## **2.2. Planejamento da Operação e Formação de Preço**

O SIN é um sistema eletroenergético hidro-termo-eólico de grande porte, composto por quatro subsistemas<sup>3</sup> interconectados por uma extensa malha de transmissão, a saber: Sul (S), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Nordeste (NE) e Norte (N). Sua capacidade instalada é amplamente baseada em plantas de aproveitamento de recursos energéticos naturais, com predominância hídrica, o que torna a operação suscetível à sua disponibilidade (ONS, 2021d). Quantitativamente, o SIN encerrou o ano de 2020 com 108.563 MW instalados em hidrelétricas, de um parque total de 165.666 MW, representando 65,6% (ONS, 2021a).

Tal característica confere incerteza à operação do sistema. A natureza estocástica da hidrologia impõe ao operador a decisão a cada instante de utilizar hidrelétricas ou acionar termelétricas no presente, podendo acarretar consequências indesejáveis no futuro, a depender das afluências. Assim, apesar de a geração hidrelétrica ser mais barata do que a térmica, por esta ser encarecida pelo Custo Variável Unitário (CVU) vinculado aos combustíveis, a decisão ótima não necessariamente será deplecionar os reservatórios (FERREIRA, OLIVEIRA, *et al.*, 2015).

O conhecido dilema do decisão (ou do operador), apresentado esquematicamente na Figura 2, ilustra essa questão associada ao acoplamento temporal. Quando se opta pela utilização da água dos reservatórios, uma eventual seca subsequente pode incorrer na necessidade de acionar térmicas mais caras ou até mesmo em déficits. Já quando se decide pela geração térmica imediata, a fim de preservar o armazenamento, condições futuras de chuva intensa podem provocar o desperdício de energia por meio de vertimentos (CEPEL, 2019).

---

<sup>3</sup> Na ótica da comercialização, subsistemas são referidos como submercados.

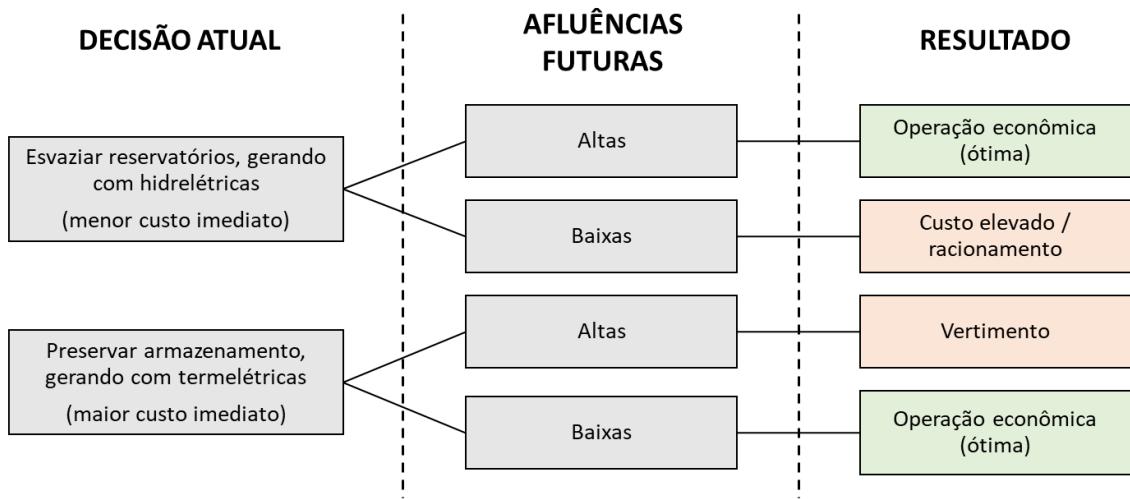


Figura 2: Dilema do operador.

Fonte: adaptado de CEPEL (2019).

Assim, a fim de que a demanda do sistema seja atendida ao menor custo total de operação possível, deve-se buscar uma combinação ótima entre o custo imediato e o futuro, cuja soma o representa. Para tanto, utiliza-se como variável de decisão o volume armazenado nos reservatórios ao final do período de operação. À medida que o volume final aumenta, o custo imediato cresce, pela maior geração térmica no presente, e o futuro decresce, pois posteriormente haverá maior disponibilidade de recurso para a geração hidrelétrica. Matematicamente, o ponto ótimo de operação é aquele em que a derivada do custo total é zero, isto é, quando o módulo das derivadas do custo imediato e do futuro é o mesmo (TOLMASQUIM, 2015).

Tratando-se de um sistema de grande porte, o cálculo desta solução não é trivial. Adicionalmente, outros aspectos agregam complexidade à situação, além da estocasticidade e do acoplamento temporal já mencionados. Destacam-se nesse quesito a não-linearidade das funções de produção de plantas hidrelétricas e o acoplamento espacial, ocasionado tanto pelas linhas de transmissão como pela disposição das usinas em cascata ao longo das bacias hidrográficas (MACEIRA, MARZANO, *et al.*, 2015).

Por esse motivo, o processo de planejamento da operação do SIN é dividido em etapas e conta com a aplicação de modelos matemáticos de apoio à tomada de decisão sob incerteza. Tais etapas correspondem a atividades diversas, que vão desde o

planejamento plurianual até a programação diária. Desse modo, são contemplados os horizontes<sup>4</sup> de médio, curto e curtíssimo prazos (CEPEL, 2019).

Para cada horizonte de planejamento, é utilizada uma ferramenta computacional específica para obtenção da política operativa otimizada, compondo uma cadeia de modelos que abrange diferentes graus de detalhamento. Quanto mais extenso o período estudado, menos granular é a discretização temporal e menor é o nível de detalhes envolvendo a representação do sistema, aumentando as incertezas. Essa abordagem garante que o problema não se torne intratável na ótica de esforço computacional e tempo necessário para processamento (CCEE, 2020e, CEPEL, 2018b).

Os modelos adotados oficialmente no planejamento da operação do SIN pelo ONS são desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Na etapa de médio prazo, é utilizado o NEWAVE<sup>5</sup>, cujo horizonte típico é de cinco anos com discretização mensal. Já no curto prazo, aplica-se o DECOMP<sup>6</sup>, com alcance de até doze meses, sendo o primeiro mês discretizado semanalmente. Guardadas as respectivas particularidades de representação, ambos consideram como dados de entrada: demanda prevista, condições hidrológicas, níveis iniciais de armazenamento, custos variáveis das termelétricas, limites de intercâmbio entre subsistemas, entre outros (CEPEL, 2018b, a).

Para definir as parcelas de geração hidráulica e térmica que minimizam o valor esperado do custo de operação, o NEWAVE emprega a chamada Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Esta técnica fragmenta o problema ao longo dos estágios temporais e considera explicitamente as incertezas das afluências futuras. Seu caráter probabilístico é incorporado por séries sintéticas de vazões afluentes construídas com

---

<sup>4</sup> No setor elétrico brasileiro, a terminologia referente a longo prazo é associada ao planejamento da expansão, para períodos iguais ou superiores a 10 anos.

<sup>5</sup> NEWAVE – Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo.

<sup>6</sup> DECOMP – Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo.

base em um modelo autorregressivo periódico, sendo, portanto, influenciadas pelo histórico informado (CEPEL, 2018a).

Visando ganhos computacionais, a árvore de decisão dos cenários hidrológicos simulados é percorrida de modo amostral durante um processo iterativo de convergência que, ao final, leva a uma solução viável para o problema. Outra simplificação importante do modelo diz respeito à representação do sistema: as usinas hidrelétricas são agregadas nos chamados reservatórios equivalentes de energia (REE), 12 ao todo<sup>7</sup>. Desse modo, um dos principais resultados do NEWAVE é a função de custo futuro (FCF), que permite o encadeamento com o DECOMP para compatibilização entre as políticas operativas de médio e curto prazo (CCEE, 2020e, CEPEL, 2018b).

O DECOMP, por sua vez, tem como objetivo determinar o despacho antecipado das usinas, minimizando o custo total de operação do sistema. Nesse sentido, as metas de geração são obtidas de forma individual para cada hidrelétrica e termelétrica participante da operação centralizada do SIN, a cada estágio, considerando suas restrições operativas específicas. Para isso, o modelo aplica a Programação Dual Dinâmica (PDD), que, diferentemente do que ocorre no NEWAVE, trata as semanas do primeiro mês de forma determinística e o restante do período como estocástico (CEPEL, 2018a).

O uso encadeado de ambos pelo ONS embasa o Programa Mensal da Operação Energética (PMO), que orienta a utilização otimizada dos recursos do SIN no curto prazo, promovendo o despacho por ordem de mérito (das usinas mais baratas para as mais caras). Em paralelo, ao fornecer entre seus resultados o Custo Marginal de Operação (CMO) por submercado para cada patamar de carga (pesada, média e leve), tal combinação também se mostra importante no âmbito da comercialização. Dentro desse contexto, o CMO era entendido como uma representação do custo variável da usina mais cara despachada,

---

<sup>7</sup> São eles: Norte, Belo Monte, Amazonas, Nordeste, Madeira, Sudeste, Teles Pires, Paraná, Itaipu, Paranapanema, Sul e Iguaçu.

capaz de atender à próxima unidade adicional de demanda de energia (CCEE, 2020e, CEPEL, 2018a).

Conforme a regra vigente até 2020 (CCEE, 2020e), o CMO obtido por tais modelos para a primeira semana do horizonte de planejamento era utilizado como base de cálculo para o PLD. Seu valor era, então, balizado por limites mínimo e máximo, determinados pela ANEEL com frequência anual. Dessa forma, a atualização do PLD por submercado era realizada semanalmente, a partir das informações disponibilizadas pelo ONS à CCEE antes da operação física do sistema (*despacho ex-ante*).

Apesar de o ONS e a CCEE fazerem uso dos mesmos modelos, é necessário ressaltar que algumas premissas variam de acordo com os propósitos específicos a serem cumpridos. O tratamento das restrições elétricas do sistema é a principal delas. Enquanto o ONS adota uma representação mais completa da rede para guiar a operação de forma mais precisa, a CCEE desconsidera as restrições internas aos submercados. Como exceção a esta abordagem, encontram-se especificidades de caráter estrutural que impactem nos intercâmbios ou vinculadas a critérios definitivos de confiabilidade de elementos da transmissão (CCEE, 2020e).

Para fins de cálculo do PLD, portanto, a disponibilidade de energia é considerada de modo igual para todos os pontos de consumo dentro do mesmo submercado (CCEE, 2020e). Isto equivale a dizer que o MCP brasileiro possui um sistema de precificação zonal, em que cada zona de preço uniforme corresponde a um dos quatro submercados do país. Na esfera teórica, um preço zonal acurado deveria ser tal que os preços nodais internos, estimados para cada localidade de uma dada zona, fossem idênticos entre si. Porém, a representação menos detalhada da rede de transmissão na prática traz potenciais ineficiências nesse aspecto, o que por outro lado pode ser defendido pelo benefício de uma estrutura de mercado mais simples (MUNHOZ, 2017, SARFATI, HESAMZADEH, *et al.*, 2019, SARFATI, HOLMBERG, 2020).

A granularidade temporal do preço, em contraste, passou a ser percebida de forma mais crítica no setor, conforme contextualizado no capítulo 1. Durante anos, a precificação semanal por patamar de carga foi considerada adequada, uma vez que o CMO era principalmente afetado pelas variações sazonais e interanuais da geração

hidrelétrica. Entretanto, a capacidade de armazenamento vem decrescendo frente à oferta de energia exigida pelo sistema, já que a expansão hidrelétrica no Brasil tem priorizado usinas a fio d'água. Tal situação se associa diretamente aos impactos socioambientais provocados pelo alagamento de grandes áreas destinadas aos reservatórios de regularização, cujo licenciamento apresenta maiores dificuldades do que no passado (MUNHOZ, 2017, RAMOS, D. S., PEREIRA JÚNIOR, A. O., DA SILVA, A. L. R., 2020).

Em paralelo, a inserção progressiva de fontes renováveis intermitentes observada ao longo dos anos recentes vem aumentando a relevância do perfil da geração ao longo do dia, devido à sua variabilidade. Com isso, a representação semanal por patamar passou a se distanciar cada vez mais da realidade operacional do sistema, enviando sinais de preço distorcidos para o mercado, oriundos de um CMO insuficientemente granular (MUNHOZ, 2017). Tais circunstâncias motivaram, portanto, a adoção da discretização semi-horária do despacho centralizado e horária do PLD.

Para viabilizar tal mudança, o DESSEM<sup>8</sup>, descrito detalhadamente no item 3.2.1, foi incorporado à cadeia oficial de modelos computacionais do setor elétrico brasileiro, recebendo a FCF resultante do DECOMP. Sua implementação na Programação Diária da Operação (PDO), focada no despacho do dia seguinte, ocorreu em janeiro de 2020. Na perspectiva do ONS ( 2019a), o DESSEM agrega mais transparência e reproduzibilidade aos resultados, contribuindo para o funcionamento do mercado por meio da redução de assimetrias de informação. Além disso, sua aplicação permite diminuir a geração fora da ordem de mérito vinculada a usinas mais caras de partida rápida, uma vez que as intermitências passam a ser modeladas.

Já a formação do PLD horário (PLDh) com validade comercial no MCP teve início em janeiro de 2021. De acordo com a nova regra em vigor (CCEE, 2021f), a precificação ainda segue a lógica de se basear no CMO e considerar a energia igualmente disponível dentro de cada submercado, passando a ser atualizada diariamente. Como limites

---

<sup>8</sup> DESSEM – Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo.

estabelecidos anualmente pela ANEEL, passam a ser aplicados o PLD mínimo, o PLD máximo horário e o PLD máximo estrutural.

O PLD mínimo e o máximo horário se assemelham àqueles da regra anterior, em termos de função de balizamento como piso e teto. Já o PLD máximo estrutural surge como uma referência para ajuste da série de PLDh de cada dia operativo, caso o valor médio diário o ultrapasse. Tal parâmetro tem o papel de evitar que a sustentabilidade financeira do setor seja ameaçada por riscos decorrentes de uma longa permanência de preços elevados (ANEEL, 2019, CCEE, 2021f).

O cálculo do PLDh passa pelas seguintes etapas, após a obtenção do CMO em base semi-horária resultante do DESSEM, de forma iterativa até que os três limites definidos sejam respeitados (CCEE, 2021f):

- Cálculo das médias aritméticas dos CMO semi-horários para todas as horas do dia;
- Comparação de tais médias horárias com PLD mínimo e máximo horário:
  - Caso o valor seja inferior ao do PLD mínimo, assume-se este;
  - Caso supere o PLD máximo horário, este prevalece;
  - Caso esteja dentro do intervalo, segue inalterado.
- Cálculo do PLD médio diário a partir dos valores obtidos no passo anterior;
- Comparação do PLD médio diário com o PLD máximo estrutural:
  - Caso o primeiro seja menor ou igual ao segundo, o cálculo finaliza e o PLDh corresponde aos valores do segundo passo;
  - Caso seja maior, aplica-se a razão entre eles como fator multiplicador de ajuste a toda a série de valores e repete-se o processo, garantindo a manutenção do formato da curva original de preços.

Por fim, também são esperados benefícios a partir do DESSEM e do PLDh na visão da CCEE (2018). Entre eles, podem ser citados: possível redução de encargos, aumento da importância da comercialização horária (com foco na modulação contratual)

e representação mais adequada de parâmetros que influenciam o preço (restrições operativas, comportamento da carga e variabilidade da geração). Adicionalmente, ocupam lugar de destaque nesse âmbito as potenciais oportunidades de desenvolvimento de novos negócios direcionados a tecnologias de armazenamento, usinas de bombeamento (reversíveis), resposta da demanda e produtos relacionados à gestão de riscos financeiros, como *hedges* personalizados e composição de portfólios ótimos (MME, 2019a).

### **3. Metodologia**

Além da etapa inicial de compreensão do setor elétrico brasileiro e sua dinâmica de mercado, este trabalho foi respaldado pelo referencial teórico associado à complementaridade de fontes de geração. A partir dos conceitos envolvidos e das circunstâncias atuais, desenvolveu-se o processo de construção e avaliação de cenários baseados no arranjo recente do SIN. Para tanto, foi necessário o levantamento do histórico da operação, que fomentaram a definição e a estruturação dos casos de estudo referentes a épocas distintas do ano, a fim de captar aspectos sazonais. Nesse sentido, foram privilegiados os dados oficiais, publicamente disponibilizados pelo ONS e pela CCEE.

Os casos estruturados foram utilizados como informação de entrada para um modelo matemático de otimização com características condizentes com os requisitos para as análises pretendidas. Dentre as saídas do modelo aplicado, foram priorizados os seguintes resultados: o despacho energético previsto, como o objeto da análise de complementaridade; o CMO de cada submercado, como referência para o PLD, cujo comportamento foi confrontado com o da geração de cada fonte. Em ambas as situações, foram aplicadas técnicas de estatística descritiva, como a análise exploratória de dados e o cálculo de coeficientes de correlação.

Os resultados obtidos foram avaliados à luz dos aspectos regulatórios da comercialização de energia elétrica. Nessa perspectiva, foram feitas interpretações dedicadas a identificar os potenciais efeitos decorrentes da implantação do preço horário, incluindo suas vantagens e desvantagens. Fatores como a amplitude de variação dos preços e sua volatilidade, por exemplo, foram considerados. Por fim, o estudo conta com

a identificação de novas oportunidades para o mercado nesse contexto. A Figura 3 sintetiza a metodologia adotada.

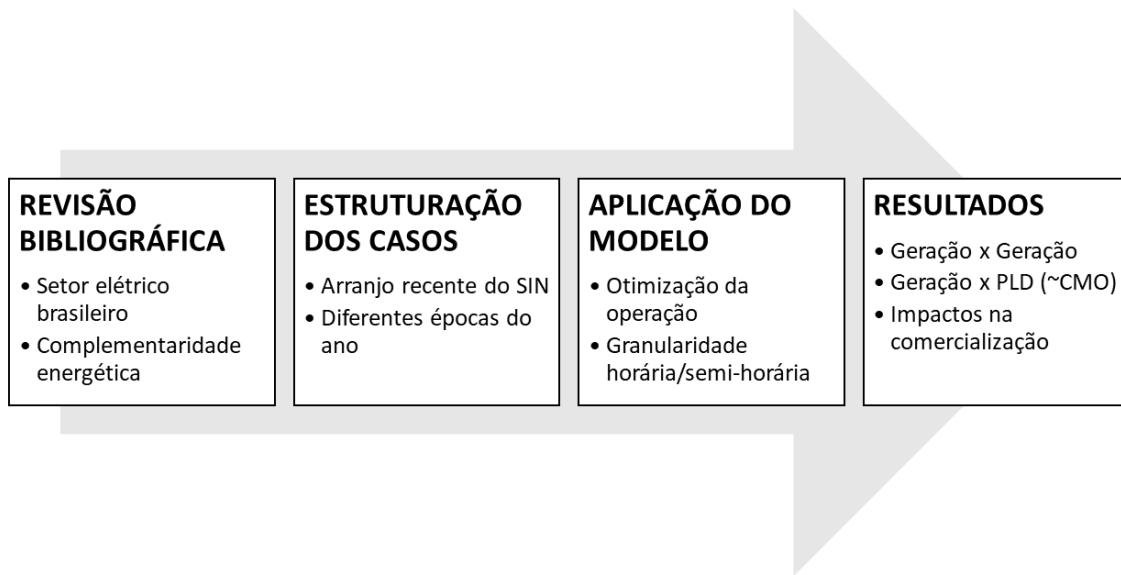


Figura 3: Metodologia.

Fonte: elaboração própria (2021).

### 3.1. Complementaridade das Fontes de Geração

O Brasil é mundialmente reconhecido pela expressiva participação de fontes renováveis no suprimento de eletricidade no país. Embora historicamente essa posição tenha sido sustentada pela geração hidrelétrica, a entrada de fontes intermitentes na matriz elétrica brasileira tem ocupado espaço relevante nesse contexto. Para a década que finaliza em 2029, espera-se que o crescimento da capacidade instalada das fontes eólica e solar compense a redução da participação hidráulica ao longo do tempo. Por outro lado, tal tendência também será acompanhada do aumento da parcela térmica a gás natural. Assim, a expectativa é de uma maior diversificação da matriz no período em curso (E+ TRANSIÇÃO ENERGÉTICA, 2020, EPE, 2019b).

Matrizes diversificadas contam com três características básicas interdependentes: variedade, equilíbrio e disparidade. A variedade indica a quantidade de categorias disponíveis como opção para a geração de energia. O equilíbrio corresponde à proporção que cada uma delas representa. Finalmente, a disparidade mostra o quanto elas são

diferenciáveis entre si, isto é, os atributos específicos vinculados a cada opção energética, figurando como peça essencial para avaliações de portfólio (STIRLING, 2010).

Por exemplo, a geração pelas fontes intermitentes tem como pontos positivos seu caráter renovável e a redução das emissões dos gases de efeito estufa, uma vez que não requerem o uso de combustíveis. Em contrapartida, suas oscilações de produção devidas à variabilidade do recurso precisam ser compensadas pela flexibilidade de outras fontes. Nesse aspecto, as termelétricas apresentam vantagens, por serem controláveis e por determinados tipos de plantas terem capacidade de partida rápida para o atendimento de picos de potência, apesar de serem poluentes. Já as hidrelétricas têm o benefício de serem renováveis e a possibilidade de suprimento de ponta com o uso da água dos reservatórios, mas são suscetíveis a riscos hidrológicos e sazonalidade (RAMOS, D. S., PEREIRA JÚNIOR, A. O., DA SILVA, A. L. R., 2020).

A diversidade é, então, compreendida de maneira integrada a nível sistêmico, com potencial de proporcionar benefícios sinérgicos, transcendendo a simples soma de propriedades individuais. Nesse sentido, estratégias de diversificação são largamente associadas a ganhos de segurança energética. Ademais, podem reduzir riscos de extrema dependência de tecnologias específicas, viabilizar a conciliação de interesses para uma transição energética sustentável, bem como promover a competitividade no mercado, estimulando a inovação. Outro aspecto com potencial favorecimento, portanto, é a modicidade tarifária (EPE, 2019b, STIRLING, 2010).

Dessa forma, com uma matriz diversificada, é possível valorizar os atributos das diferentes fontes por meio de sua combinação. Não obstante, para que os efeitos positivos associados sejam potencializados, é preciso entender como elas se complementam na operação do sistema. A complementaridade energética se refere ao comportamento negativamente correlacionado das fontes e pode ser avaliada com base no recurso ou na geração de energia (BELUCO, RISSO, *et al.*, 2019). Para fins desta dissertação, o termo é aplicado à geração, assim como no trabalho de Kougias, Szabó, *et al.* (2016).

De acordo com o estudo de revisão realizado por Jurasz, Canales, *et al.* (2020), há três tipos de complementaridade energética: espacial, temporal ou espaço-temporal. A espacial ocorre quando a escassez em uma região é complementada pela disponibilidade

em outra, ao mesmo tempo. A temporal diz respeito ao caráter complementar em diferentes períodos, considerando uma mesma região. Já a espaço-temporal integra as duas anteriores.

Esta última abordagem é fundamental para análises focadas em países onde a geração sofre influência significativa das condições naturais e o sistema se interconecta ao longo de uma grande extensão territorial. O Brasil é um exemplo claro de tal tipo de situação, como ilustrado com apoio da Figura 4. No SIN, a malha de transmissão desempenha função essencial na integração das fontes intermitentes, uma vez que a complementaridade é explorada e a energia pode ser escoada entre os subsistemas, favorecendo o compartilhamento de reservas operativas (GIZ, 2019).

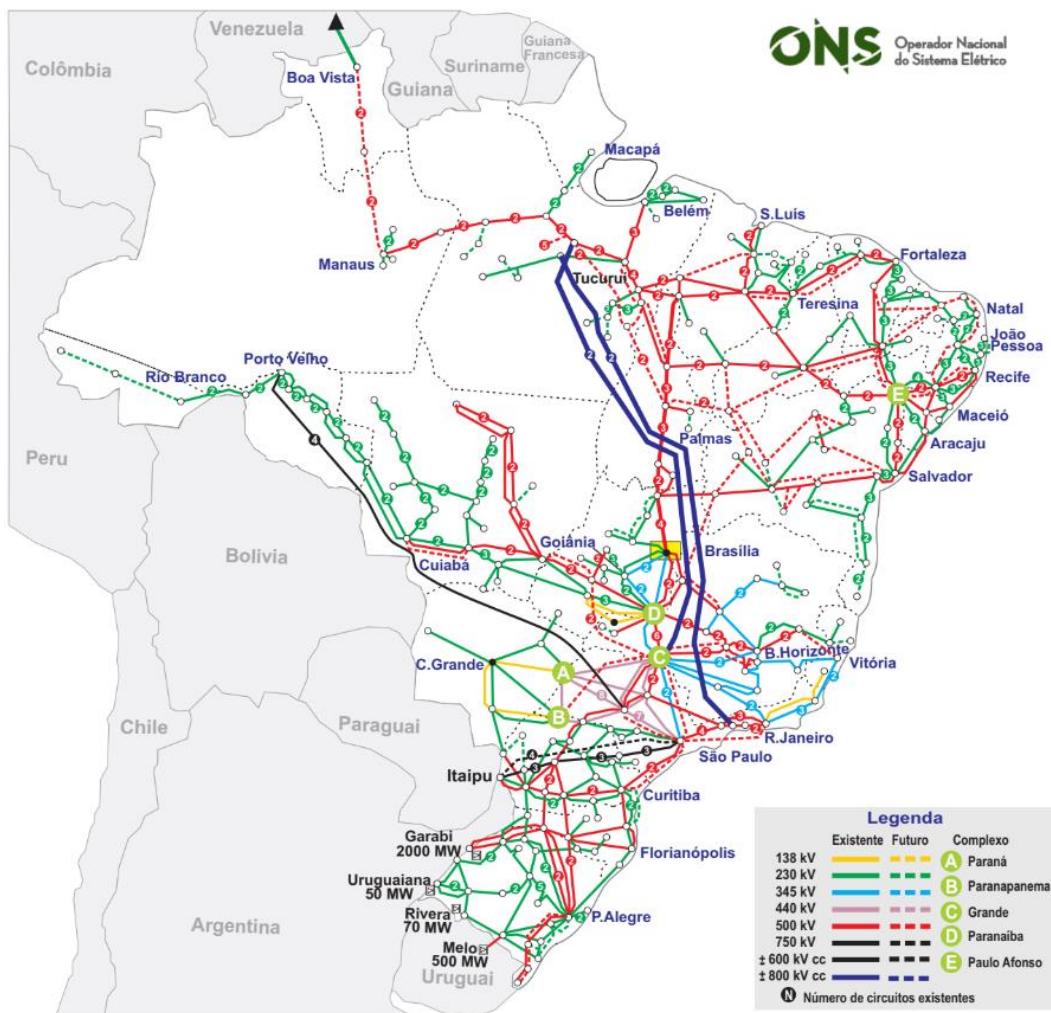


Figura 4: Diagrama da rede de transmissão do SIN (horizonte 2024).

Fonte: ONS (2021c).

Em geral, estudos de complementaridade são aplicados principalmente à análise da relação entre duas fontes renováveis, com foco na disponibilidade de seus recursos. A combinação solar-eólica é recorrente, considerando a característica intermitente de ambas, mas com comportamentos distintos ao longo do dia. Não obstante, também são encontradas avaliações envolvendo a fonte hidráulica com cada uma das outras duas citadas e, em menor escala, incluindo mais de duas fontes (JURASZ, CANALES, *et al.*, 2020). Nessas circunstâncias, a presente dissertação se diferencia ao contemplar fontes renováveis e não-renováveis em um mesmo estudo, sob a ótica da geração no sistema.

Com base na complementaridade entre os recursos eólico e solar, Viviescas, Lima, *et al.* (2019) mostram o potencial dessas fontes intermitentes para aumento da segurança energética de forma integrada na América Latina. São levados em conta também possíveis impactos de longo prazo relacionados às mudanças climáticas. Entre as principais constatações dos autores, destaca-se a possibilidade de o Brasil desempenhar importante função na integração de tais fontes no continente, pela relação fortemente complementar com os recursos dos demais países em diferentes escalas temporais.

Em contraste com tal aplicação continental, pode ser citado o trabalho de Schmidt, Cancella, *et al.* (2016), que avalia como os recursos eólicos de estados específicos do Brasil são complementares frente à sazonalidade hidrológica de diferentes partes do país. O estudo é conduzido no sentido de verificar se a composição eólica-hidráulica é mais favorável do que a expansão da capacidade hidrelétrica no longo prazo. Como resultado, os autores identificam que a referida combinação reduz o risco de baixa disponibilidade de recursos energéticos, seja considerando eólicas em estados do subsistema NE ou S.

Os estudos mencionados, assim como na maior parte da literatura sobre o tema (JURASZ, CANALES, *et al.*, 2020), utilizam coeficientes de correlação – em especial, o de Pearson – como métrica de análise da complementaridade. Alguns autores adotam índices mais complexos, como Canales, Jurasz, *et al.* (2020), que conjugam coeficientes utilizando técnicas multicritérios para obter um valor adimensional que permita a avaliação de três fontes simultaneamente. Não obstante, por consistir em um método estatístico já consolidado e amplamente utilizado na área, agregando maior

comparabilidade, esta dissertação aplica o coeficiente de Pearson (JURASZ, CANALES, *et al.*, 2020, KOUGIAS, SZABÓ, *et al.*, 2016, VIVIESCAS, LIMA, *et al.*, 2019).

Tal coeficiente mede a associação linear entre duas variáveis aleatórias, apresentando valores entre -1 e 1. Valores negativos indicam uma anticorrelação e, quanto mais próximos de -1, mais intenso é o comportamento complementar das variáveis entre si. Já os positivos apontam que ambas são diretamente proporcionais, enquanto coeficientes nulos sugerem a ausência de correlação. Conforme apresentado por Canales, Jurasz, *et al.* (2020), a formulação do coeficiente de Pearson ( $r$ ) pode ser dada por:

$$r_{xy} = \frac{COV(x, y)}{\sigma_x \sigma_y}$$

Onde:

- $x$  e  $y$  são as variáveis de interesse;
- $COV(x, y)$  é a covariância entre tais variáveis;
- $\sigma_x$  e  $\sigma_y$  representam o desvio padrão para cada uma delas.

Como se pode notar, esse tipo de coeficiente promove uma análise aos pares. No caso da complementaridade energética, as variáveis consideradas neste estudo são os montantes de geração associados às fontes. Não obstante, este método foi aplicado analogamente com a finalidade de se confrontar o PLD dos diferentes submercados, aproximado pelo respectivo CMO, com cada tipo de geração.

### 3.2. Definição do Modelo Computacional

Para a viabilização das análises propostas, o modelo matemático adotado como ferramenta computacional neste trabalho precisou atender a determinadas características específicas. Tratando-se de um estudo relacionado à precificação horária da energia elétrica, foi necessário selecionar um modelo de otimização da operação com discretização temporal pelo menos equivalente. Além disso, uma maior granularidade permite a representação mais acurada da variabilidade das fontes intermitentes, sendo importante também na ótica da complementaridade da geração.

Outro fator relevante diz respeito à possibilidade de regionalização do sistema na modelagem, ao mesmo tempo em que a individualização das usinas não pode ser descartada. Por um lado, o agrupamento dos resultados em conjuntos estabelecidos garante a transposição para a realidade dos preços zonais por submercado, praticados no setor. Por outro, favorece a verificação dos aspectos espaciais relacionados à complementaridade. Já a consideração das plantas individualizadas na modelagem torna mais próxima da realidade a decisão operativa do sistema.

Entre as potenciais opções de modelos existentes em conformidade com os requisitos mencionados, encontra-se o PLEXOS®. Trata-se de uma ferramenta desenvolvida pela *Energy Exemplar*, utilizada em diversos estudos internacionais. Uma de suas principais vantagens é o fato de ser um modelo estocástico, que representa o caráter probabilístico típico da geração renovável (CAVADOS, 2015, DIUANA, 2017). Em contraste, por ser um produto comercial cujo acesso é limitado e por contemplar operação e expansão de forma conjunta, extrapolando o escopo desta dissertação, ele não foi selecionado.

Como alternativa, considerou-se também o modelo COPA, acrônimo do inglês *Climate Based Optimization of Renewable Power Allocation*. O COPA é uma ferramenta de código aberto, desenvolvida com propósito acadêmico em uma universidade austríaca, o que o torna mais acessível. Sua abordagem é determinística e, enquanto contempla o longo prazo com alto nível de detalhe na escala temporal, a representação das usinas se dá de forma agregada por reservatórios equivalentes como simplificação. Além disso, por ser um modelo que minimiza custos de investimento, pode ser mais apropriado para estudos com maior foco na expansão, apesar de também otimizar os custos de operação (NOGUEIRA, 2020, SCHMIDT, 2016). Dessa forma, sua adoção não se concretizou.

Optou-se, então, pela utilização do DESSEM, que faz parte da cadeia de modelos computacionais que respalda a operação do SIN e a formação do PLD. Por esse motivo, os resultados obtidos a partir dele se aproximam mais daqueles que seriam percebidos pelo mercado sob as condições de operação consideradas nos cenários propostos. Ademais, embora seja uma ferramenta comercial, seu acesso foi facilitado por meio de uma licença cedida pelo CEPEL, responsável pelo desenvolvimento e pela distribuição

do DESSEM, viabilizando a realização deste estudo. A seguir, apresenta-se a descrição do modelo.

### 3.2.1. Modelo DESSEM

O DESSEM é um modelo computacional de otimização dedicado à resolução do problema da programação diária, que busca minimizar o custo total da operação de sistemas hidrotérmicos no horizonte de curtíssimo prazo, sujeito a restrições sistêmicas, de segurança, de rede, de condições operativas das usinas térmicas e hidráulicas, entre outras (CEPEL, 2019). Segundo Santos, Diniz, *et al.* (2020), sua função objetivo pode ser representada matematicamente como:

$$\min Z = \sum_{t=1}^T \left[ \sum_{i=1}^{nt} (cst_i^t + ct_i^t gt_i^t) + \sum_{j=1}^{NCI} ci_j^t Eim_j^t - \sum_{j=1}^{NCE} ce_j^t Eex_j^t \right] + \alpha_{FCF}(V_i + R_i)$$

Onde:

- $T$  é o número de períodos de tempo;
- $nt$  é o número de unidades térmicas;
- $cst_i^t$  é o custo de ligar ou desligar cada unidade  $i$  no período  $t$ ;
- $ct_i^t$  é o custo variável linear da geração térmica da unidade  $i$  no período  $t$ ;
- $gt_i^t$  é a geração da unidade térmica  $i$  no período  $t$ ;
- $NCI$  é o número de contratos de importação;
- $ci_j^t$  é o preço unitário de compra de energia do contrato  $j$  no período  $t$ ;
- $Eim_j^t$  é a energia comprada do contrato  $j$  no período  $t$ ;
- $NCE$  é o número de contratos de exportação;
- $ce_j^t$  é preço unitário de venda de energia do contrato  $j$  no período  $t$ ;
- $Eex_j^t$  é a energia vendida do contrato  $j$  no período  $t$ ;
- $\alpha_{FCF}$  é o valor esperado do custo futuro após o período  $T$ , em função do armazenamento final  $V_i$  e da água retida  $R_i$  na calha imediatamente à montante, para cada usina hidrelétrica  $i$ .

Assim, a primeira parcela indica os custos da geração termelétrica e a segunda se refere ao balanço de importações e exportações de energia oriunda de fora do SIN. Já a terceira e última diz respeito aos valores associados à FCF proveniente do DECOMP, que confere a aversão a risco ao DESSEM, apesar de tal modelo não considerá-la de forma explícita. Essa FCF é acoplada ao final do horizonte de estudo do DESSEM, que tem o alcance de até duas semanas (CEPEL, 2019).

Assim como no acoplamento entre os modelos anteriores da cadeia oficial, a FCF fornece ao DESSEM o chamado valor da água. Esta informação indica o valor presente dos benefícios incrementais no futuro de se armazenar água nos reservatórios ao final do horizonte, considerando a operação integrada do sistema. Dessa forma, trata-se da economia com os custos evitados de geração térmica ou de eventuais déficits (CEPEL, 2019).

Este modelo de horizonte semanal e aplicação diária é discretizado em períodos de até meia-hora, permitindo também o agrupamento em diversos patamares cronológicos de duração variável. É importante ressaltar nesse sentido que tais patamares se diferenciam daqueles mencionados para os outros modelos, que não têm relação temporal sequencial entre si e dizem respeito ao escalonamento dos níveis de carga. Não obstante, a definição dos patamares cronológicos do DESSEM também é usualmente guiada pelo comportamento da curva de demanda (CEPEL, 2019).

O DESSEM representa os quatro submercados reais já citados e um fictício (FC), relacionado à ramificação N-NE-SE/CO, podendo incluir ainda o nó fictício de Ivaiporã (IV) referente à bifurcação das diferentes frequências de Itaipu. Nesse sentido, os nós fictícios não possuem demanda nem geração, servindo como artifícios de modelagem. Entre os submercados, ocorrem intercâmbios de energia por meio dos troncos de interligação, cuja capacidade é limitada. Internamente a eles, pode ser representada a rede elétrica, dotada de restrições diversas. Entretanto, conforme abordado no item 2.2, a modelagem aplicada à formação do PLD horário não contempla esse tipo de detalhamento, sendo ele reservado para fins operacionais. Além disso, o modelo permite o registro de contratos de importação e exportação referentes a sistemas externos, como a Argentina (CEPEL, 2019).

As plantas geradoras são alocadas nos submercados e sua representação ocorre em diferentes níveis de detalhe. As usinas hidrelétricas são cadastradas individualmente, dispostas em cascata na bacia. Em relação a elas, são considerados diversos parâmetros operativos, incluindo produtividade, potência, limites mínimo e máximo, volume, vazão, bombeamento, evaporação, balanço, entre outros. Devido à granularidade do modelo, é considerado também o tempo de viagem entre as usinas, isto é, o intervalo entre a saída da água de uma usina sua chegada à planta à jusante (CEPEL, 2019).

Já as usinas termelétricas são detalhadas até o nível de suas respectivas unidades geradoras. Isto atribui ao DESSEM a capacidade de lidar com o chamado *unit commitment*, que considera restrições específicas de acionamento, desligamento e rampas de alívio e tomada de carga, configurando as variações ao longo do tempo. Assim, o modelo permite a alocação ótima da geração térmica entre as unidades pertencentes a cada usina, inclusive para plantas a ciclo combinado. Ademais, são considerados também os limites mínimo e máximo de geração, o tempo mínimo de permanência pós-desligamento, paradas para manutenção e, de modo essencial, o CVU (CEPEL, 2019).

Por sua vez, entre as usinas não despacháveis centralizadamente, também conhecidas como pequenas usinas, figuram: eólicas, solares, pequenas térmicas de geração fixa e PCH. Tais plantas têm a sua geração individual diretamente informada pelo usuário para cada período do horizonte e podem ser representadas em diferentes arquivos do modelo. A depender da representação escolhida<sup>9</sup>, essa geração é diretamente abatida da demanda, resultando na carga líquida a ser atendida pela otimização. Ou, alternativamente, pode ser ativada a função *constrained-off*, que permite que o modelo reduza tal geração para evitar violações de rede (CEPEL, 2019). Embora os estudos de caso desta dissertação não considerem o detalhamento de rede interno aos submercados, tal opção foi acionada. Afinal, esse recurso integra melhor a operação dessas usinas à otimização realizada, por alterar seu aspecto anteriormente mandatório para prioritário,

---

<sup>9</sup> Bloco de pequenas usinas (PQ) do arquivo entdados.dat ou arquivo renovaveis.dat.

podendo trazer benefícios de redução de custo e maior flexibilidade para o sistema (COTIA, BORGES, *et al.*, 2019).

Em suma, o esquema de modelagem do DESSEM é apresentado na Figura 5. Nesse sentido, cabe a ressalva de que para fins de formação oficial de preço e, portanto, no escopo deste trabalho, não foram utilizados todos os níveis de detalhamento disponíveis no modelo. Entre eles, destaca-se como a discretização espacial por barra.

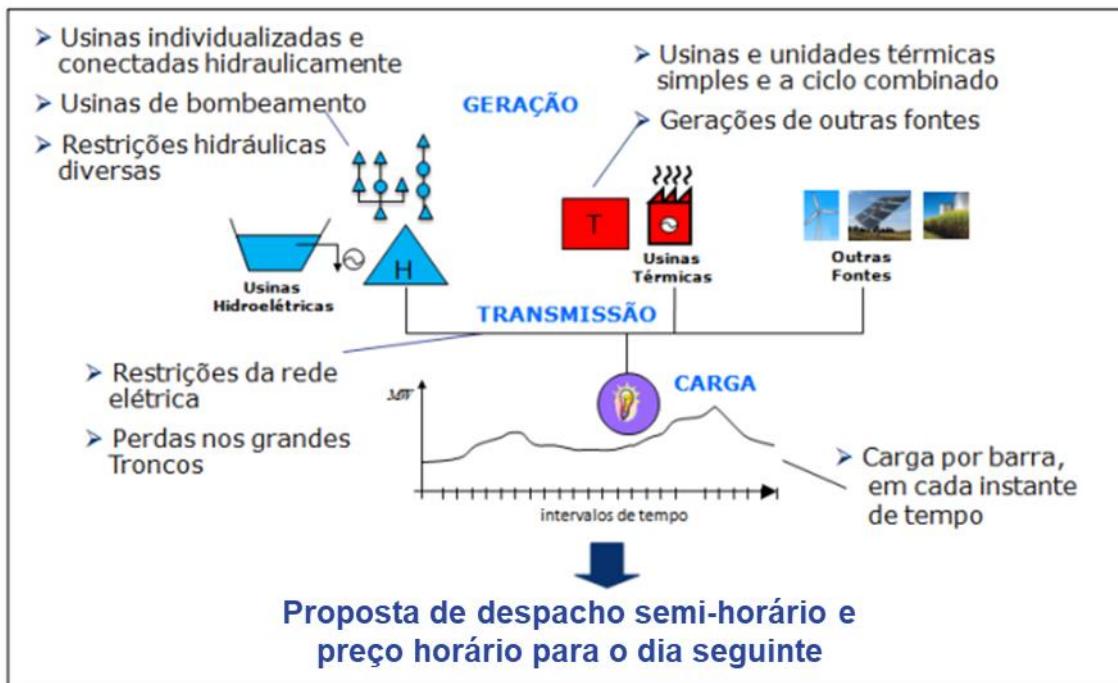


Figura 5: Representação esquemática da modelagem do DESSEM, conforme o manual.

Fonte: adaptado de CEPEL (2019).

Com base nos dados de entrada, o modelo realiza a otimização de forma determinística por Programação Linear Inteira Mista (MILP). Este tipo de resolução se deve à existência simultânea de variáveis contínuas e inteiras, sendo as últimas vinculadas a condições de estado típicas do *unit commitment*. Conforme antecipado, entre os principais resultados do DESSEM para os cenários deste trabalho, a serem descritos a seguir, são destacados o CMO e o despacho ótimo. Não obstante, o modelo pode também ser utilizado com a finalidade de avaliar o balanço hídrico do sistema, fluxos de potência e proporcionar análises de sensibilidade em relação a restrições do sistema ou mesmo fatores externos.

### **3.3. Definição e Construção dos Cenários**

A abordagem de cenários adotada pelo presente estudo permite que situações reais vinculadas à operação do SIN sejam confrontadas com casos alternativos hipotéticos. Dessa forma, a compreensão de efeitos associados às diferentes condições operativas do sistema torna-se facilitada. Assim, foram definidos 14 casos de estudo para avaliação, sendo: 2 casos base, 8 casos alternativos principais e 4 alternativos secundários, de caráter complementar.

Para os casos base, foram utilizados diretamente os *decks*<sup>10</sup> disponibilizados pela CCEE (2020a) durante o período de divulgação do preço sombra, entre abril de 2018 e dezembro de 2020, para ambientação dos agentes. Tal decisão foi baseada no propósito de se aproximar ao máximo do que viria a ser a nova forma de precificação, garantindo a aplicação dos mesmos parâmetros e premissas apresentados ao mercado. Especificamente, optou-se por considerar casos referentes a 2019, por terem sido reprocessados pela CCEE com uma mesma versão estável do modelo (19.0.5), assegurando maior consistência. Outros motivadores para isso também foram a ausência de *decks* para o ano de 2018 de forma integral e a pandemia de COVID-19 que afetou o país de forma atípica a partir de março de 2020.

A consideração de 2 casos base distintos foi orientada pela relevância dos aspectos sazonais do regime hidrológico para o SIN, devido à expressiva participação hidrelétrica. Assim, foram selecionados os *decks* de 2 dias operativos, associados aos períodos úmido e seco, respectivamente. Sua definição foi baseada no histórico da operação, utilizando como critério o total diário de vazões afluentes, calculado pela soma das afluências de cada reservatório do SIN. Foram, então, verificadas as ocorrências situadas nas extremidades dos valores observados, culminando na determinação das seguintes referências: caso base úmido – 13 de março; caso base seco – 8 de setembro. A Figura 6

---

<sup>10</sup> Termo referente ao conjunto de arquivos contendo os dados a serem processados pelos modelos.

ilustra a série de dados considerada e as datas escolhidas, evidenciando também a sazonalidade dos recursos hídricos.

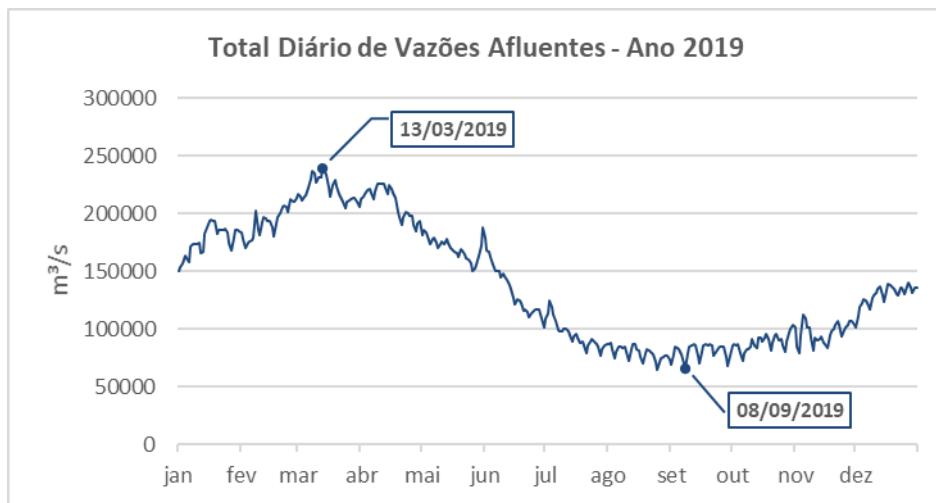


Figura 6: Total diário de vazões afluentes aos reservatórios do SIN no ano de 2019.

Fonte: elaboração própria a partir de dados do ONS (2021b).

Uma vez definidos os cenários base, foram formulados os casos alternativos de interesse para fins das análises propostas, cuja descrição é precedida da motivação que se segue. Conforme já mencionado, o aumento da participação das fontes intermitentes no suprimento de energia elétrica no Brasil é uma realidade. Além disso, em países com expansão acelerada desse tipo de energia renovável, estudos mostram que excedentes de tal geração já causam impactos sobre os preços da energia, muitos dos quais contam com uma formação horária para o dia seguinte. São principalmente relatados: o declínio dos valores, associado ao custo variável nulo de tais fontes e subsequente deslocamento do despacho das demais – conhecido como “efeito de ordem de mérito”; a maior volatilidade, tendo em vista a variabilidade e a incerteza da disponibilidade do recurso (BRANCUCCI MARTINEZ-ANIDO, BRINKMAN, *et al.*, 2016, DE VOS, 2015, DEANE, COLLINS, *et al.*, 2017, KYRITSIS, ANDERSSON, *et al.*, 2017). Por isso, este trabalho contemplou situações análogas hipotéticas para o caso brasileiro, investigando-se possíveis desafios de uma expansão da geração intermitente eventualmente descompassada frente à da transmissão, essencial para escoar excedentes.

De tal modo, os cenários alternativos estabelecidos neste trabalho abordaram incrementos escalonados de capacidade eólica em diferentes submercados, mantidas inalteradas as demais condições, pressupondo aumentos proporcionais da respectiva geração. A fonte eólica foi selecionada para tal variação, em detrimento da solar fotovoltaica, pelo fato de já ocupar lugar de destaque na matriz brasileira, sendo mais propensa a provocar excedentes. Nesse sentido, foram impostos incrementos de 25% e 50% da capacidade eólica do SIN, no NE e no S de forma exclusiva, compondo os 4 cenários alternativos principais de cada período. Esta abordagem levou em conta que tais submercados são os pontos focais da geração eólica no país e apresentam perfis diferenciados entre si (SCHMIDT, CANCELLA, *et al.*, 2016).

O processo de preparação dos arquivos de entrada dos casos alternativos se deu pela modificação direcionada de dados específicos constantes nos *decks* originais. Especificamente, foram editados os blocos de capacidade instalada e de geração do arquivo “renovaveis.dat” dos casos base, aplicando-se fatores multiplicadores sobre os parques eólicos do NE e do S por vez, referentes aos respectivos incrementos do SIN. Como os diferentes tipos de usinas não despacháveis centralizadamente são categorizados como “EOLICA” no DESSEM, foi necessário realizar um filtro prévio dos parques eólicos reais, referenciado pelos registros do modelo de previsão de ventos publicados pelo ONS para os mesmos dias (ONS, 2019b).

Os respectivos incrementos correspondentes ao NE e ao SE foram calculados com base nos valores médios para o ano de 2019 da capacidade eólica instalada do SIN e dos submercados (ONS, 2021a). Dessa forma, por regra de três, um aumento de 25% do SIN equivale a uma adição de 30% do NE ou de 185% do S, realizados de forma exclusiva. Analogamente, para 50% de capacidade adicional do SIN, os valores incrementais para cada submercado separadamente são dobrados. Em termos absolutos, as capacidades incrementais aplicadas (3.732,5 MW e 7.463 MW) se assemelham em grandeza às de Cavados (2015), que considerou 3.000 MW e 6.000 MW adicionais em seus cenários. A Tabela 1 sintetiza tais informações.

Tabela 1: Incrementos exclusivos no NE e no S, com base na capacidade instalada.

	<b>SIN</b>	<b>NE</b>	<b>S</b>
Média da Capacidade Eólica Instalada - 2019 (MW)	14.926	12.530	2.018
Incrementos Percentuais Correspondentes	25% 50%	<b>30%</b> <b>60%</b>	<b>185%</b> <b>370%</b>

Fonte: elaboração própria a partir de ONS (2021a).

Além dos cenários alternativos principais citados anteriormente, foram incluídos em caráter secundário 2 outros casos para cada período. Estes últimos tiveram como objetivo enriquecer as análises referentes aos demais, apontando também o papel da transmissão no aproveitamento dos benefícios da complementaridade da geração. Para tanto, foi realizada a remoção dos limites de exportação de energia do NE e do S em seus respectivos cenários incrementais de maior aumento eólico, liberando o escoamento dos excedentes. Na prática, isto envolveu a edição do bloco de intercâmbios e restrições elétricas correspondentes, no arquivo “entdados.dat”. A Tabela 2 sumariza os cenários base e alternativos avaliados.

Tabela 2: Resumo dos cenários.

<b>Período</b>	<b>Tipo de Cenário</b>	<b>Nome</b>	<b>Descrição</b>
Úmido	Alternativos Principais	Base	Deck CCEE da operação sombra do dia 13/03/2019
		UMIDO_BASE	
		UMIDO_25SIN-NE	+25% da capacidade eólica do SIN exclusivamente no NE
		UMIDO_25SIN-S	+25% da capacidade eólica do SIN exclusivamente no S
		UMIDO_50SIN-NE	+50% da capacidade eólica do SIN exclusivamente no NE
	Alternativos Secundários	UMIDO_50SIN-S	+50% da capacidade eólica do SIN exclusivamente no S
		UMIDO_50SIN-NE_EXP	+50% da capacidade eólica do SIN exclusivamente no NE, flexibilizando seu limite de exportação
Seco	Alternativos Principais	SECO_BASE	Deck CCEE da operação sombra do dia 08/09/2019
		SECO_25SIN-NE	+25% da capacidade eólica do SIN exclusivamente no NE

Período	Tipo de Cenário	Nome	Descrição
Alternativos Secundários		SECO_25SIN-S	+25% da capacidade eólica do SIN exclusivamente no S
		SECO_50SIN-NE	+50% da capacidade eólica do SIN exclusivamente no NE
		SECO_50SIN-S	+50% da capacidade eólica do SIN exclusivamente no S
		SECO_50SIN-NE_EXP	+50% da capacidade eólica do SIN exclusivamente no NE, flexibilizando seu limite de exportação
		SECO_50SIN-S_EXP	+50% da capacidade eólica do SIN exclusivamente no S, flexibilizando seu limite de exportação

Fonte: Elaboração própria (2021).

Para otimização dos cenários propostos, o modelo DESSEM foi acessado remotamente, por meio da máquina virtual vinculada a um computador do Laboratório Interdisciplinar de Meio Ambiente (LIMA), com 8 GB de memória RAM, sendo 6 GB alocados para execução do modelo. Em termos de disco rígido (HD), a máquina foi configurada com 48 GB, fornecendo cerca de 42 GiB livres após as instalações necessárias. Utilizou-se o sistema operacional Linux 3.10.0-1062.el7.x86\_64 da distribuição CentOS e, com essas características, o tempo médio de processamento para cada cenário foi de 2 horas e 47 minutos.

Por fim, destaca-se que, além das planilhas digitais convencionais, foi aplicada programação em linguagem Python para facilitar o tratamento do grande volume de dados considerados no processo de estruturação dos casos. Os pacotes utilizados foram: NumPy, Pandas, Matplotlib e Seaborn. Tais ferramentas também foram úteis durante a análise de resultados, para aplicação de métodos de estatística descritiva.

Nesse sentido, além do cálculo de coeficientes de correlação já mencionado no item 3.1, foi realizada a análise exploratória de dados, a fim de fornecer uma visão ampla dos resultados obtidos, por meio de medidas de resumo. Foram, portanto, calculados os pontos notáveis referentes aos principais parâmetros de interesse do estudo, incluindo: mediana, média, quartis, desvio padrão, entre outros. Foi possível também elaborar gráficos do tipo violino, uma variação do clássico *boxplot*, para análises de dispersão de resultados (SWEENEY, WILLIAMS, *et al.*, 2014).

#### **4. Análise de Complementaridade**

Este capítulo dá início à abordagem dos resultados obtidos para os cenários de interesse, cuja exposição se concentra na otimização referente ao dia seguinte. As análises aqui apresentadas dedicam-se à geração das diferentes fontes do SIN, com foco em sua complementaridade, considerando as especificidades de cada submercado. No entanto, antes de se investigar a relação entre as fontes de geração de modo espacialmente mais detalhado, é importante ter uma visão geral das diretrizes de despacho e das implicações dos cenários para o SIN como um todo.

Para esse propósito, a Figura 7 e a Figura 8 apresentam a geração total de cada fonte ao longo do dia para os períodos seco e úmido, respectivamente. Tendo em vista a magnitude da participação da geração hidrelétrica na matriz brasileira, tal fonte foi representada em escala diferente das demais, posicionando-se no eixo vertical principal, à esquerda. Por sua vez, as gerações termelétrica, eólica e de outras pequenas usinas correspondem ao eixo secundário, à direita.

No período seco (Figura 7), nota-se que a geração hidrelétrica atingiu menor nível devido à baixa disponibilidade de seu recurso energético, conforme esperado. Em contraste, a geração eólica ocorreu de modo mais intenso em tal momento, alcançando montantes superiores ao dobro dos verificados no período úmido (Figura 8). Contudo, um despacho termelétrico mais elevado também se fez necessário para compensar a escassez hídrica do ponto de vista de oferta de energia. Já as outras pequenas usinas se mantiveram com grau semelhante de geração em ambos os períodos.

Comparando os cenários de incrementos eólicos no NE e no S, observa-se que uma mesma capacidade instalada adicional pôde deslocar as demais gerações de modos distintos, conforme o submercado de inserção. Tal constatação remete às particularidades eólicas vinculadas a cada uma das duas regiões, a depender também da época do ano. Nesse sentido, as diferenças identificadas podem ser associadas a três possíveis elementos: o fator de capacidade correspondente, o perfil de disponibilidade do recurso eólico ao longo do dia e a capacidade do sistema de escoar a energia ali produzida.

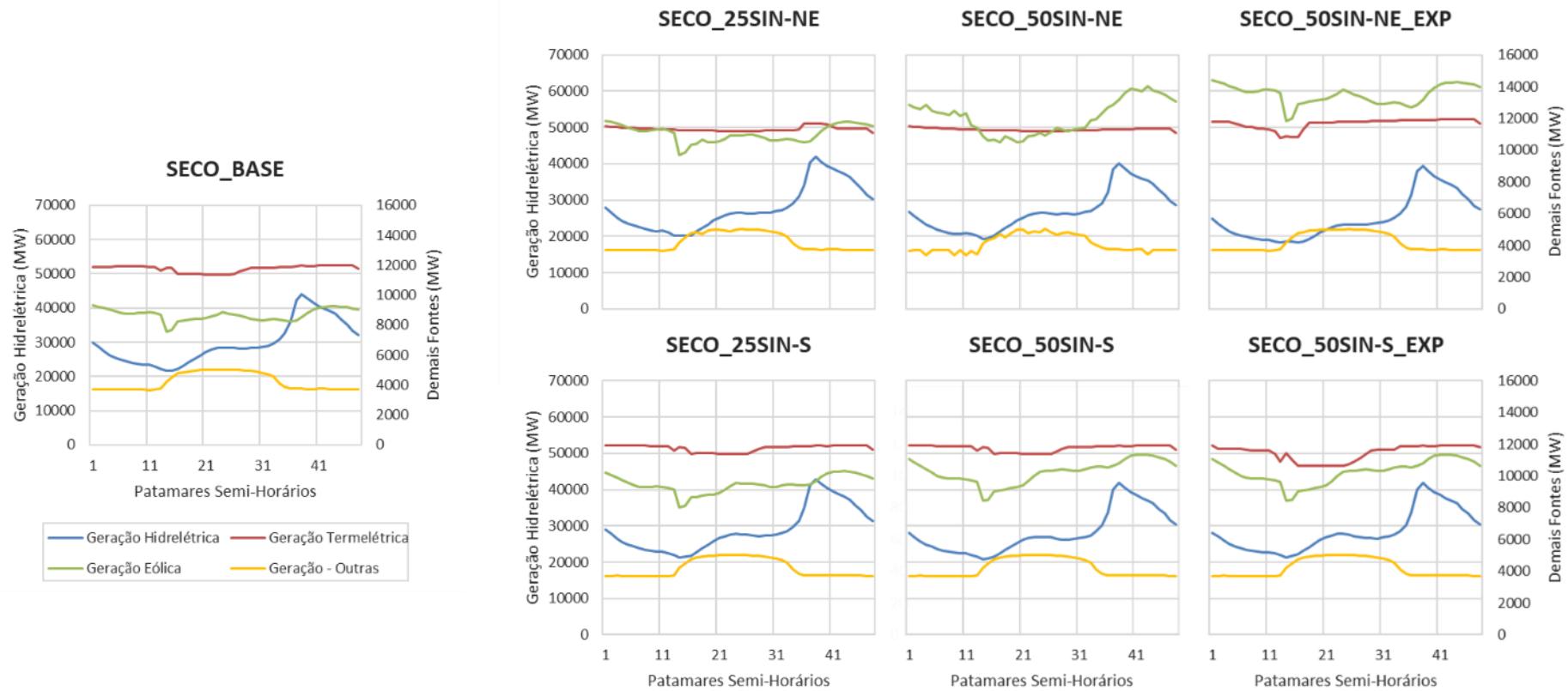


Figura 7: Geração total do SIN por fonte, ao longo do dia seguinte, para os cenários secos.

Fonte: elaboração própria (2021).

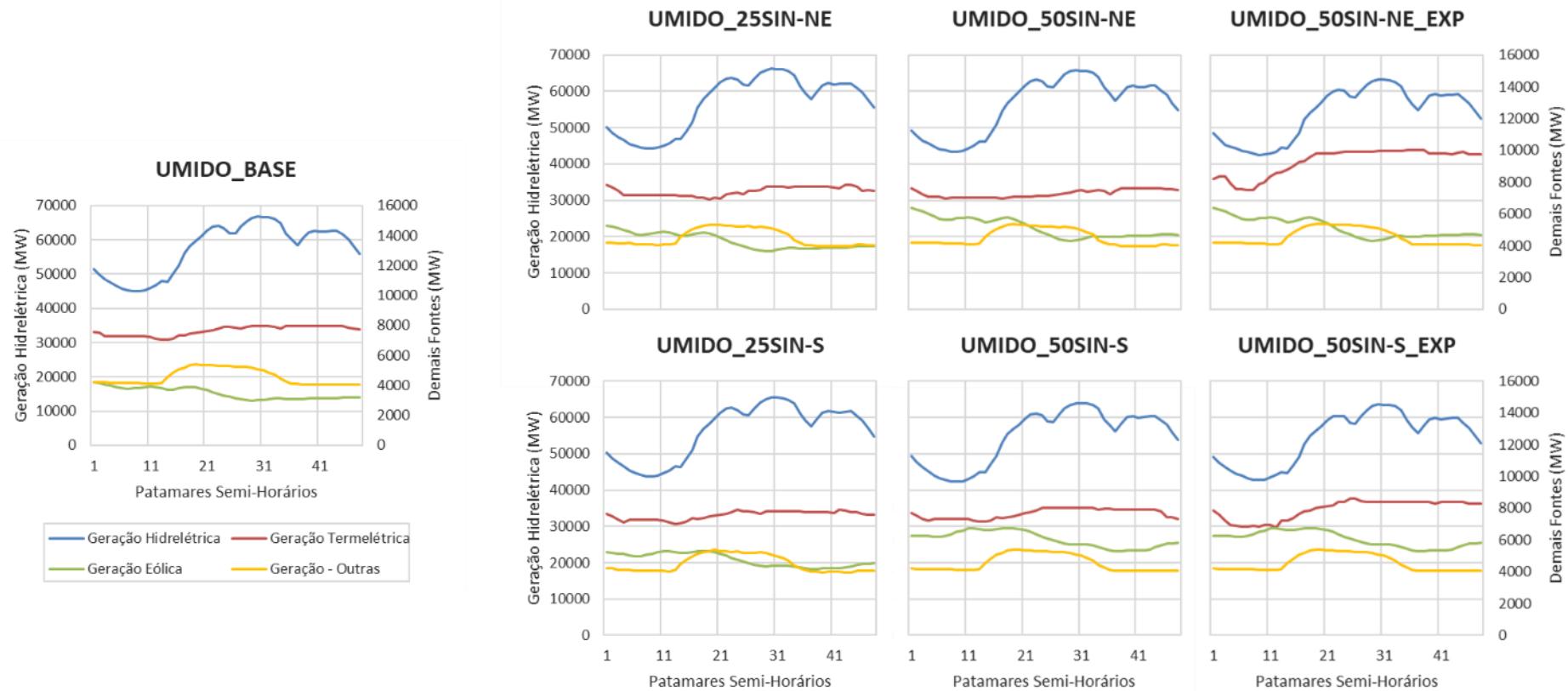


Figura 8: Geração total do SIN por fonte, ao longo do dia seguinte, para os cenários úmidos.

Fonte: elaboração própria (2021).

A inserção aplicada a uma região que proporcione fatores de capacidade maiores faz com que, para uma mesma potência instalada, a translação vertical da curva de geração eólica tenda a ser mais acentuada. Como exemplo desse tipo de efeito, podem ser citados os cenários de acréscimo de 25% do parque eólico do SIN, que revelam ainda aspectos relacionados à sazonalidade. No caso seco, observa-se que a ascensão da curva eólica foi maior para incrementos no NE do que para situação análoga no S, provocando uma lacuna de 1.563 MWmed ao longo dos patamares semi-horários. Já no caso úmido, ocorreu o oposto, embora de modo mais sutil, com uma diferença de 462 MWmed.

Por outro lado, a depender do perfil dos ventos e da infraestrutura de transmissão disponível para escoar a energia gerada, distintas alterações podem ocorrer em relação ao formato da curva de geração eólica entre os cenários. Tratando-se de características regionais diferenciadas quanto à disponibilidade do recurso, um maior nível de incremento tende a fazer com que a curva seja cada vez mais influenciada pelo perfil dominante da região considerada. Nota-se que os cenários de inserção no NE indicaram mais modificações desse tipo no período seco, ao passo que para o S tal efeito se tornou mais perceptível no período úmido.

Nos cenários de incrementos eólicos de 50% do SIN no NE, especificamente, merece destaque ainda o impacto da flexibilização dos limites de intercâmbio desse submercado sobre o comportamento da geração no caso seco. Na situação com a infraestrutura de transmissão inalterada, os resultados das fontes não despacháveis – isto é, a eólica e outras pequenas usinas – apresentaram uma alta variabilidade no decorrer dos patamares. Ao se liberar a exportação do NE, no entanto, as oscilações anteriores foram reduzidas, indicando sua relação com episódios de cortes de geração, como será abordado mais adiante.

Em seguida, uma vez expostos os resultados de geração na visão integrada do sistema, os gráficos da Figura 9 à Figura 16 introduzem o detalhamento por submercado para cada fonte. Assim como na apresentação referente ao SIN, são contemplados pares de ilustrações para os períodos seco e úmido, porém desta vez dedicados às fontes separadamente. Iniciando essa parte da análise, apresentam-se a Figura 9 e a Figura 10, com enfoque na geração hidrelétrica.

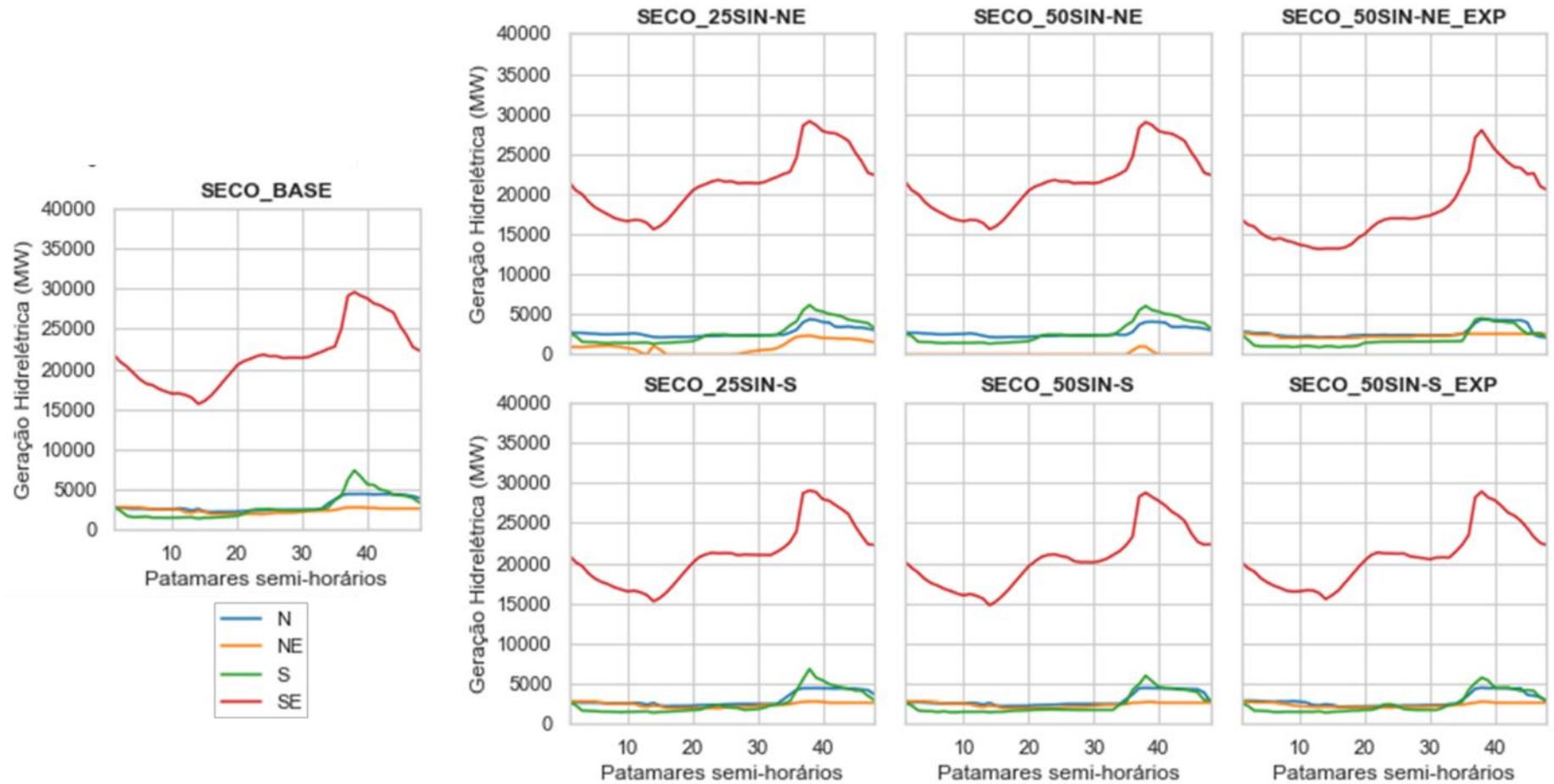


Figura 9: Geração hidrelétrica por submercado, ao longo do dia seguinte, para os cenários secos.

Fonte: elaboração própria (2021).

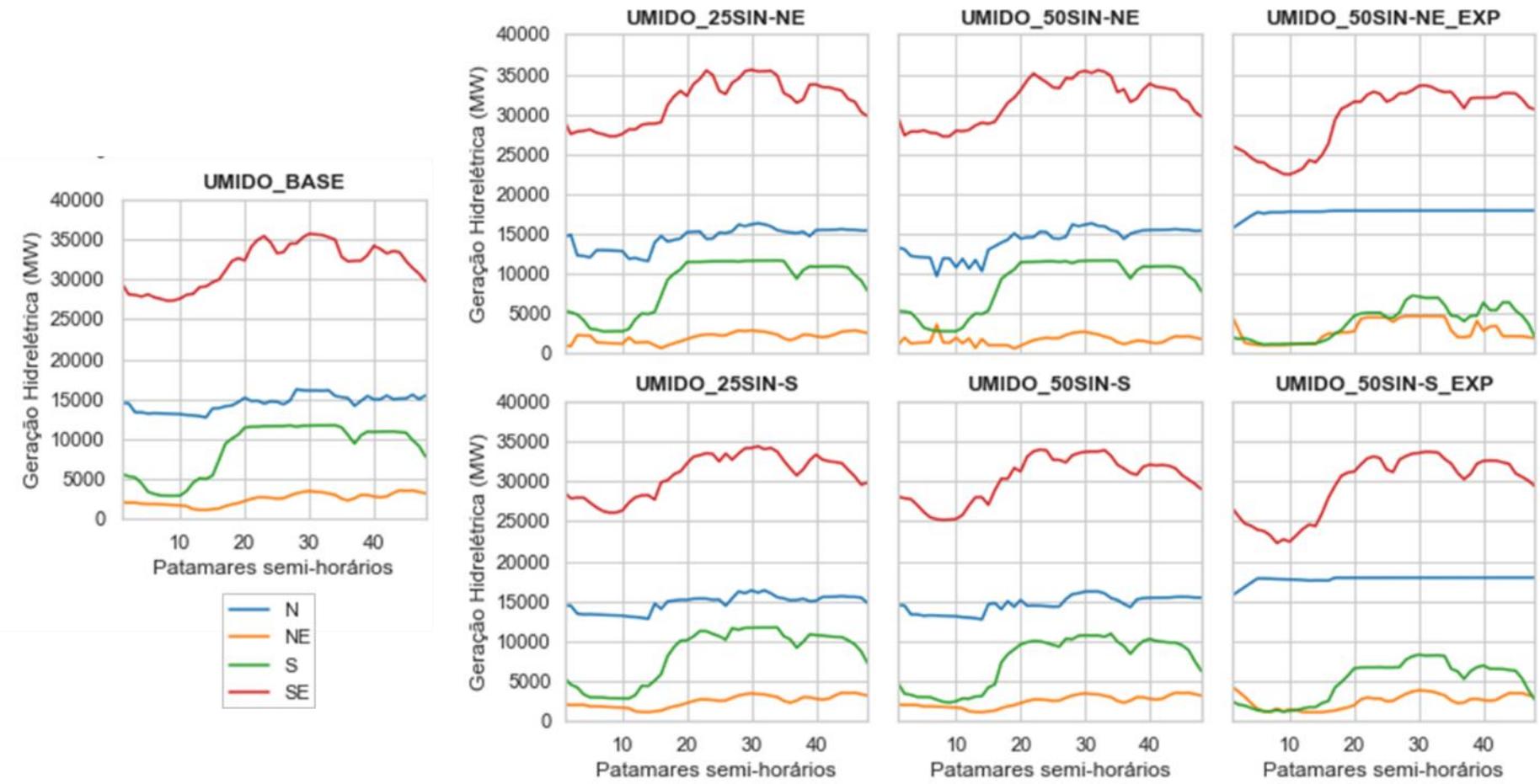


Figura 10: Geração hidrelétrica por submercado, ao longo do dia seguinte, para os cenários úmidos.

Fonte: elaboração própria (2021).

Os gráficos da Figura 9 e da Figura 10 evidenciam que, em todos os cenários de ambos os casos, a geração hidrelétrica do submercado SE/CO foi aquela com maior participação, de modo compatível com a realidade do sistema. Isso se relaciona tanto ao alto grau de aproveitamento energético dos recursos hídricos disponíveis na região, como ao fato de ele ocorrer principalmente por meio de usinas com reservatórios de regularização. Dessa forma, o SE/CO pode garantir grande parte do suprimento de energia para o sistema, mesmo em situações de baixa disponibilidade hídrica.

Na Figura 9, percebe-se que a geração hidrelétrica dos demais submercados atingiu níveis semelhantes entre si no período seco. Em contraste, a Figura 10 indica que uma maior diferenciação entre os níveis de geração ocorreu no caso úmido. Assim, ganha posição de destaque também a hidroeletricidade oriunda do N, cujo perfil se mostrou mais constante ao longo do dia, principalmente nos cenários em que houve flexibilizações de limites de intercâmbio. Tal comportamento mais linear pode ser associado ao fato de as usinas desse submercado serem caracteristicamente a fio d'água. Sendo assim, em situação de maior abundância do recurso, como ocorre no período úmido, sua geração tende a alcançar a potência máxima possível, buscando-se evitar vertimentos desnecessários.

Em termos dos efeitos relativos aos incrementos de eólica realizados, a Figura 9 revela que os submercados NE e do SE/CO sofreram as maiores alterações entre os cenários do período seco, considerando a inserção no NE. Nesse sentido, o NE teve reduções na geração ao longo de todo o dia, que foram revertidas ao se liberar a exportação do submercado. Nesse mesmo cenário, por outro lado, o SE/CO teve sua maior diminuição, principalmente nos patamares da primeira metade do dia. Para a inserção no S, não foram observadas modificações significativas em tal período.

Já no período úmido, a Figura 10 mostra que os submercados SE/CO e S foram os mais afetados pelos incrementos eólicos realizados, em relação à sua geração hidrelétrica. Os impactos mais significativos aconteceram nos cenários com flexibilização de intercâmbio, nos quais o SE/CO teve maior redução na madrugada e o S teve sua curva integralmente deslocada para baixo, diminuindo sua geração hidrelétrica ao longo de todo o dia. Em compensação, nos referidos cenários a curva do N foi transladada para cima,

atingindo um nível mais alto de geração, além do fato destacado anteriormente de ter se tornado mais estável.

De maneira geral, em ambos os períodos pôde-se verificar uma redução da geração hidrelétrica do SIN nos cenários alternativos, em comparação com os respectivos casos base. Essa diminuição remete a possíveis efeitos sobre o GSF e a subsequente exposição dos participantes do MRE no MCP, segundo os conceitos apresentados no item 2.2. No dia úmido, os cenários incrementais no S proporcionaram as maiores variações percentuais. Já no seco, elas corresponderam à inserção no NE e foram mais significativas. Portanto, como o período seco é mais suscetível à escassez hídrica e a redução da hidroeletricidade pode expor os geradores no MCP, devido a quedas no GSF, os incrementos no NE podem trazer maiores desafios para os empreendimentos hidrelétricos nesse aspecto. A Tabela 3 apresenta os quantitativos associados.

Tabela 3: Geração hidrelétrica do dia seguinte por cenário (patamares semi-horários).

Cenário	Geração Hidrelétrica (MWmed)	Variação (%)
SECO_BASE	29.677	-
SECO_25SIN-NE	27.787	-6%
SECO_25SIN-S	28.919	-3%
SECO_50SIN-NE	26.887	-9%
SECO_50SIN-NE_EXP	24.983	-16%
SECO_50SIN-S	28.141	-5%
SECO_50SIN-S_EXP	28.433	-4%
UMIDO_BASE	57.325	-
UMIDO_25SIN-NE	56.771	-1%
UMIDO_25SIN-S	56.174	-2%
UMIDO_50SIN-NE	56.066	-2%
UMIDO_50SIN-NE_EXP	54.004	-6%
UMIDO_50SIN-S	54.728	-5%
UMIDO_50SIN-S_EXP	54.462	-5%

Fonte: elaboração própria (2021).

Em sequência, a Figura 11 e a Figura 12 ilustram os resultados obtidos para a geração termelétrica. Verificou-se em ambos os períodos uma grande participação das térmicas do SE/CO, que não foram afetadas de modo significativo pela capacidade eólica incremental, seja no NE ou S. No caso seco, conforme a Figura 11, os cenários

alternativos principais mostraram uma redução da termoelettricidade do NE, ao serem acrescentadas mais eólicas neste submercado. Nos cenários análogos de inserção no S, entretanto, não foram identificados efeitos aos demais submercados.

Todavia, quando o incremento no S foi acompanhado da flexibilização de sua exportação, viabilizou-se a redução da geração termelétrica do N, principalmente na parte da manhã, e do NE, no início da tarde. Em contrapartida, com o aumento do limite de intercâmbio do NE, parte da redução termelétrica do NE anteriormente comentada foi anulada. Assim, comparando-se com o caso base seco, a adição de 50% da capacidade eólica do SIN no NE com exportação ilimitada ocasionou uma diminuição de geração termelétrica mais restrita ao início da manhã. Além disso, em vez de os efeitos se concentrarem no próprio NE, a redução passou a ser compartilhada entre os submercados N, S e NE.

Por sua vez, no período úmido, a Figura 12 indica que os incrementos no NE com infraestrutura de transmissão inalterada levaram a reduções da geração termelétrica desse submercado na segunda metade do dia. Contudo, ao se fazer o mesmo no S, houve apenas uma sutil redução no SE/CO no cenário de 25%, seguida de sua recomposição no cenário de 50%. Já ao se alterar os limites de intercâmbio, os efeitos tornaram-se mais perceptíveis, principalmente no caso de inserção no NE. Em ambas as situações de inserção com tal liberação do escoamento de energia, houve redução da geração no S e aumento no N e no NE.

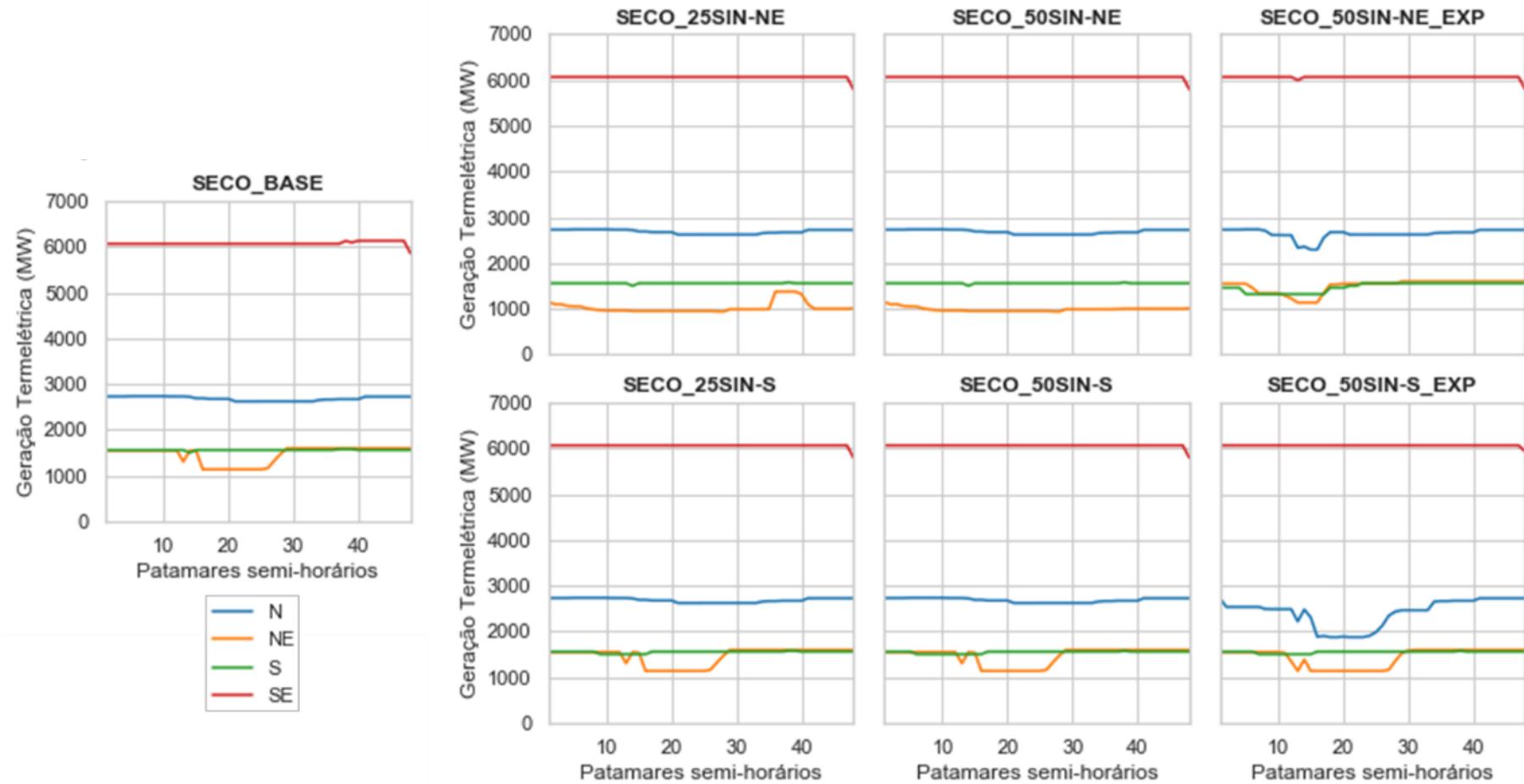


Figura 11: Geração termelétrica por submercado, ao longo do dia seguinte, para os cenários secos.

Fonte: elaboração própria (2021).

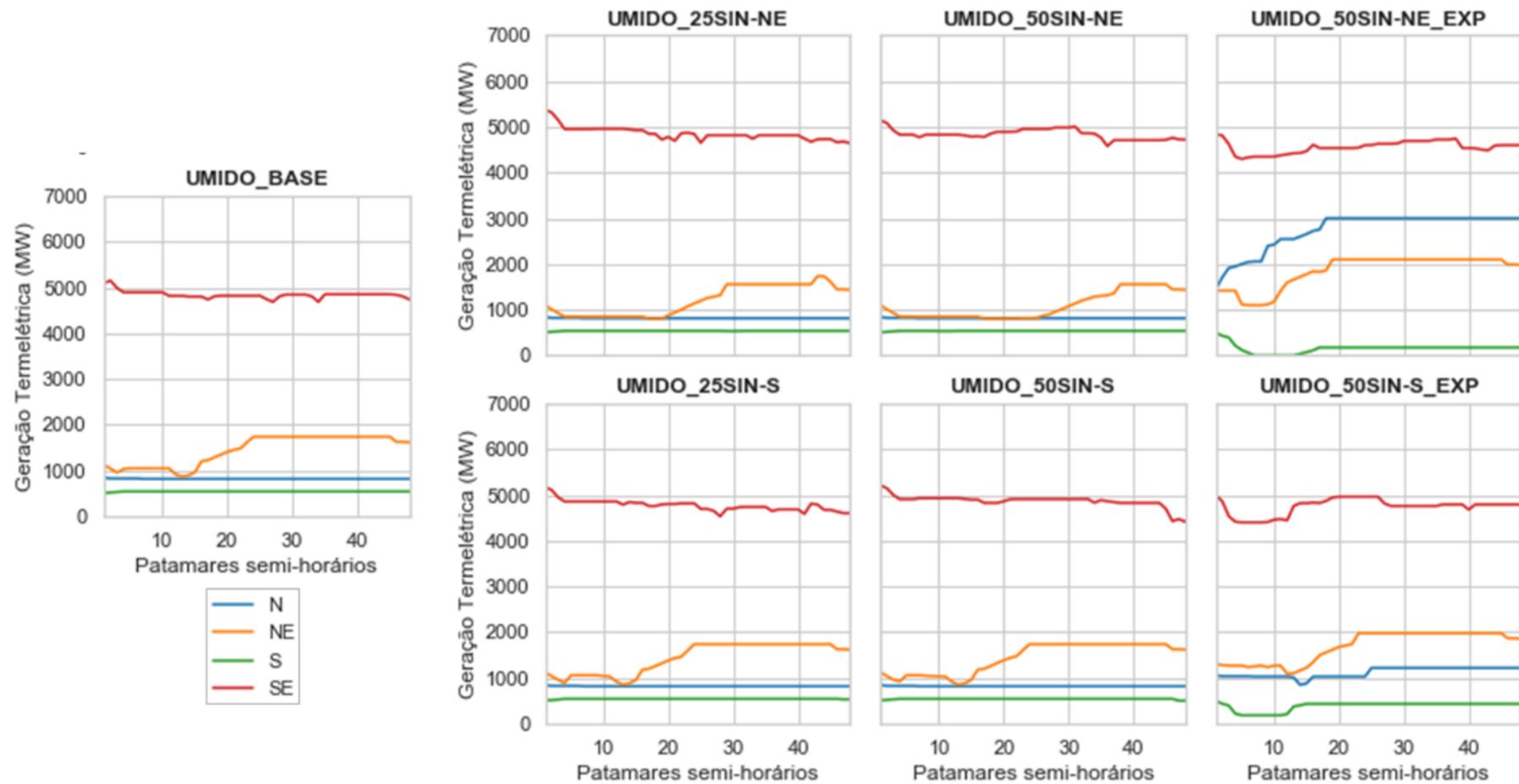


Figura 12: Geração termelétrica por submercado, ao longo do dia seguinte, para os cenários úmidos.

Fonte: elaboração própria (2021).

Um quesito relevante para as análises referentes à geração térmica é a discriminação do despacho, que pode ser definido pela ordem de mérito ou por outros motivos operativos. Entre eles, como resultado da otimização, o DESSEM é capaz de diferenciar diretamente: inflexibilidade, restrições de *unit commitment* e tempo mínimo de desligamento. Em termos práticos, esses despachos podem se fazer necessários eventualmente para cobrir demandas de ponta ou mesmo intermitências de outras fontes, por exemplo. No entanto, o acionamento de termelétricas de CVU mais elevado para partida imediata ocasiona custos mais altos, tanto na ótica marginal da operação do sistema como nos encargos associados no âmbito da comercialização.

A Tabela 4 mostra que, no caso seco, os incrementos eólicos no NE levaram a aumentos de até 11% no despacho por outros motivos, o que pode ser parcialmente controlado pela liberação da exportação. Já para os incrementos no S, somente o cenário com alterações de intercâmbio levou a uma elevação desse tipo de despacho. Em contrapartida, no dia úmido, todos os cenários de acréscimo no S levaram a uma redução, ao passo que para o NE o resultado foi de aumento, à exceção do cenário alternativo secundário. Nessa perspectiva, portanto, as situações incrementais do S se mostraram mais favoráveis para os agentes.

Tabela 4: Geração termelétrica do dia seguinte por cenário (patamares semi-horários).

Cenário	Geração Termelétrica (MWmed)	Despacho por Ordem de Mérito (MWmed)	Despacho por Outros Motivos (MWmed)	Variação do Despacho por Outros Motivos (%)
SECO_BASE	11.784	7.635	4.150	-
SECO_25SIN-NE	11.335	6.796	4.540	9%
SECO_25SIN-S	11.762	7.613	4.148	0%
SECO_50SIN-NE	11.295	6.677	4.617	11%
SECO_50SIN-NE_EXP	11.678	7.332	4.345	5%
SECO_50SIN-S	11.758	7.603	4.155	0%
SECO_50SIN-S_EXP	11.466	6.963	4.503	9%
UMIDO_BASE	7.646	4.272	3.373	-
UMIDO_25SIN-NE	7.425	3.724	3.701	10%
UMIDO_25SIN-S	7.566	4.256	3.311	-2%
UMIDO_50SIN-NE	7.283	3.485	3.798	13%
UMIDO_50SIN-NE_EXP	9.315	6.407	2.908	-14%
UMIDO_50SIN-S	7.663	4.244	3.419	1%

Cenário	Geração Termelétrica (MWmed)	Despacho por Ordem de Mérito (MWmed)	Despacho por Outros Motivos (MWmed)	Variação do Despacho por Outros Motivos (%)
UMIDO_50SIN-S_EXP	7.932	4.661	3.272	-3%

Fonte: elaboração própria (2021).

A Figura 13 e a Figura 14 exibem os resultados relacionados à geração eólica dos submercados. Conforme descrito no item 3.2.1, esse tipo de geração é informado previamente ao modelo DESSEM e sua participação no processo de decisão é limitada a ter ou não parte dos montantes pré-definidos frustrados. Por isso, as mudanças de comportamento de tal fonte entre os cenários propostos devem-se estritamente aos incrementos impostos e suas consequências de *curtailment* – ou seja, os cortes de geração ocasionados pela função *constrained-off* habilitada.

Em ambas as ilustrações, se faz notável o fato de que o aproveitamento do recurso eólico no Brasil é predominantemente concentrado no NE, seguido do S. No SE/CO, não se verifica geração desse tipo, ao passo que a contribuição do N se mostrou graficamente perceptível somente no período seco. Desse modo, as análises referentes à geração eólica dos cenários executados se restringem a constatações e comparativos direcionados aos submercados NE e S.

Tanto no período seco (Figura 13) como no úmido (Figura 14), as curvas de geração eólica do NE e do S se comportam de modo complementar em diversos momentos ao longo do dia. Esse fenômeno se torna mais claro nos gráficos referentes a acréscimos no S, especialmente no período úmido, pois fazem com que a curva desse submercado ganhe dimensão mais compatível com a do NE. Em tal período, nota-se que a geração eólica do S indicou caráter mais diurno, com queda à noite, enquanto no caso seco houve aumento nessa parte do dia. Já a do NE indicou maior intensidade durante a madrugada no caso úmido e um padrão mais irregular ao longo do dia seco, com aparente predominância nas extremidades do dia operativo.

Para acréscimos eólicos de 50% do SIN no S, constatou-se que a flexibilização dos limites de intercâmbio desse mercado não gerou impactos graficamente perceptíveis sobre sua própria curva. Em contraposição, nos casos análogos para o NE, as diferenças

de comportamento da geração foram notáveis. Com a infraestrutura de transmissão inalterada, percebeu-se a formação de um vale entre o início da manhã e o final da tarde, acompanhada de uma alta variabilidade ao longo do dia. Entretanto, ao se liberar sua exportação, houve aumento do nível de geração de modo geral e diminuição da frequência de oscilações, indicando as dificuldades relacionadas ao escoamento da oferta excedente.

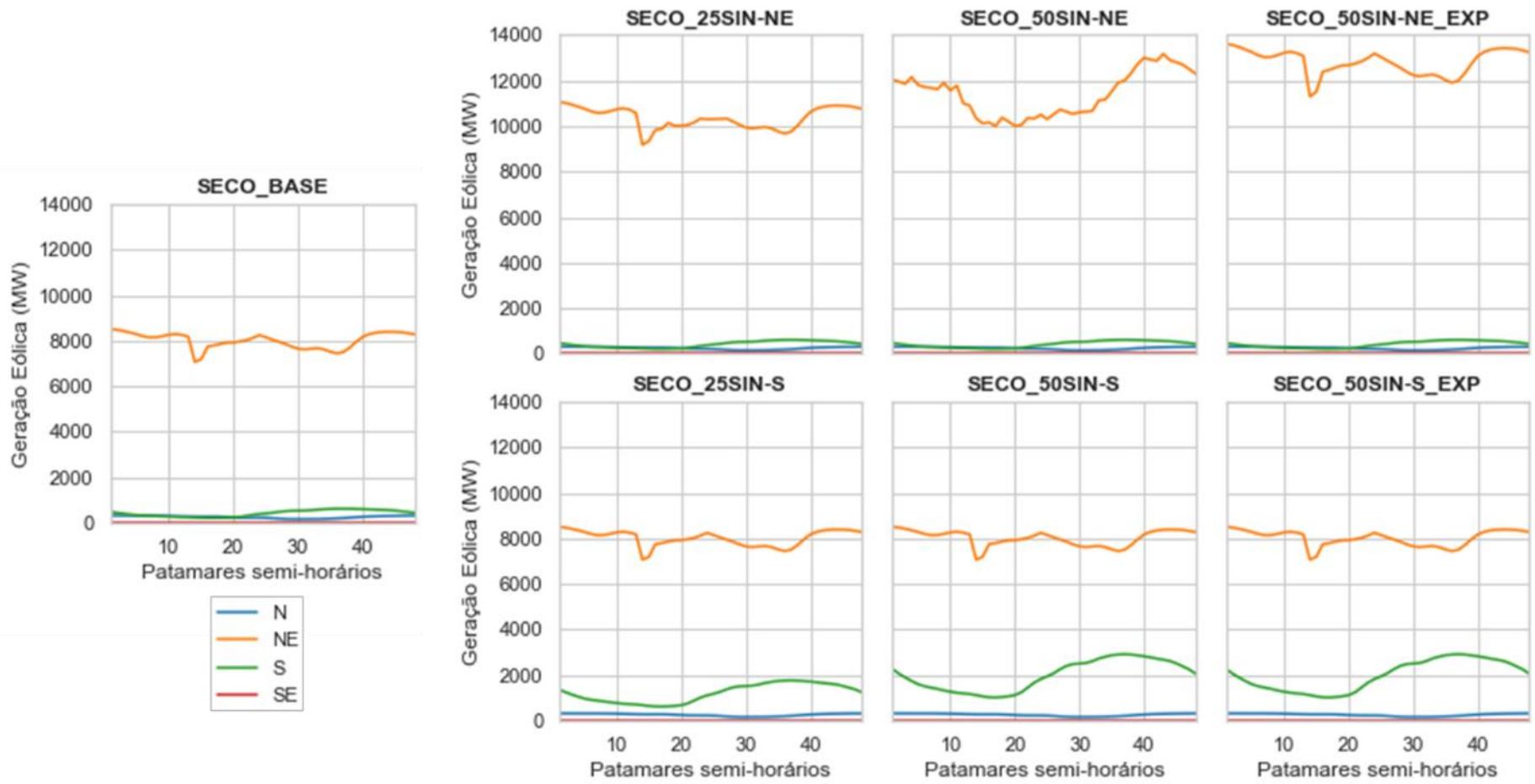


Figura 13: Geração eólica por submercado, ao longo do dia seguinte, para os cenários secos.

Fonte: elaboração própria (2021).

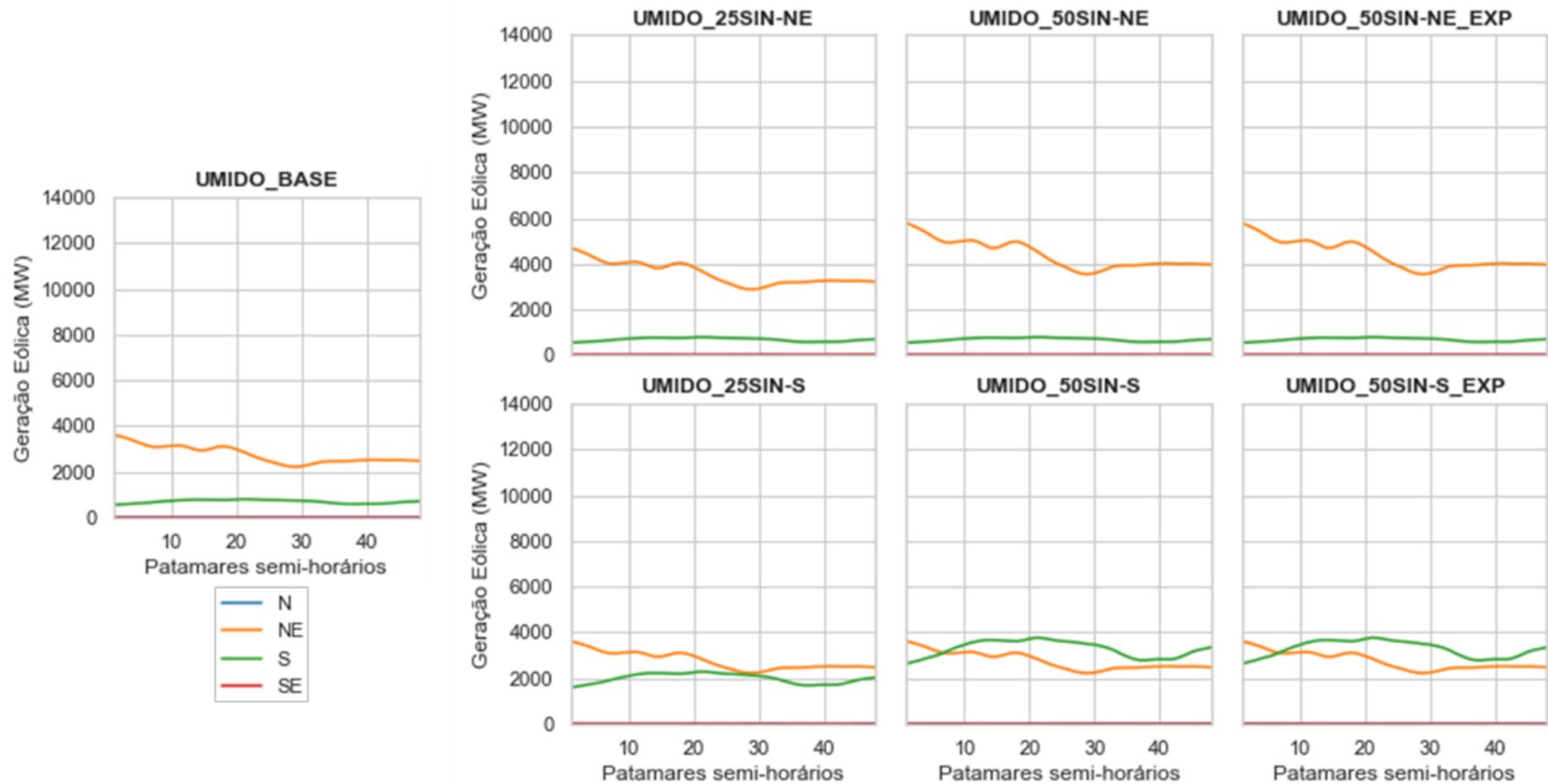


Figura 14: Geração eólica por submercado, ao longo do dia seguinte, para os cenários úmidos.

Fonte: elaboração própria (2021).

Como complemento às constatações gráficas apresentadas, a Tabela 5 quantifica os cortes de energia eólica calculados pelo modelo para cada cenário. Observa-se que o maior nível de *curtailment* resultante, frente à geração prevista, ocorreu no cenário seco de máximo incremento no NE com limites de intercâmbio tais quais os do caso base. Não somente, os demais cenários alternativos principais vinculados ao NE também levaram a parcelas frustradas de geração eólica, ainda que em magnitude inferior, o que foi solucionado pela liberação da exportação.

A realização de incrementos no S, por outro lado, apenas resultou em *curtailment* no período úmido. Essa situação se sucedeu particularmente no cenário de 25%. Todavia, ao se promover o acréscimo de 50% da capacidade eólica do SIN nesse mesmo submercado, a necessidade de corte de geração de tal fonte foi suprimida. Nesse caso, a intermitência relacionada pode ter sido um fator mais determinante do que as restrições de intercâmbio para escoamento da energia produzida.

A Tabela 5 evidencia também que os níveis de geração associados a um mesmo acréscimo de capacidade instalada em ambos o submercados foram diferentes entre si. Nos cenários do período seco, a geração resultante do NE foi superior à do S nas situações análogas. Em contraste, nos cenários úmidos a geração do S se mostrou mais elevada. Assim, as circunstâncias observadas fornecem indícios de que os aspectos sazonais de cada região podem ser aproveitados de modo complementar.

Tabela 5: *Curtailment* eólico do dia seguinte por cenário (patamares semi-horários).

Cenário	Geração Eólica Prevista (MWmed)	Geração Eólica Operada (MWmed)	<i>Curtailment</i> (MWmed)	Nível de <i>Curtailment</i>
SECO_BASE	8.691	8.691	-	-
SECO_25SIN-NE	11.095	11.036	58	0,5%
SECO_25SIN-S	9.473	9.473	-	-
SECO_50SIN-NE	13.498	12.078	1.420	10,5%
SECO_50SIN-NE_EXP	13.498	13.498	-	-
SECO_50SIN-S	10.254	10.254	-	-
SECO_50SIN-S_EXP	10.254	10.254	-	-
UMIDO_BASE	3.471	3.471	-	-
UMIDO_25SIN-NE	4.298	4.289	9	0,2%
UMIDO_25SIN-S	4.761	4.751	10	0,2%
UMIDO_50SIN-NE	5.126	5.120	6	0,1%

Cenário	Geração Eólica Prevista (MWmed)	Geração Eólica Operada (MWmed)	<i>Curtailment</i> (MWmed)	Nível de <i>Curtailment</i>
UMIDO_50SIN-NE_EXP	5.126	5.126	-	-
UMIDO_50SIN-S	6.052	6.052	-	-
UMIDO_50SIN-S_EXP	6.052	6.052	-	-

Fonte: elaboração própria (2021).

Encerrando a etapa de apresentação dos gráficos de comportamento das gerações ao longo do dia, a Figura 15 e a Figura 16 mostram os resultados referentes às outras pequenas usinas. Uma vez que sua geração é informada ao DESSEM de modo equivalente à eólica, nota-se que ocorrências de *curtailment* também se fizeram presentes, tendo em vista a alta variabilidade observada em alguns cenários. Entretanto, por não serem foco deste estudo, sua investigação não foi aprofundada.

Em ambos os períodos, notam-se as similaridades de formato das curvas do NE e do SE/CO. Nesse sentido, com seu pico entre o início da manhã e o fim da tarde, percebeu-se um caráter tipicamente associado à geração solar fotovoltaica. No entanto, os patamares noturnos não foram nulos, indicando a participação de outras fontes, como PCH e termelétricas inflexíveis com operação fixada por contratos. Tendo em vista a evolução horizontal das curvas do N e do S, tais grupos de usinas geradoras indicaram sua presença também nesses submercados. No N, especificamente, verificou-se geração praticamente nula no período seco e com valores baixos no úmido, remetendo mais a PCH.

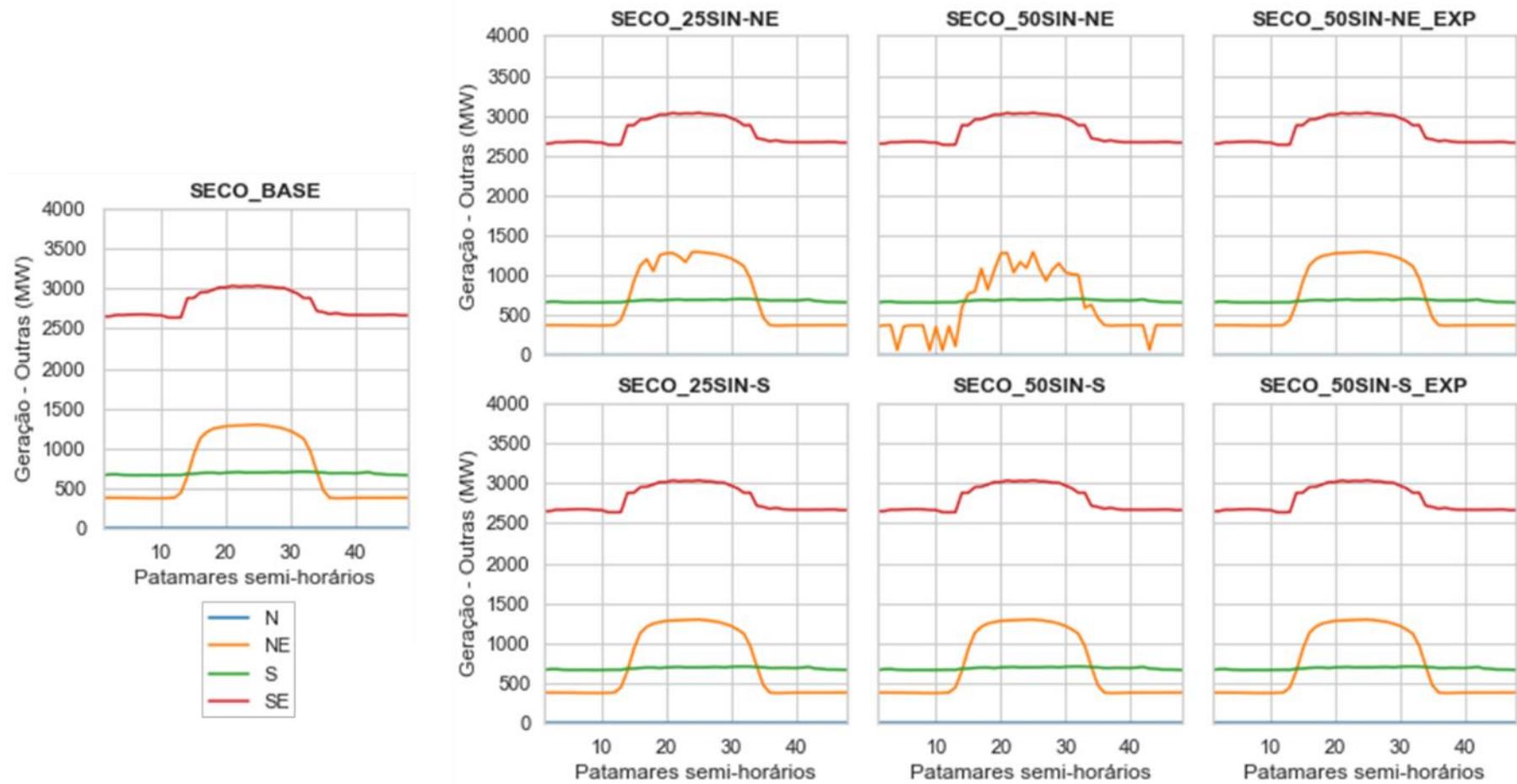


Figura 15: Geração de outras pequenas usinas por submercado, ao longo do dia seguinte, para cenários secos.

Fonte: elaboração própria (2021).

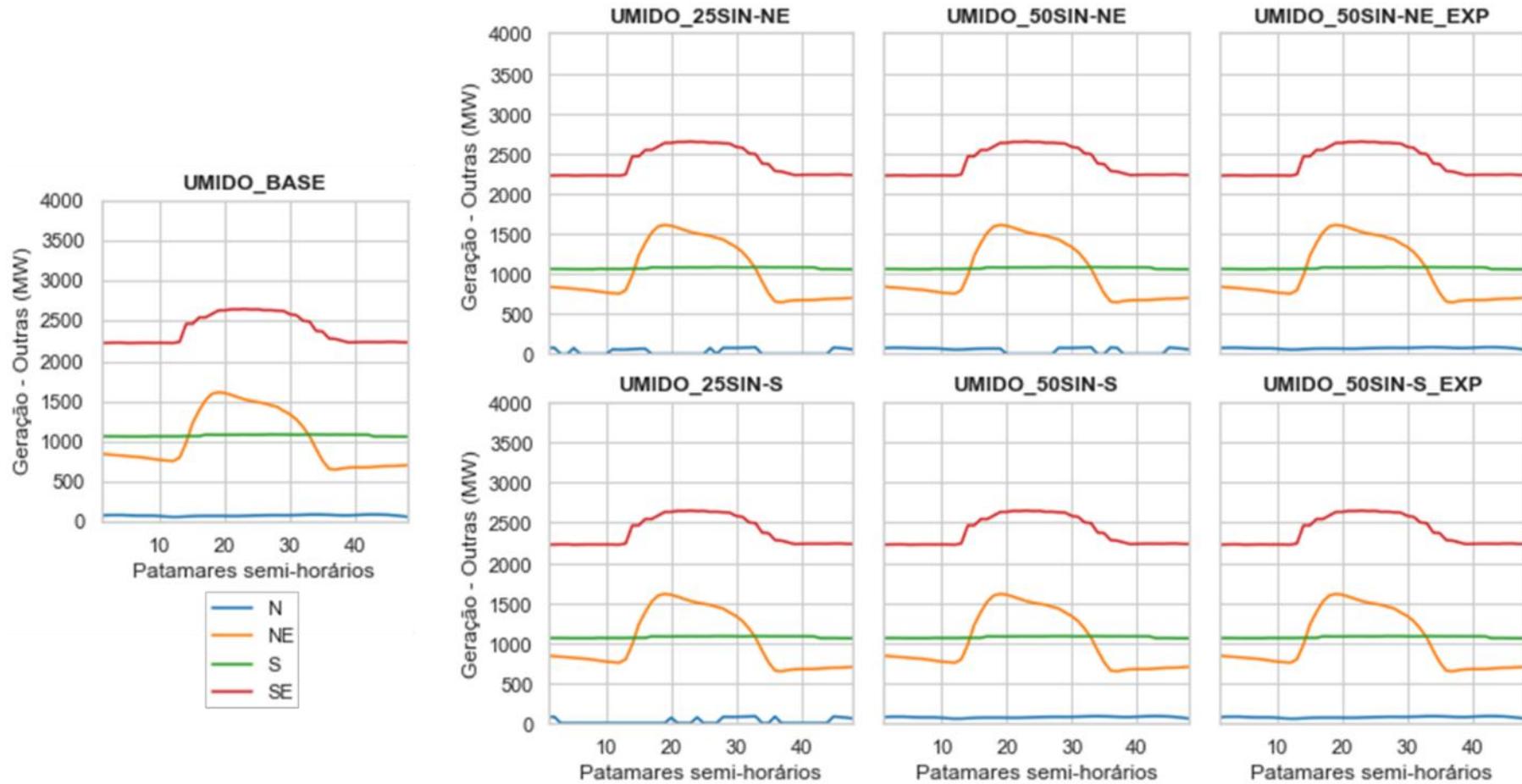


Figura 16: Geração de outras pequenas usinas por submercado, ao longo do dia seguinte, para cenários úmidos.

Fonte: elaboração própria (2021).

A partir da visão ampla do despacho do SIN e seu detalhamento por submercado ao longo do dia de operação, a compreensão da complementaridade por meio dos coeficientes a serem apresentados torna-se mais clara. A Figura 17 apresenta as matrizes de correlação referentes aos resultados dos cenários base e alternativos principais, para os dias seco e úmido avaliados. Tais cenários foram considerados de modo conjunto pelo fato de contarem, em cada uma dessas ocasiões, com as mesmas restrições de escoamento de energia, englobando variações de geração estritamente motivadas pelos incrementos eólicos. Os efeitos da flexibilização dos limites de intercâmbio serão contemplados separadamente, em caráter adicional.

Tais matrizes são compostas pelos coeficientes de correlação de Pearson calculados para cada par de geração com diferenciação por submercado. Nesse sentido, sua apresentação na forma triangular inferior, sem a diagonal unitária e com compartilhamento do eixo vertical foi adotada visando à simplificação visual. Afinal, elas consistem em matrizes cujas diagonais inferior e superior são espelhadas, o que proporcionaria repetição de informação. Além disso, a diagonal unitária apenas representaria o fato consumado de que os dados de uma determinada variável são totalmente correlacionados com ela mesma, tornando-se dispensável.

De acordo com os conceitos apresentados como referencial teórico para a complementaridade na ótica da geração (capítulo 3), quanto mais complementares as fontes entre si, mais próximo de -1 será o coeficiente. Desse modo, a Figura 17 deve ser interpretada como um mapa de calor em que as tonalidades mais avermelhadas correspondem a um caráter complementar mais acentuado. Em contraposição, quanto mais intenso for o tom azulado, mais correlacionadas – e, consequentemente, menos complementares – serão as variáveis em questão.

Cada uma das matrizes da Figura 17 possui 105 coeficientes indicados. Para o dia seco, à esquerda, 55% deles foram positivos e 43% foram negativos, havendo 2% de valores nulos. Já para o dia úmido, à direita, 54% foram positivos e 46% foram negativos, sem ocorrências nulas. Desse modo, os cenários úmidos levaram a uma maior quantidade de pares de geração com algum tipo de caráter complementar, comparando-se com os cenários secos.

Entretanto, isso não significa necessariamente que a complementaridade no horizonte diário foi maior no período úmido. Nessa linha de raciocínio, dois aspectos devem ser ponderados. O primeiro deles é o fato de que a variação em termos de frequência foi pouco significativa, com quantitativos próximos para ambas as situações. O outro fator diz respeito à intensidade da complementaridade observada e, como se pode verificar, os coeficientes da matriz do dia seco tiveram valores mais próximos de -1. Assim, pode-se afirmar que a complementaridade foi mais acentuada no dia seco, embora nas duas situações haja oportunidades a serem exploradas nesse sentido.

No caso seco, entre as complementaridades mais intensas, destacaram-se as das térmicas do N com pequenas usinas do NE ( $r = -0,81$ ), S ( $r = -0,87$ ) e SE/CO ( $r = -0,80$ ). As pequenas usinas do S também apresentaram forte complementaridade com as eólicas do N ( $r = -0,84$ ), porém deve-se considerar que ambas são gerações com baixa participação no total do SIN. Além disso, as eólicas do NE se mostraram complementares com as hidrelétricas ( $r = -0,82$ ) e termelétricas ( $r = -0,74$ ) desse mesmo submercado de modo significativo. Já as eólicas do S, que também são de particular interesse do estudo, tiveram sua maior complementaridade com as eólicas do NE, embora em menor magnitude que as demais destacadas ( $r = -0,47$ ).

Por sua vez, no caso úmido, o maior destaque foi das térmicas do NE com as eólicas do NE ( $r = -0,74$ ), que novamente tiveram complementaridade relevante com as hidrelétricas de seu submercado ( $r = -0,66$ ). Em linhas gerais, as eólicas do NE apresentaram alguma complementaridade com a maioria das fontes, ainda que em menor grau, à exceção das térmicas do SE/CO e do N. Por outro lado, há de se ressaltar que a termoelectricidade do N foi significativamente complementar com a do S ( $r = -0,70$ ), ocupando a segunda posição entre os principais pares para o referido período. Por fim, assim como no caso seco, a maior complementaridade das eólicas do S ocorreu em relação às eólicas do NE, mantendo-se com valor semelhante ao da situação anterior ( $r = -0,46$ ).

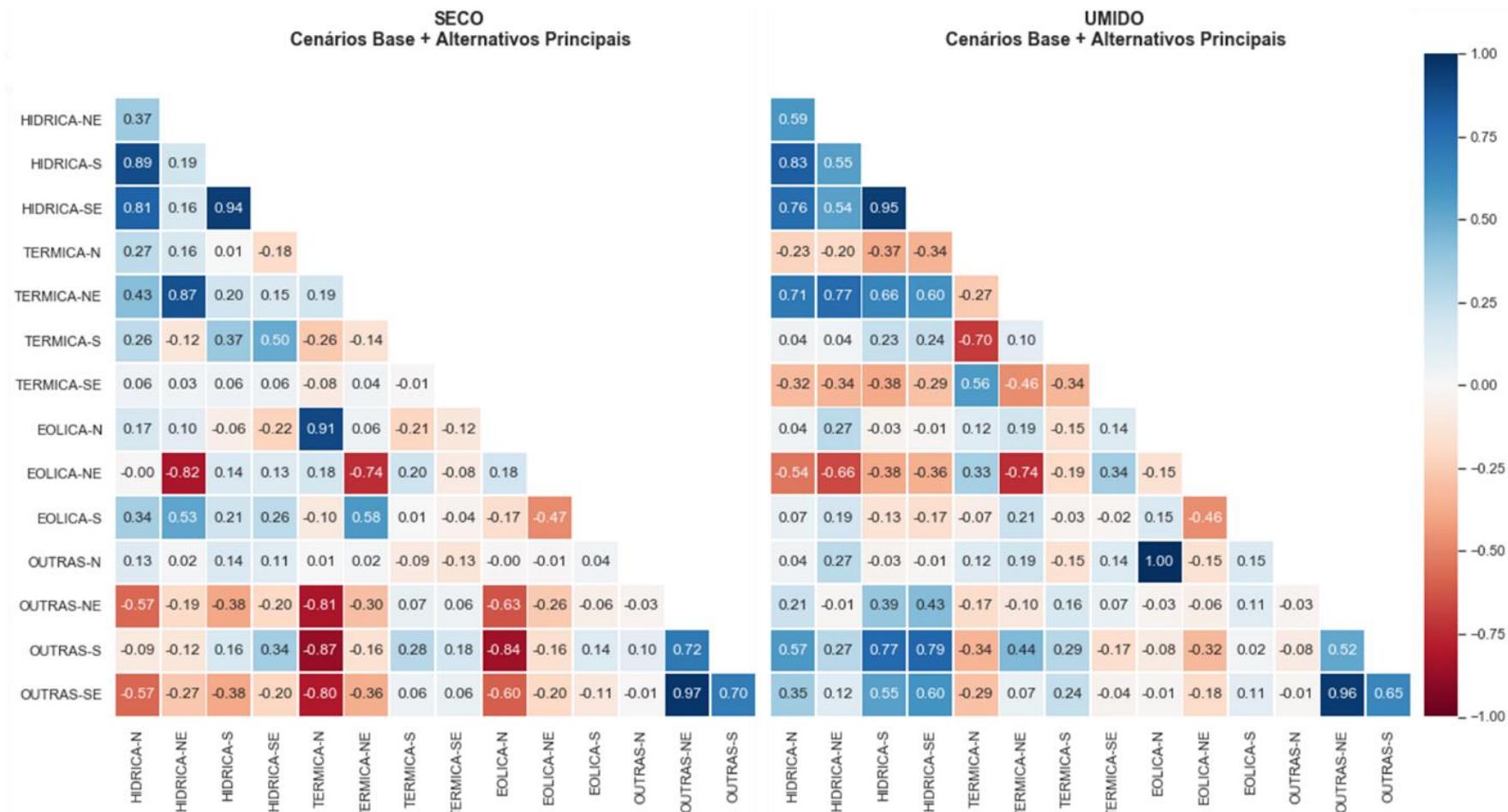


Figura 17: Correlação entre fontes de geração por submercado, para cenários secos e úmido.

Fonte: elaboração própria (2021).

Para analisar a influência da capacidade de escoamento de energia entre submercados sobre a complementaridade, propôs-se uma comparação adicional das matrizes de correlação individuais de cenários específicos. Optou-se, então, por confrontar diretamente os cenários de incremento eólico de 50% do SIN nos submercados NE e S, respectivamente, com os casos em que tal acréscimo foi acompanhado por alterações nos intercâmbios. Tal abordagem assegura que as diferenças entre os cenários comparados sejam exclusivamente associadas à modificação da capacidade de escoamento da energia excedente.

Dando início a essa etapa analítica, a Figura 18 e a Figura 19 mostram os comparativos referentes ao caso seco, para os acréscimos no NE e no S, nesta ordem. Em ambas, os cenários à esquerda correspondem à infraestrutura de transmissão original e aqueles à direita tiveram suas exportações liberadas. Tal lógica também se aplica às ilustrações preparadas para o caso úmido, correspondentes à Figura 20 e à Figura 21, apresentadas em sequência.

Em todas essas ilustrações, percebe-se que, de modo geral, as flexibilizações dos intercâmbios levaram a um aumento da correlação entre as gerações, diminuindo a complementaridade. Esse fortalecimento dos tons azuis nas matrizes ocorreu principalmente nas diversas combinações possíveis de pares envolvendo hidrelétricas e termelétricas dos diferentes submercados, salvo algumas exceções a serem mencionadas. Além disso, as outras pequenas usinas tiveram uma atenuação de sua complementaridade com as demais fontes.

Apesar de poder parecer contraintuitivo inicialmente, comprehende-se melhor tal efeito ao se ter em mente que uma maior capacidade de escoamento de energia entre submercados tende a favorecer seu equilíbrio dentro do sistema. Nesse sentido, conforme visto anteriormente, proporciona-se uma diminuição da variabilidade das gerações, principalmente aquelas naturalmente intermitentes. Assim, com gerações mais niveladas, as complementaridades no horizonte diário, considerando-se os patamares semi-horários, tornam-se passíveis de enfraquecimento, como observado.

Dado que as exportações foram liberadas somente nos submercados com incremento eólico, optou-se por detalhar apenas as análises dos efeitos envolvendo suas

respectivas gerações, especialmente a eólica. A Figura 18, referente aos cenários secos de modificações no NE, mostra que houve uma diminuição significativa da complementaridade das eólicas do NE com as outras pequenas usinas desse mesmo submercado. Quanto a isso, é importante relembrar que, para o acréscimo de 50%, o nível de *curtailment* foi de 10,5%, induzindo a competição entre ambas as fontes para terem sua energia escoada. Assim, a depender do momento do dia, o aumento de uma levaria necessariamente à diminuição da outra, principalmente se tratando de duas fontes não despacháveis em circunstâncias de exportação restrita. Por esse motivo, quando houve a liberação, a competição foi reduzida e, consequentemente, a complementaridade também, embora não deixando de existir.

Diretamente relacionado a tal situação pode estar o fato de a geração hidrelétrica do NE ter se tornado mais complementar com a dessas outras pequenas usinas do NE. Uma vez que o relaxamento das restrições de intercâmbio facilitou a concretização da geração não despachável sem cortes, a geração hídrica otimizada passou a ser mais deslocada. Por outro lado, as eólicas do NE tornaram-se menos correlacionadas com as hidrelétricas dos demais submercados e com as térmicas do próprio NE. A complementaridade com as eólicas do NE com as do S também foi favorecida pelas alterações de intercâmbio do NE.

Na Figura 19, dedicada aos cenários secos de incremento no S, percebe-se que os efeitos do aumento dos limites de intercâmbio desse submercado foram de menor magnitude do que na situação análoga para o NE. Tal fato era esperado, visto que o NE se encontra originalmente em condições de maior saturação de empreendimentos eólicos do que o S. Portanto, para o S, o escoamento de excedentes não encontra tantas dificuldades.

Destaca-se nas matrizes dos cenários para o S que, com o aumento dos limites de intercâmbio, as eólicas do S deixaram de ser complementares com as térmicas do N. Nesse sentido, a correlação entre elas aumentou de forma significativa. Além disso, também houve quebra na complementaridade entre as próprias térmicas do S e as do N.

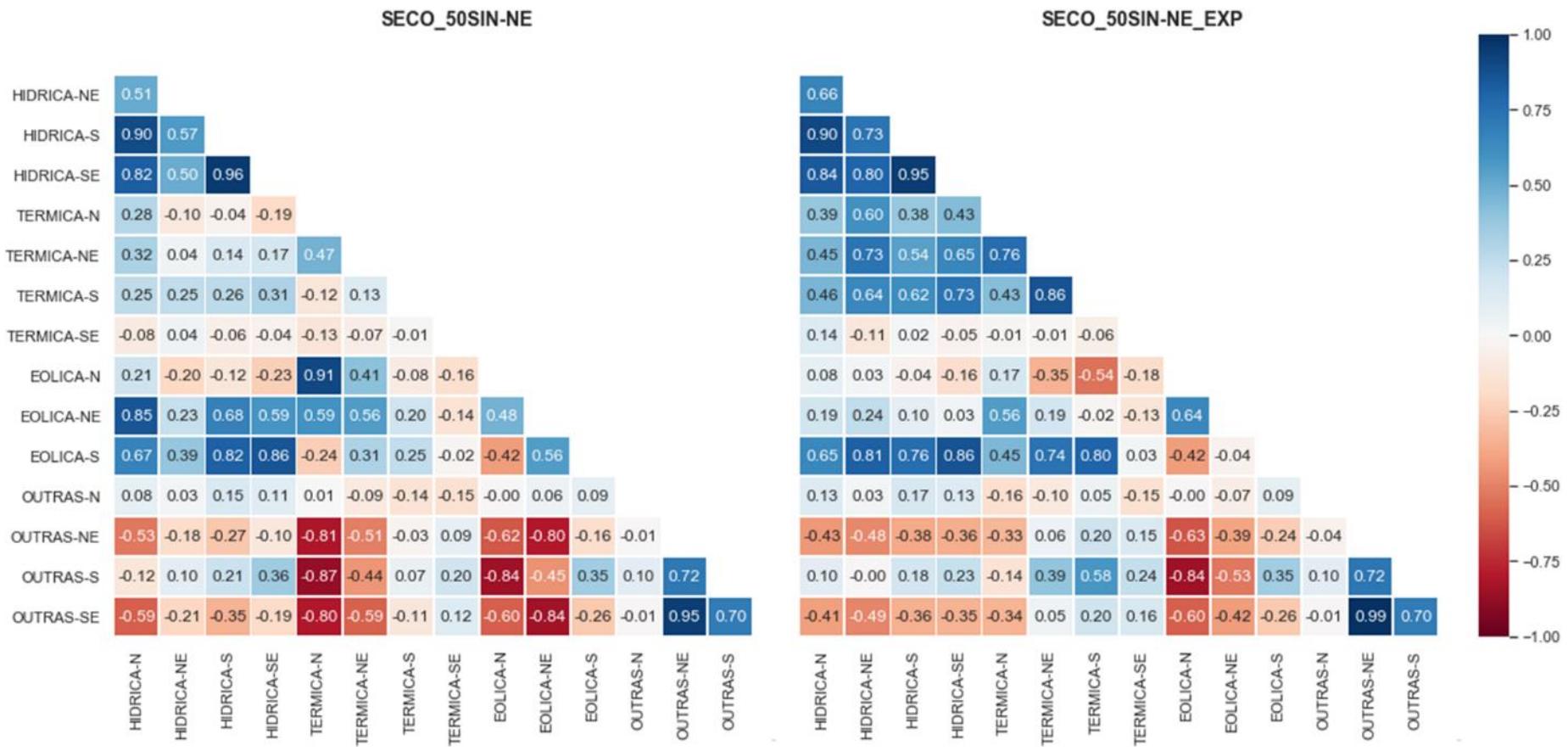


Figura 18: Correlação entre fontes de geração por submercado, para cenários secos de +50% no NE.

Fonte: elaboração própria (2021).

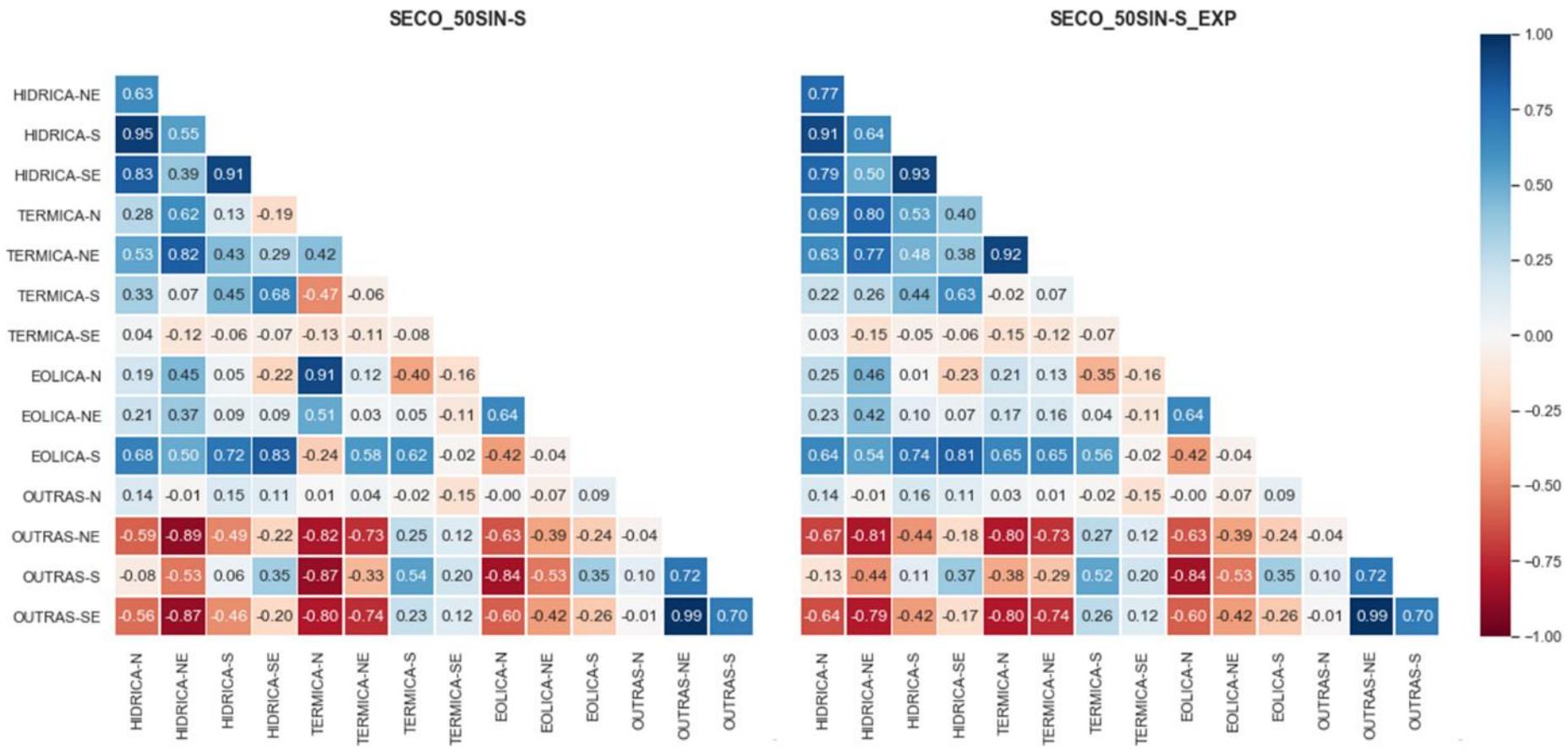


Figura 19: Correlação entre fontes de geração por submercado, para cenários secos de +50% no S.

Fonte: elaboração própria (2021).

Em sequência, a Figura 20 e a Figura 21 exibem os resultados para os cenários úmidos. De modo geral, nota-se que a redução das complementaridades nesse período foi menos diferenciada entre as situações de incremento no NE e no S, em comparação com o que se verificou no caso seco. Isso pode ser associado fato de que, conforme já constatado, os níveis de geração eólica do NE e no S mostraram-se mais próximos entre si, correspondendo também à época de baixa no NE.

Na Figura 20, que contém os cenários relacionados ao NE, nota-se que, com a liberação da exportação, a complementaridade das eólicas do NE com a maioria das demais fontes foi intensificada. Em particular, as térmicas do N passaram de correlacionadas ( $r = 0,59$ ) a fortemente complementares ( $r = -0,85$ ), o que também ocorreu com as térmicas do SE, porém em menor magnitude. Por outro lado, as térmicas do S, que antes eram complementares com as eólicas do NE, deixaram de ser.

Segundo a mesma imagem, a complementaridade entre as eólicas do NE e do S não foi afetada. Entretanto, nota-se que houve impacto relevante sobre a relação entre as eólicas do S e as térmicas do N, NE e S. Com as alterações aplicadas aos intercâmbios do NE, as eólicas do S passaram de complementares com as térmicas do N e NE para correlacionadas. Em contrapartida, ao passo que antes aquelas eram correlacionadas com as termelétricas do S, o contrário ocorreu, invertendo o papel das térmicas dos referidos submercados em relação às eólicas do S.

Por último, a Figura 21 mostra os resultados associados às condições de incremento eólico no S. Observa-se que as eólicas do S tiveram sua complementaridade com as hidrelétricas do NE intensificada, o que foi acompanhado pela redução do caráter complementar de tal geração hídrica com as eólicas do NE. Tais circunstâncias aproximaram os valores dos respectivos coeficientes desses pares de fonte.

Ademais, assim como a relação entre eólicas do S e termelétricas de outros submercados foi afetada nos cenários para o NE, a interação entre eólicas do NE e algumas gerações térmicas também foi impactada nos cenários para o S. Quanto a isso, é possível observar na Figura 21 que as eólicas do NE passam de correlacionadas com as térmicas do N e do SE/CO para complementares. Tal mudança nos coeficientes associados se deu de forma significativa.

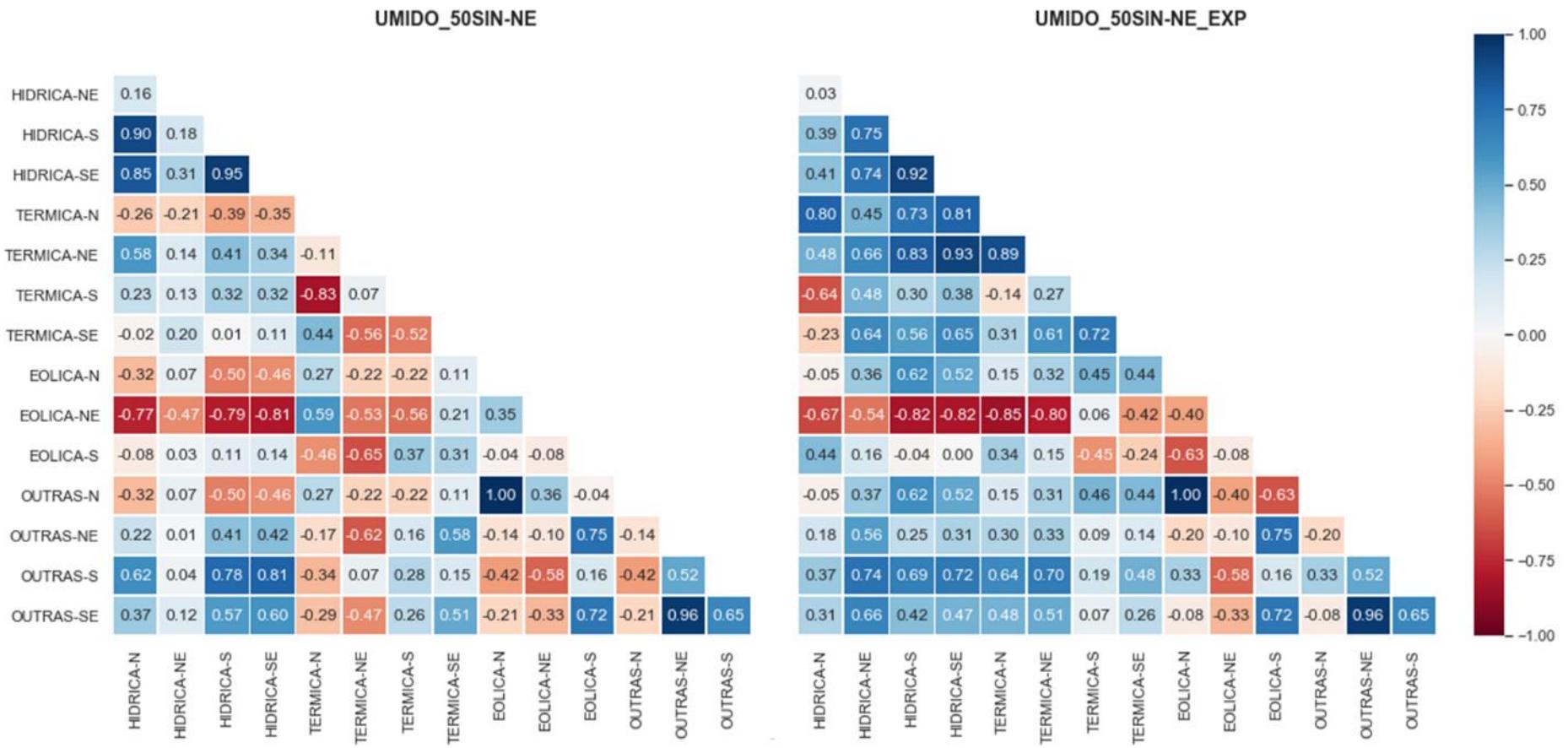


Figura 20: Correlação entre fontes de geração por submercado, para cenários úmidos de +50% no NE.

Fonte: elaboração própria (2021).

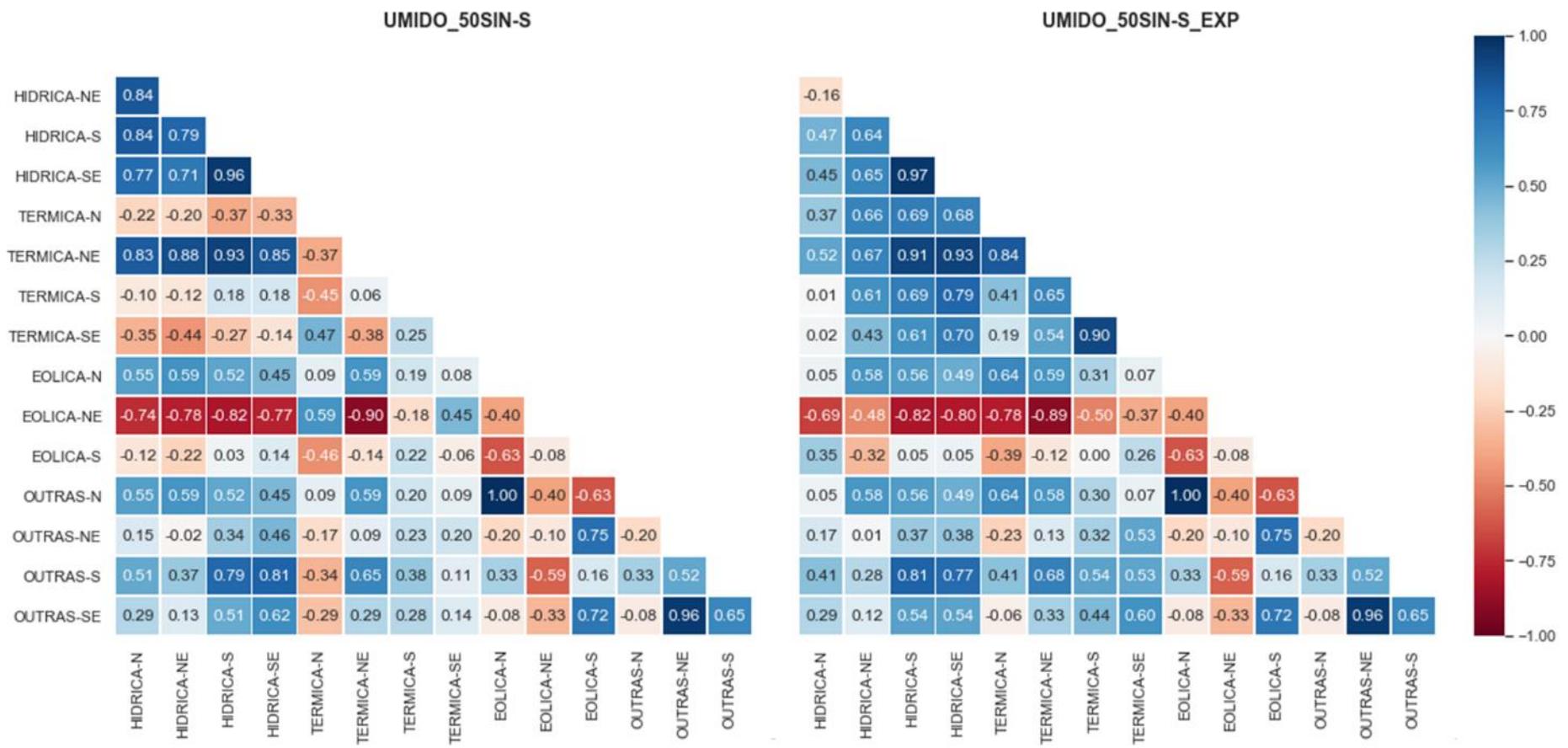


Figura 21: Correlação entre fontes de geração por submercado, para cenários úmidos de +50% no S.

Fonte: elaboração própria (2021).

## 5. Análise de Mercado

Em continuidade à apresentação dos resultados, este capítulo abrange aqueles mais relacionados à ótica econômica, tendo em vista os preços formados para a liquidação das diferenças no MCP. Nesse sentido, a abordagem aplicada contempla a análise da relação entre cada tipo de geração e o PLD, o qual foi aproximado pelo CMO fornecido pelo modelo. Ressalta-se que a ampla análise dos valores de CMO diretamente – sem os cálculos intermediários para formação do PLD horário – foi adotada como estratégia para captar uma maior sensibilidade em relação às situações alternativas propostas. Por fim, com base nos tópicos anteriores, consolida-se a discussão acerca dos possíveis impactos associados sobre o mercado.

### 5.1. Relação entre Preço e Geração por Fonte

Para que seja realizada adequadamente, a análise da relação entre o preço da energia elétrica e a geração das diferentes fontes deve ser precedida de uma ampla caracterização do PLD. Assim, uma vez já explorados os resultados do despacho centralizado, garantem-se os subsídios necessários para a compreensão das interações entre esses dois tipos de variáveis. Cabe reforçar que, a fim de se captar uma maior sensibilidade na comparação entre cenários, os cálculos intermediários para formação do PLD horário foram suprimidos, utilizando-se diretamente os valores de CMO como aproximação.

A Tabela 6 introduz a descrição estatística dos resultados de CMO obtidos para cada cenário de interesse, tendo em vista a operação do dia seguinte. Nesse momento, é fornecida uma visão geral da distribuição no SIN, sem distinções entre os submercados, embora algumas particularidades já possam ser percebidas devido à configuração dos cenários. Em termos de média, pode-se notar que os cenários principais de incrementos de capacidade eólica no NE proporcionaram CMO mais baixos do que os casos de acréscimos no S, em ambos os períodos analisados.

Tabela 6: Distribuição de resultados de CMO do dia seguinte por cenário (R\$/MWh).

Cenário	Média	Desvio Padrão	Mín.	P25	P50	P75	Máx.
SECO_BASE	227,73	56,56	0,00	237,20	244,37	248,27	257,03

Cenário	Média	Desvio Padrão	Mín.	P25	P50	P75	Máx.
SECO_25SIN-NE	188,52	100,84	0,00	212,40	240,43	247,12	255,22
SECO_25SIN-S	226,52	56,25	0,00	235,04	243,29	247,80	255,32
SECO_50SIN-NE	181,75	105,55	0,00	159,27	239,83	246,69	255,22
SECO_50SIN-NE_EXP	209,07	48,92	104,79	187,50	236,36	244,36	251,80
SECO_50SIN-S	225,31	55,95	0,00	233,20	240,82	247,34	254,97
SECO_50SIN-S_EXP	210,14	68,75	0,00	226,75	239,32	247,19	255,18
UMIDO_BASE	186,90	116,48	0,00	27,08	236,21	285,49	287,24
UMIDO_25SIN-NE	168,50	125,31	0,00	0,00	218,80	285,46	287,23
UMIDO_25SIN-S	182,03	116,07	0,00	26,96	221,98	284,67	286,40
UMIDO_50SIN-NE	162,95	130,05	0,00	0,00	218,35	285,44	287,14
UMIDO_50SIN-NE_EXP	246,61	46,02	152,04	237,24	275,29	276,02	277,18
UMIDO_50SIN-S	181,32	115,46	0,00	26,75	221,10	283,15	285,05
UMIDO_50SIN-S_EXP	205,44	60,80	71,31	167,96	170,03	276,93	280,57

Fonte: elaboração própria (2021).

Nesse aspecto, destaca-se que, conforme apresentado anteriormente, os montantes de geração resultantes de incrementos no NE foram significativamente superiores em relação aos do S no caso seco. Isso fez com que as diferenças observadas entre os cenários desse período para cada submercado fossem maiores. Outro fator influenciador consiste no fato de o NE já estar em um nível mais saturado de empreendimentos eólicos do que o S nas situações iniciais. Desse modo, os efeitos de diminuição de CMO pelo aumento dessa geração de custo variável nulo combinado com uma maior dificuldade de escoamento da energia excedente são potencializados.

Por outro lado, ao serem considerados os cenários alternativos secundários, verifica-se que as respectivas médias dos dois cenários do dia seco se aproximam, restando menos de 1% de diferença entre tais valores. Em contraste, no caso úmido, a liberação da exportação aplicada ao S faz com que a média de CMO seja 17% inferior à da situação análoga para NE. Em linhas gerais, ao se expandir o intercâmbio do NE, o CMO médio aumentou nos dias úmido e seco em relação às condições de incremento com a transmissão inalterada. Já a flexibilização dos limites do S, por sua vez, ocasionou aumento no úmido e diminuição no seco.

Destaca-se ainda que o desvio padrão foi superior a 100,00 R\$/MWh na maioria dos cenários, principalmente no dia úmido, o que tem associação com a grande amplitude

de resultados observada. Nesse sentido, o CMO mínimo predominante foi nulo e o máximo variou entre valores de 251,80 MWh a 287,24 R\$/MWh. Nos cenários alternativos principais de incremento no NE, particularmente, valores nulos se estenderam até o primeiro quartil (P25).

Por outro lado, em três dos quatro cenários alternativos secundários, o desvio padrão teve redução em relação ao de seus respectivos cenários principais. Isso indica mais uma vez que a capacidade da infraestrutura de transmissão para escoamento de excedentes energéticos entre submercados tem papel fundamental no equilíbrio do SIN, combatendo assimetrias. Adicionalmente, esses mesmos três cenários foram aqueles em que o CMO mínimo não teve valor nulo.

Em sequência, tais resultados são apresentados graficamente na Figura 22 e na Figura 23, em uma abordagem de detalhamento da distribuição dos resultados de CMO por submercado, para cada cenário. A Figura 22 apresenta os cenários para o período seco analisado, com o gráfico superior dedicado aos incrementos no NE e o inferior, àqueles no S, ambos contendo também o cenário base para comparação. Logo após, a Figura 23 ilustra os resultados análogos para o dia úmido.

Na Figura 22, observa-se que os incrementos progressivos no NE, considerando a infraestrutura de transmissão inalterada, fazem com que o CMO do NE se concentre cada vez mais nos valores nulos. Os CMO do S e do SE não tiveram sua distribuição alterada nesse sentido, permanecendo ambos na faixa entre 233,56 R\$/MWh e 255,22 R\$/MWh. O N também não sofreu mudanças perceptíveis entre tais cenários, porém sua amplitude de variação foi maior do que a dos dois anteriores: de 212,36 R\$/MWh a 255,22 R\$/MWh. Ao ser liberada a exportação do NE, no entanto, os quatro submercados tiveram suas distribuições niveladas entre valores de CMO de 104,79 R\$/MWh a 251,80 R\$/MWh.

No mesmo período, porém em relação aos acréscimos no S, não houve diferenças perceptíveis entre os cenários alternativos principais e o base. Por outro lado, o aumento do limite de intercâmbios do S não balanceou os quatro submercados, uma vez que os principais empecilhos para os fluxos de energia identificados referem-se ao NE. Não obstante, gerou-se um efeito de aumento da dispersão do CMO do N.

Tal situação pode ser entendida da seguinte maneira: com o aumento da exportação do S para o SE/CO, este tende a importar menos dos demais submercados, o que dificulta o escoamento de seus próprios excedentes. Como o NE já apresentava uma distribuição dispersa, o efeito do aprisionamento de parcelas de energia no N foi mais latente, ocasionando quedas de CMO. Assim, em tal cenário, o CMO do N passou a variar entre 48,07 R\$/MWh e 255,18 R\$/MWh.

Na Figura 23, apresentam-se os resultados referentes ao dia úmido. Em todos os cenários alternativos principais, assim como no base, os valores de CMO do N foram exclusivamente nulos, sinalizando excessos energéticos não escoados. Nesses mesmos cenários, o S e o SE/CO mantiveram-se emparelhados, com uma estreita faixa de CMO entre 271,32 R\$/MWh e 287,23 R\$/MWh. Desse modo, em tais cenários, as alterações principais ocorreram em relação ao CMO do NE.

No caso base úmido, o CMO do NE variou de 36,10 R\$/MWh a 199,06 R\$/MWh, com uma maior concentração acima da marca de 150,00 R\$/MWh. Com a realização de incrementos no NE, houve maior dispersão dos valores, com uma redução nas extremidades para zero e 164,36 R\$/MWh. Além disso, no nível mais alto de incremento eólico, a concentração de valores nulos tornou-se maior. Em contraste, ao se expandir a capacidade de escoamento do NE, os quatro submercados foram novamente nivelados, com CMO variando entre 152,04 R\$/MWh e 277,18 R\$/MWh.

Já com incrementos no S, a maior parte do CMO do NE se manteve concentrada acima de 150,00 R\$/MWh, porém o valor máximo foi reduzido para 170,88 R\$/MWh. O mínimo, por sua vez, foi pouco afetado, com uma leve diminuição para 35,67 R\$/MWh. Assim como no dia seco, o aumento da capacidade de exportação do S não proporcionou equilíbrio entre os submercados, mas foi capaz de aproximá-los em alguma medida.

Em tal circunstância, todos os submercados foram impactados. O CMO do N deixou de ser nulo e passou a se situar no intervalo entre 71,31 R\$/MWh e 170,14 R\$/MWh. O do NE teve sua dispersão reduzida, variando entre 148,91 R\$/MWh e o mesmo valor máximo do N. Já o S e o SE/CO tornaram-se mais dispersos, porém ainda equiparados, com valores de 164,36 R\$/MWh a 280,57 R\$/MWh.

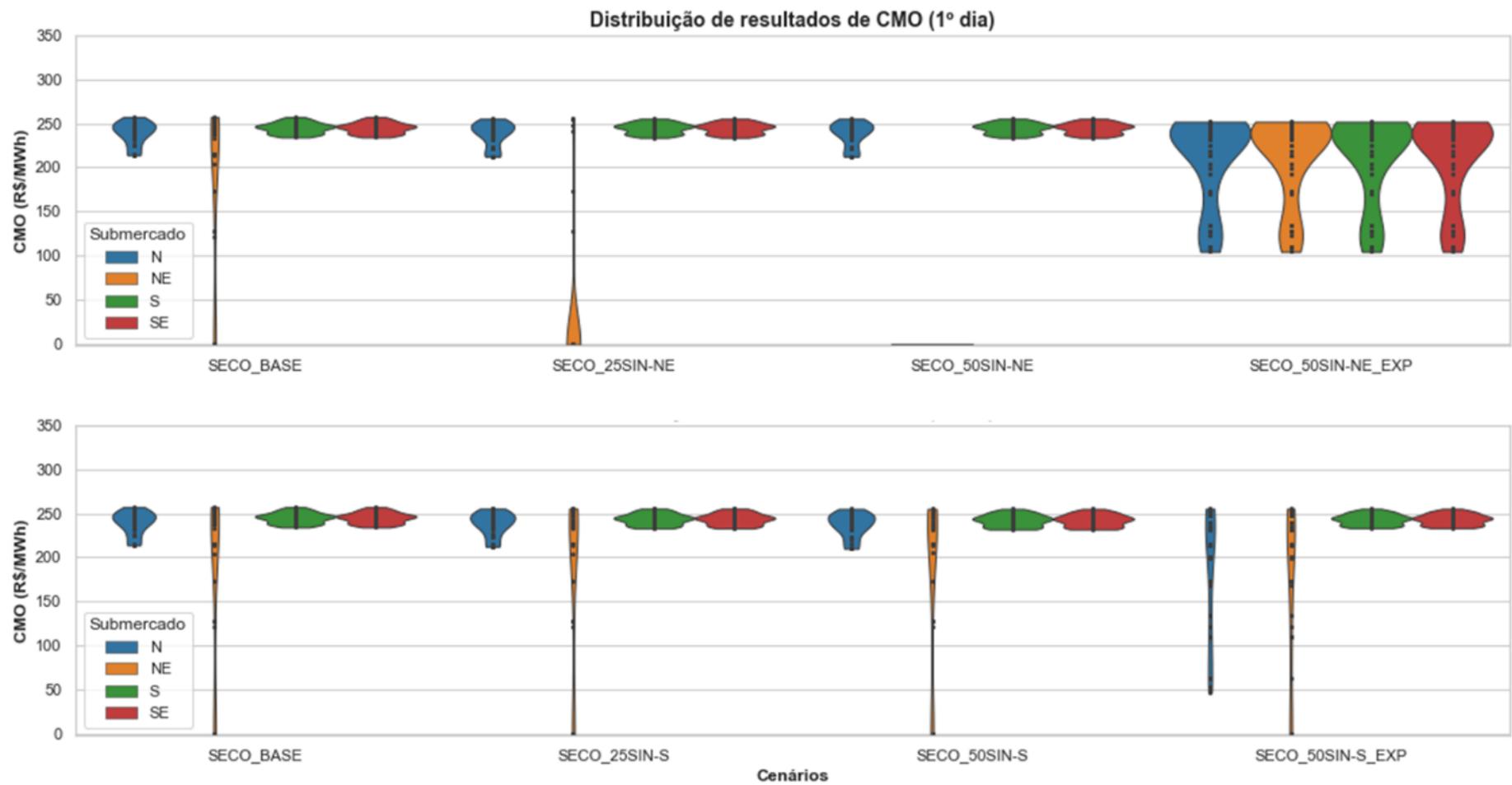


Figura 22: Distribuição de resultados de CMO do dia seguinte por submercado, para os cenários secos.

Fonte: elaboração própria (2021).

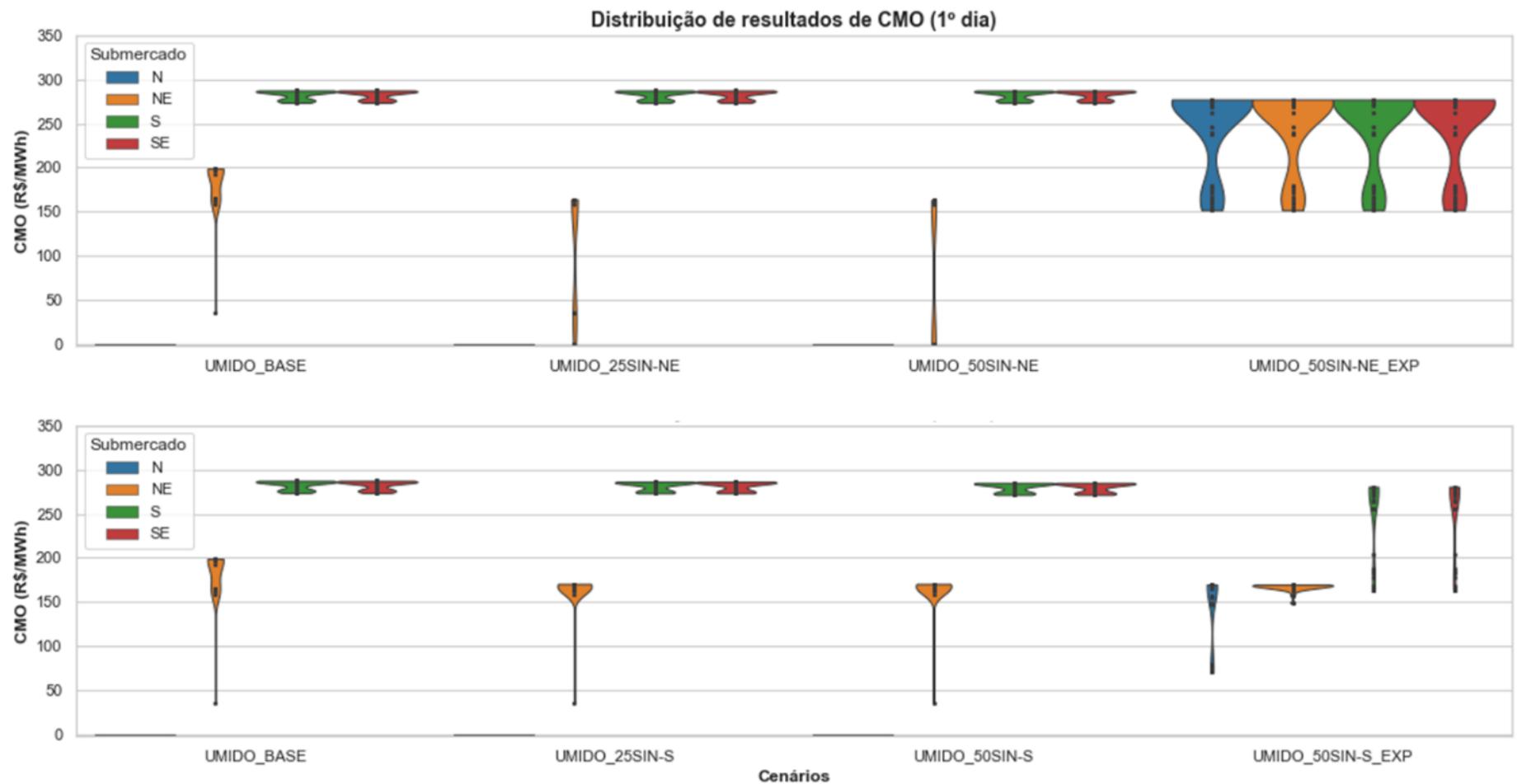


Figura 23: Distribuição de resultados de CMO do dia seguinte por submercado, para os cenários úmidos.

Fonte: elaboração própria (2021).

A seguir, a Figura 24 e a Figura 25 mostram como os resultados recentemente apresentados se comportaram ao longo do dia nos cenários secos e úmidos, respectivamente. Em nenhuma das ilustrações é possível distinguir a curva de CMO do S, porém deve-se lembrar que tal submercado teve sua distribuição equiparada à do SE/CO. Nesse sentido, portanto, a curva de SE/CO posiciona-se sobreposta a ela.

Para referência, também é indicado nas ilustrações o PLD mínimo (CCEE, 2021b) definido para o ano de 2021, quando do início das operações de comercialização de energia com aplicação do preço horário oficialmente. O valor vigente é de 49,77 R\$/MWh, ao passo que o PLD máximo horário corresponde a 1197,87 R\$/MWh, o qual não foi atingido em nenhum dos cenários avaliados. O PLD máximo estrutural 583,88 R\$/MWh tampouco foi alcançado pela média dos resultados observados nos dias de interesse, dispensando-se os ajustes de curva descritos no item 2.2. Tais condições foram determinantes para a decisão da abordagem direta dos resultados de CMO, sem comprometimento das análises pretendidas.

Na Figura 24, nota-se que já no caso base houve descolamento entre o CMO dos submercados, principalmente entre o início da manhã e o meio da tarde. Tal assimetria envolveu a queda e a ascensão do CMO do NE de modo abrupto nesses dois momentos do dia, havendo um período intermediário prolongado de valores nulos. O CMO do N também esteve abaixo dos valores do S e do SE/CO na parte inicial desse episódio, porém com menor afastamento.

Além disso, com a realização de incrementos eólicos no NE, o CMO do N não sofreu efeitos significativos, ao passo que o do NE foi zerado progressivamente até se tornar nulo em todos os patamares. No caso incremental de 25%, verifica-se que somente em poucos horários característicos da carga pesada o CMO do NE permaneceu junto aos demais. Já com a liberação de sua exportação, os descolamentos de CMO entre submercados foram suprimidos, atingindo conjuntamente valores mais baixos nos patamares entre o fim da madrugada e início da manhã.

Por outro lado, os acréscimos de capacidade eólica no S não geraram impactos relevantes sobre o CMO dos submercados de modo geral. Somente com a flexibilização do intercâmbio houve efeitos significativos, relacionados à diminuição do CMO do NE e

do N desde o início da madrugada. Com isso, o CMO do N chegou a valores beirando o PLD mínimo no meio da manhã. Conforme apontado, entende-se que o aumento da exportação do S para o SE/CO, diminuindo a demanda deste pela energia do NE e do N, pode ter contribuído para um maior excesso interno de oferta, reduzindo seus respectivos CMO.

Na Figura 25, por sua vez, destaca-se o fato de que o CMO do N foi nulo durante todo o dia na maioria dos cenários, exceto no de incremento eólico no S com liberação da exportação. Além disso, desde o cenário base, o CMO do NE se viu descolado dos demais assim como no caso seco, porém menos sujeito a valores nulos. Com a adição eólica no NE, o CMO de tal submercado foi reduzido ao longo de todo o dia, ficando abaixo do PLD mínimo da madrugada ao início da manhã. Finalmente, ao se favorecer a exportação do NE, houve o nivelamento dos submercados, com redução de valores principalmente nos 14 primeiros patamares do dia.

Novamente, os incrementos no S não proporcionaram efeitos significativos ao longo do dia nos cenários principais. Por outro lado, no cenário alternativo secundário, o CMO do N passou a estar acima do PLD mínimo durante todo o dia, majoritariamente equiparado ao CMO do NE a partir do meio da manhã. Além disso, a queda abrupta do CMO do NE anteriormente observada no início da manhã foi dissipada. Já as curvas de CMO do S e do SE/CO apresentaram forma semelhante à do cenário análogo referente ao NE.

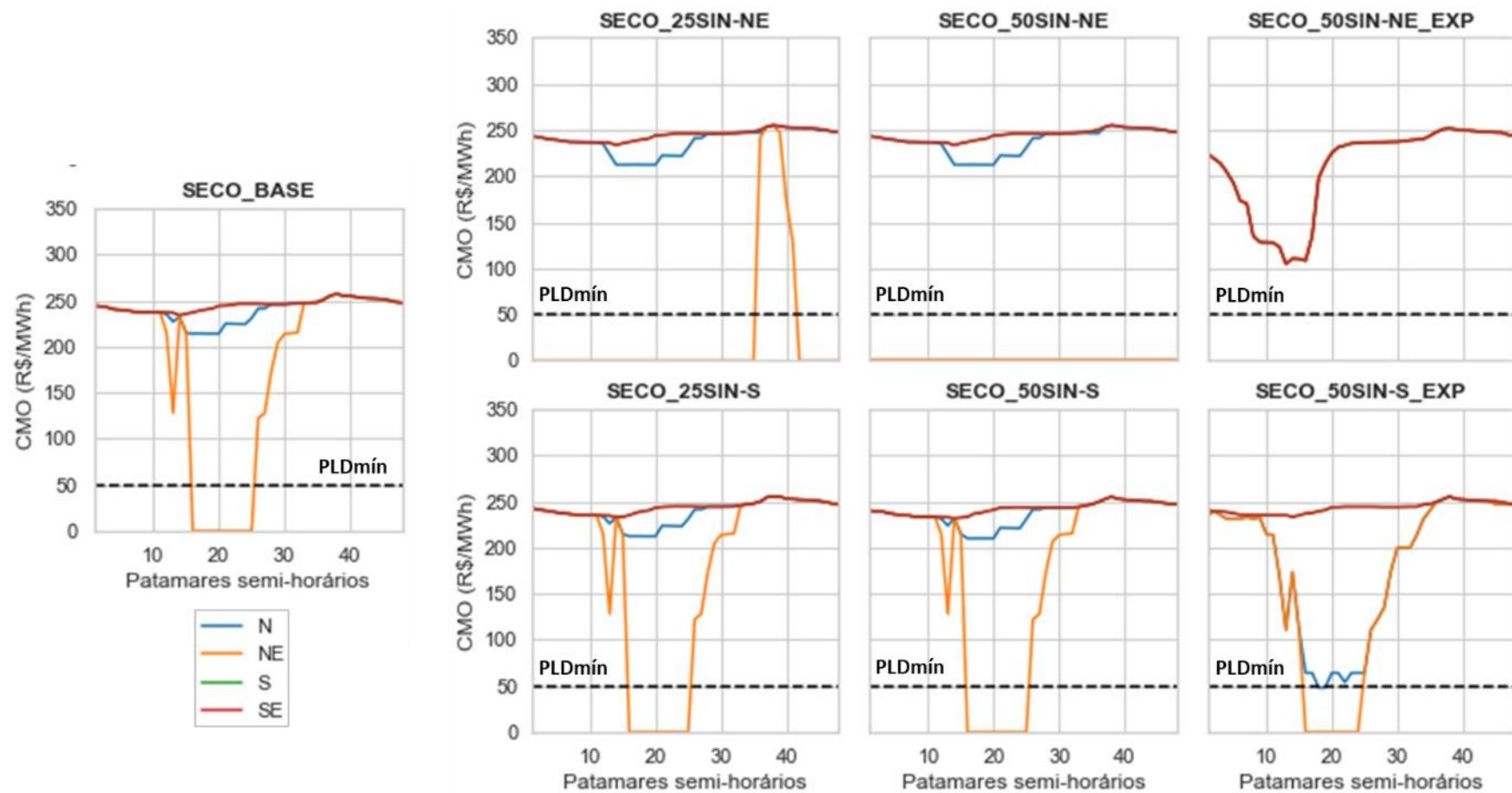


Figura 24: CMO ao longo do dia seguinte por submercado, para os cenários secos.

Fonte: elaboração própria (2021).

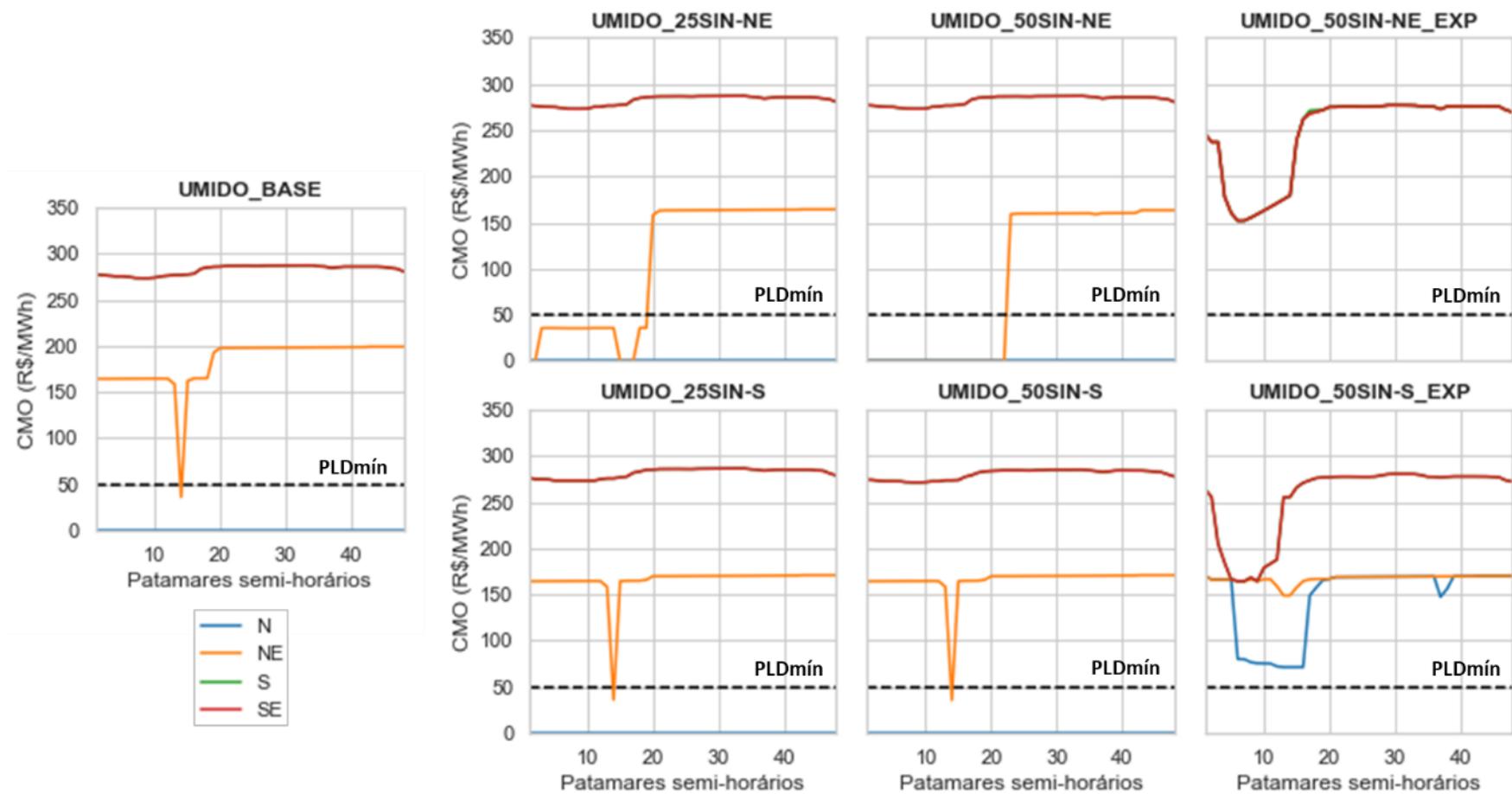


Figura 25: CMO ao longo do dia seguinte por submercado, para os cenários úmidos.

Fonte: elaboração própria (2021).

Concluída a descrição dos resultados de CMO obtidos, inicia-se com apoio da Figura 26 a análise de sua relação com a geração de cada fonte dos diferentes submercados. Para isso, utilizou-se também do artifício estatístico dos coeficientes de correlação de Pearson, já aplicados à abordagem de complementaridade, considerando inicialmente de forma conjunta os cenários base e alternativos principais. Em contraste, nesta parte do trabalho o foco reside na identificação da influência das gerações sobre os preços de cada submercado.

A Figura 26 indica que, no dia seco, o CMO do N foi mais positivamente correlacionado com a geração hidrelétrica de seu submercado ( $r = 0,72$ ), enquanto a geração de pequenas usinas do SE/CO foi a mais anticorrelacionada ( $r = -0,56$ ). O NE, por outro lado, teve seu CMO mais influenciado pela geração de seu próprio submercado: positivamente pelas térmicas ( $r = 0,97$ ) e negativamente pelas eólicas ( $r = -0,65$ ). Já os CMO do S e do SE/CO foram afetados em mesma intensidade pela geração, estando mais correlacionados com as hidrelétricas do SE/CO e anticorrelacionados com a pequena parcela de eólicas do N. Destaca-se também que as térmicas do N também apresentaram correlação negativa relevante com os últimos CMO mencionados.

Na mesma ilustração, quanto ao período úmido, verifica-se não foram obtidos coeficientes para o submercado N, uma vez que este apresentou CMO nulo em todas as situações associadas. O CMO do NE seguiu mais correlacionado com a geração termelétrica do próprio NE, embora sob menor influência ( $r = 0,66$ ), e indicou anticorrelação mais intensa ainda com as eólicas do NE ( $r = -0,80$ ). Por sua vez, o S e o SE/CO mantiveram-se sob padrão único de relações, estando mais influenciados pelas hidrelétricas do S ( $r = 0,99$ ) e mais negativamente correlacionados com as térmicas do SE/CO ( $r = -0,39$ ).

O fato de uma maior geração termelétrica levar a um menor CMO em seu próprio submercado, como neste último caso citado, pode motivar um estranhamento inicial. Contudo, há de se reparar que a relação do CMO do SE/CO com as eólicas do NE teve um coeficiente negativo próximo ( $r = -0,37$ ). Ademais, verificou-se em momento anterior que a geração eólica do NE apresentou correlação positiva com a termoelectricidade do SE/CO. Portanto, entende-se o fato observado como fruto de tal associação.

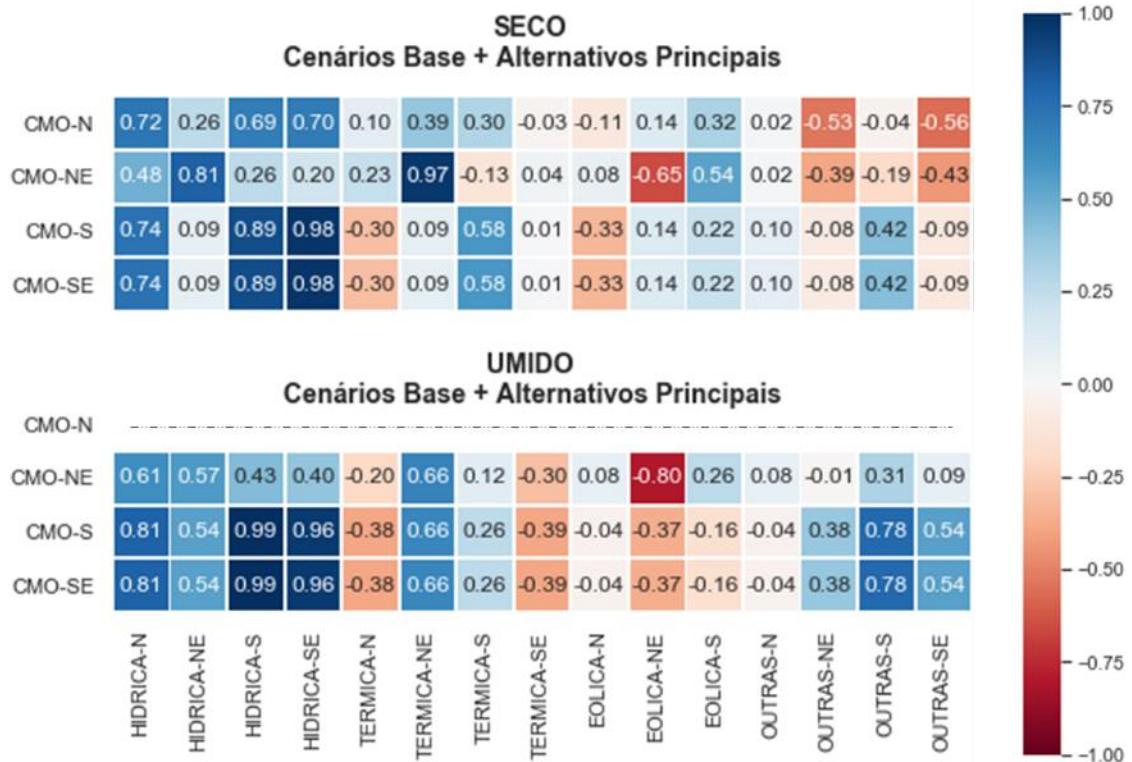


Figura 26: Correlação entre CMO e geração, para cenários secos e úmidos.

Fonte: elaboração própria (2021).

Por fim, à semelhança do que foi feito na parte das análises de complementaridade, a Figura 27 e a Figura 28 discriminam os efeitos oriundos das alterações de limites de intercâmbio para os dias seco e úmido, respectivamente. Para tanto, são confrontados os cenários alternativos secundários com os principais correspondentes. Percebe-se que em ambos os períodos a liberação de exportações do NE fez com que os CMO de todos os submercados fossem influenciados pelas gerações da mesma forma, sinalizando o equilíbrio do SIN.

Nessas circunstâncias, viu-se que as térmicas do NE foram as mais correlacionadas com o CMO ( $r = 0,96$ ) no dia seco (Figura 27). Já as eólicas do N corresponderam à sua maior antocorrelação ( $r = -0,42$ ). Por outro lado, no dia úmido (Figura 28), a correlação mais alta do CMO foi com as hidrelétricas do SE/CO ( $r = 0,93$ ) e a antocorrelação mais forte foi com as eólicas do NE ( $r = -0,67$ ).

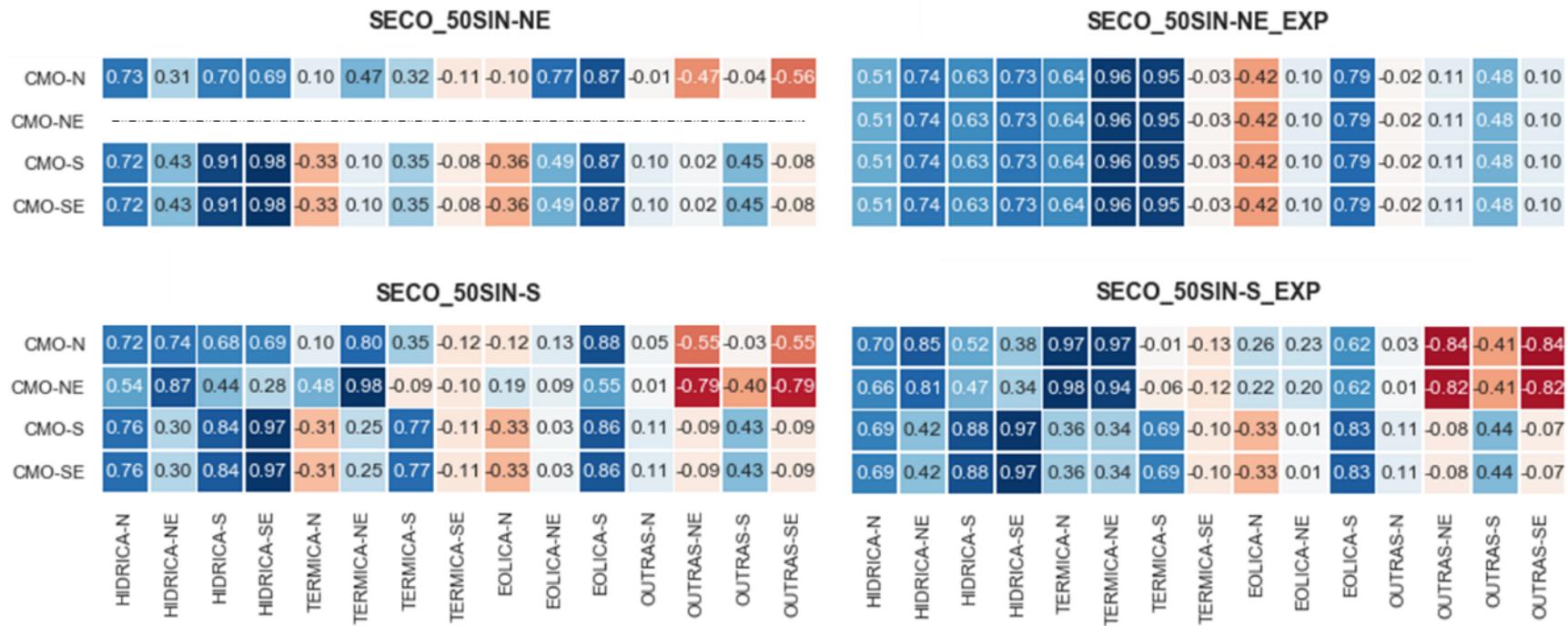
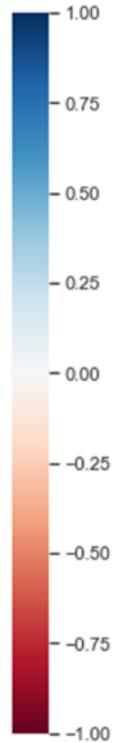


Figura 27: Correlação entre CMO e geração por submercado, para cenários secos de +50% no NE e no S.

Fonte: elaboração própria (2021).

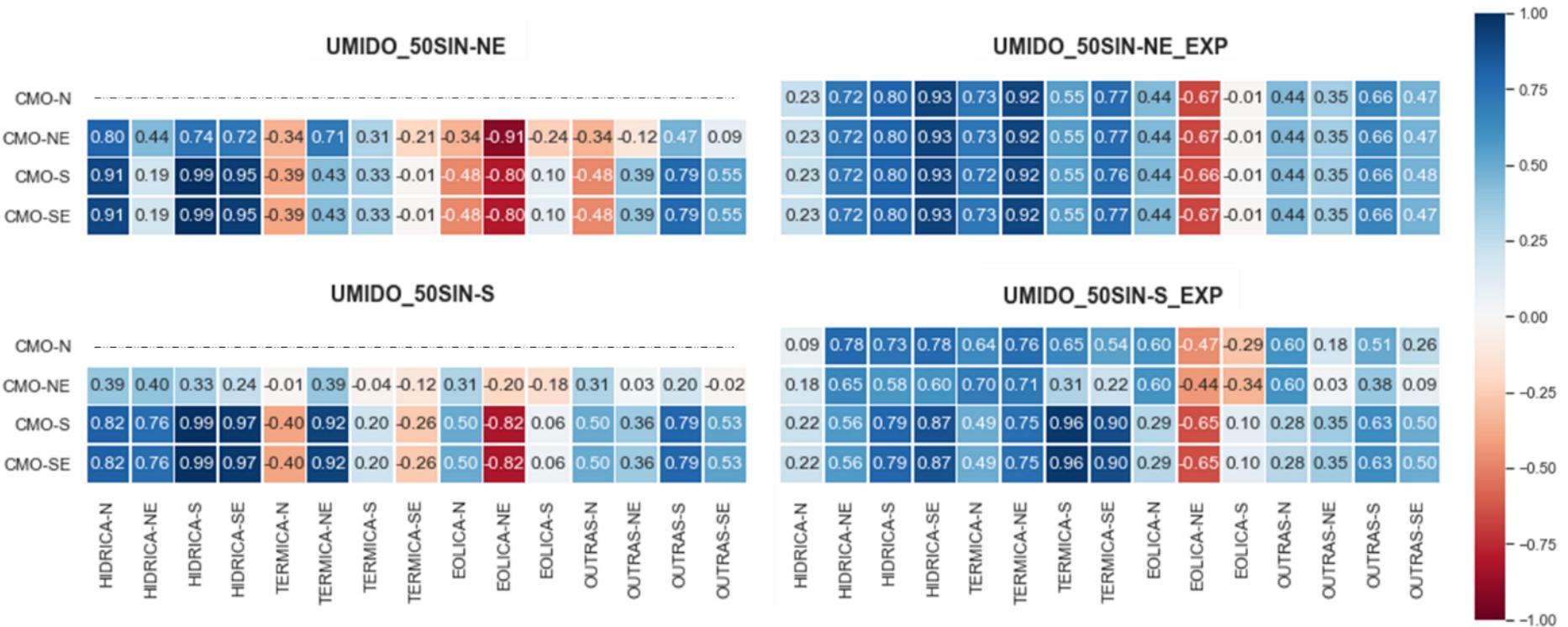


Figura 28: Correlação entre CMO e geração por submercado, para cenários úmidos de +50% no NE e no S.

Fonte: elaboração própria (2021).

Com a exportação liberada no S, por sua vez, os efeitos foram distintos daqueles relacionados ao NE. No dia úmido (Figura 28), verificou-se uma tendência maior para o equilíbrio do sistema, embora este não tenha sido alcançado. As eólicas do NE passaram a ser as mais anticorrelacionadas com os CMO de todos os submercados, com coeficientes entre -0,44 e -0,65. Todavia, as correlações positivas mais fortes variaram entre eles.

No S e SE/CO, houve maior influência das térmicas do S ( $r = 0,96$ ) sobre o CMO. No N, a maior correlação de CMO foi referente às hidrelétricas do SE/CO e do NE ( $r = 0,78$ ). Por outro lado, no NE, as térmicas desse mesmo submercado regeram mais intensamente o CMO ( $r = 0,71$ ).

Por último, no dia seco (Figura 27), as relações foram mais desniveladas entre os submercados. No N, a maior correlação do CMO foi com as térmicas do N e do NE ( $r = 0,97$ ), enquanto a anticonrelação mais forte foi com as pequenas usinas do NE e do SE/CO ( $r = -0,84$ ). Essas duas fontes também foram as mais anticorrelacionadas com o CMO do NE ( $r = -0,82$ ), ao passo que a correlação deste com as térmicas do N foi a mais elevada ( $r = 0,98$ ). O S e o SE/CO, por sua vez, novamente apresentaram padrão compartilhado: maior correlação do CMO com as hidrelétricas do SE/CO ( $r = 0,97$ ) e anticonrelação mais intensa com as eólicas do N ( $r = -0,33$ ).

## **5.2. Potenciais Impactos na Comercialização**

Ao longo das análises dos resultados de despacho e CMO obtidos para os cenários de interesse, foi possível identificar diversos pontos que podem impactar o mercado de energia elétrica. O primeiro a ser destacado diz respeito aos agentes que participam do MRE. Nos cenários propostos para ambas as épocas do ano, verificou-se que o aumento da capacidade eólica ocasionou a queda da geração hidrelétrica. Por conseguinte, o GSF também tende a ser reduzido, o que pode aumentar a exposição de tais geradores no MCP, principalmente no período seco, que já é mais sujeito à escassez hídrica. Nesse sentido, como os incrementos eólicos no S levaram a uma diminuição mais modesta da geração hidrelétrica, tal situação seria menos desafiadora para os participantes do MRE do que a de acréscimos no NE sob essa ótica.

Outro resultado favorável ao aumento da capacidade instalada de parques eólicos no S foi referente à geração termelétrica. Verificou-se que, ao passo que incrementos no NE elevaram o despacho térmico por outros motivos alheios à ordem de mérito, aqueles no S tiveram efeito distinto, mantendo-o ou reduzindo-o. Tal redução se mostra benéfica, uma vez que diminui os custos marginais vinculados à partida imediata de usinas mais caras e pode contribuir para a diminuição dos encargos associados a esse tipo de geração, como os relacionados ao *unit commitment*, em consonância com as expectativas apontadas pela CCEE (2018) e pelo ONS (2019a).

Não obstante, tais constatações não visam orientar a suspensão de investimentos eólicos no NE. Afinal, trata-se do maior potencial de aproveitamento eólico do país e tem importante complementariedade com as demais fontes, como foi observado nos resultados, trazendo inúmeros benefícios. Em contraste, pontua-se que outras localidades, aqui exemplificadas pelo S, podem trazer vantagens a serem também exploradas. Além disso, evidencia-se que a infraestrutura de transmissão deve acompanhar adequadamente a expansão eólica em curso no NE, de modo a minimizar os desafios associados à sua integração.

Outro efeito esperado em relação à entrada massiva de fontes intermitentes no SIN é a maior ocorrência de *curtailment*, principalmente em submercados que já enfrentam dificuldades de escoamento de energia, como o NE. Esse tipo de episódio é característico da geração eólica, mas viu-se que também ocorre com outras fontes não despacháveis, como a solar fotovoltaica. Tratando-se de contratos por quantidade, a geração frustrada compromete a remuneração dos agentes, motivando-os a buscar soluções.

Com a nova granularidade atribuída à cadeia de modelos oficiais do setor, esse tipo de ocorrência passou a ser mapeado de modo mais detalhado. Tal tipo de informação subsidia a identificação dos momentos mais críticos do dia nesse quesito e, juntamente com os dados de perfil de geração das plantas, pode ser utilizado pelos geradores para sua proteção. Nesse sentido, a maior valorização da modulação se apresenta como importante tendência para os novos contratos, conforme também apontado pela CCEE (2018). Outra questão que ganha mais espaço nesse contexto é o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento, a fim de se evitar o desperdício da energia impedida de ser injetada na

rede em determinadas circunstâncias de inflexibilidade ou congestionamento. A importância desse tipo de tecnologia é também destacada por Luz e Moura (2019)

O armazenamento – seja por meio de baterias, usinas reversíveis ou hidrogênio – se mostra oportuno para contornar excessos de oferta durante baixa demanda, além da variabilidade de preços apontada por Kyritsis, Andersson, *et al.* (2017). Nos cenários avaliados, isso se observou principalmente durante a madrugada e a manhã, correspondentes à carga leve, em horários de geração eólica mais intensa. Nesses momentos, o CMO teve seus valores mais baixos decorrentes de quedas abruptas e foi geralmente acompanhado de um descolamento entre os submercados. Com a utilização de tecnologias de armazenamento, o agente poderia ter mais autonomia para transferir a energia produzida para o sistema em ocasiões mais favoráveis, vendendo energia a preços mais altos, por exemplo.

Descolamentos de CMO entre submercados representam um relevante fator de risco para a exposição de agentes no MCP. Afinal, quando um agente compra energia oriunda de um submercado e vende em outro, ele fica sujeito aos efeitos de tais assimetrias no momento da liquidação. Com a maior granularidade do preço e a variabilidade associada ao aumento progressivo das fontes intermitentes, esse risco tende a aumentar.

Uma estratégia possível para mitigá-lo é a adoção de portfólios diversificados de energia, que têm grande potencial de disseminação. Como se pôde observar nos resultados deste estudo, a complementaridade entre fontes de geração é um relevante ativo a ser explorado no contexto brasileiro. Nesse sentido, conforme indicado por Maier, Street *et al.* (2016), o aproveitamento combinado da complementaridade com uma abordagem multimercado pode representar uma boa oportunidade de *hedge* para os agentes.

Por outro lado, uma vez que nos contratos por disponibilidade o risco é assumido pelas distribuidoras, conforme conceituado no item 2.2, e repassado ao consumidor cativo, este também pode ser impactado pelo preço horário. Diante disso, tal consumidor pode se tornar mais propenso a migrar para o mercado livre ou aderir à geração distribuída para contornar gastos adicionais vinculados a aumentos tarifários. Desse modo, em consonância com a sinalização de Ramos, Del Carpio Huayllas *et al.* (2020), surgem

oportunidades para o desenvolvimento de novos arranjos comerciais e possíveis incentivos a mecanismos de resposta pelo lado da demanda.

## **6. Conclusão e Recomendações**

Este trabalho se enquadra no contexto atual das mudanças regulatórias do setor elétrico associadas à disseminação crescente das energias renováveis intermitentes. Diante disso, o objetivo estabelecido foi de contribuir para o entendimento dos impactos sobre a comercialização de energia elétrica, resultantes da relação entre a complementaridade de fontes de geração e a nova precificação no mercado brasileiro. A fim de garantir proximidade em relação à dinâmica real do setor, a presente avaliação contou com a aplicação do ferramental utilizado oficialmente para a formação de preços: o modelo DESSEM.

Para fundamentação da discussão pretendida, a revisão bibliográfica realizada inicialmente contemplou um panorama institucional e de funcionamento do setor elétrico brasileiro, abrangendo os principais conceitos relacionados e alterações no marco regulatório. Além disso, foi apresentado o referencial teórico associado à complementaridade das fontes de geração, abordando a diversificação da matriz elétrica e a importância da infraestrutura de transmissão para o sistema. Tais informações tiveram o essencial papel de embasar a formulação e a subsequente análise dos cenários utilizados para atingimento do propósito deste estudo.

A partir de situações base reais do SIN, foram desenvolvidos cenários alternativos hipotéticos, modelados em granularidade temporal compatível com a da nova precificação. Tais cenários visaram captar efeitos da expansão progressiva de fontes intermitentes no Brasil em diferentes épocas do ano, por meio de incrementos de capacidade instalada eólica nos focos nacionais de aproveitamento dessa fonte: os submercados NE e S. Adicionalmente, foram estipulados casos secundários de flexibilização de limites de exportação para escoamento dos excedentes impostos, a fim de se destacar a função da transmissão no balanceamento do sistema. Ao todo, foram analisados 14 cenários, sendo 7 para o dia seco de referência e 7 para o úmido.

Os resultados obtidos apontaram que, para uma mesma capacidade incremental considerada, os montantes de geração eólica associados a cada um dos submercados foram diferenciados. Nos casos úmidos, a geração eólica adicional no S foi superior, ao passo que a do NE foi significativamente maior nos cenários secos. Esse aspecto e as

diferenças entre seus respectivos perfis de geração, que se mostraram complementares, levaram ao deslocamento das demais gerações de maneiras distintas. Ademais, a liberação da exportação do NE indicou efeitos mais contundentes em direção a um maior equilíbrio do sistema do que aquela aplicada ao S.

Em termos de complementaridade, verificou-se que ambos os dias analisados apresentaram oportunidades vinculadas, porém o potencial mais acentuado foi referente ao período seco. Tal complementaridade não se limitou à relação entre eólicas e hidrelétricas, como em muitos estudos da literatura, envolvendo também as termelétricas e outras fontes. No dia seco, as eólicas do NE se mostraram complementares com a maioria das fontes, à exceção das térmicas do SE/CO e do N. Já no dia úmido, destacou-se o fato de as térmicas do N e do S se complementarem.

Com a exportação flexibilizada, observou-se uma atenuação da complementaridade entre as diferentes gerações, por meio da redução dos coeficientes de correlação de Pearson calculados. No entanto, isso não anula o fato de os recursos energéticos serem complementares entre si originalmente. Em contrapartida, isso sinaliza que, com um sistema mais equilibrado e uma maior isonomia entre submercados, as interações de pares específicos de geração passam a perder peso na operação como um todo.

Em relação aos CMO, que foram utilizados como aproximação direta para o PLD, verificou-se um padrão comportamental conjunto entre os submercados S e SE/CO. Já quanto ao N e ao NE, houve distinção e maior dispersão dos resultados ao longo do dia. Os cenários de incrementos eólicos no NE provocaram uma maior diminuição no CMO médio do SIN, associada a quedas abruptas significativas do CMO do NE, atingindo valores nulos frequentemente. Isso se relacionou ao fato de o NE ter demonstrado maiores dificuldades para escoar seus excedentes de oferta do que o S e, especialmente no caso seco, tais montantes terem sido mais expressivos.

Nos casos úmidos, foram observados descolamentos de CMO entre submercados ao longo de todo o dia. Já nos secos, isso se verificou principalmente no período da manhã. Ao serem flexibilizados os limites para exportação dos excedentes do NE, tais assimetrias foram dissipadas, indicando o equilíbrio alcançado pelo sistema nessas

circunstâncias. Por outro lado, viu-se que os aumentos da exportação do S para o SE/CO impactaram o N, diminuindo seu CMO em direção ao PLD mínimo. Isso foi associado ao maior aprisionamento da energia do N, que passou a ser menos demandada pelo SE/CO.

Viu-se também que o CMO do submercado N apresentou uma alta correlação com a geração hidrelétrica desse subsistema e maior anticorrelação com outras pequenas usinas do SE/CO. Já o CMO do NE se mostrou mais correlacionado com suas térmicas e mais anticoncorrelacionado com suas eólicas, sendo internamente regido de modo mais intenso. Já o S e o SE/CO tiveram seus CMO diretamente influenciados por suas gerações hidrelétricas e se mostraram se comportar de modo inversamente proporcional frente as térmicas do N, no período seco, e do SE/CO, no período úmido. Nesse sentido, destacou-se que, apesar de a anticorrelação entre a geração termelétrica e o CMO do SE/CO ser contraintuitiva, essa situação merece ser posta em perspectiva. Afinal, tais térmicas são positivamente correlacionadas com as eólicas do NE, que se mostraram anticoncorrelacionadas com o CMO do SE/CO em magnitude, justificando a natureza de tal associação.

Ademais, viu-se que a liberação da exportação do NE fez com que os CMO de todos os submercados tivessem os mesmos coeficientes de correlação frente a cada fonte. Isso reforçou, sob outra ótica, a capacidade que as interconexões têm de favorecer o balanceamento do sistema. Em contraste, com a flexibilização relacionada ao S, houve também um direcionamento para o equilíbrio, mas não foi possível atingi-lo da mesma forma.

Os principais resultados referentes aos cenários propostos foram discutidos à luz da comercialização de energia elétrica, promovendo a avaliação de potenciais impactos relacionados. Nesse sentido, identificou-se que o crescimento progressivo da fonte eólica pode levar a quedas relevantes da geração hidrelétrica, afetando o GSF e aumentando a exposição dos participantes do MRE no MCP. Os efeitos dos incrementos no S foram mais modestos nesse sentido, principalmente no caso seco, sinalizando maiores desafios para a expansão eólica no NE, apesar de seu potencial elevado e benefícios atrelados à sua complementaridade. Por outro lado, tais desafios podem ser superados com o devido suporte da infraestrutura de transmissão, cuja expansão deve acompanhar a da geração.

O S também se mostrou alternativa interessante a ser explorada na medida em que seus acréscimos eólicos proporcionaram reduções no despacho térmico por outros motivos além da ordem de mérito, podendo contribuir para a diminuição de eventuais encargos associados, como aqueles referentes ao *unit commitment*, por exemplo.

Além disso, constatou-se que incrementos de capacidade eólica no NE podem intensificar a ocorrência de episódios de *curtailment*, tanto das eólicas como de outras fontes não despacháveis, devido a congestionamentos de rede ou possíveis faltas de flexibilidade do sistema. Com isso, a remuneração dos geradores tende a ser negativamente impactada, tratando-se de contratos por quantidade, o que pode ser contornado por meio de uma modulação contratual mais adequada. Ademais, no sentido de evitar desperdício de recursos e maximizar ganhos com a energia vendida, esse fato e a variabilidade dos preços ao longo do dia podem tornar o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento bastante oportuno.

As variações e as assimetrias de CMO entre submercados verificados nos cenários no decorrer do dia, os quais se intensificaram com o aumento da geração eólica, também podem sinalizar maior risco de exposição dos agentes no MCP. Nesse sentido, a complementaridade das fontes de geração constatada pode ser aproveitada por meio de portfólios multimercado, que podem ganhar cada vez mais espaço no mercado como solução de *hedge*. Por outro lado, como nos contratos por disponibilidade as distribuidoras repassam o risco ao consumidor cativo, este pode buscar como saída para eventuais aumentos tarifários a migração para o mercado livre ou a adesão à geração distribuída. Assim, podem também haver incentivos para mecanismos de resposta da demanda e novos arranjos comerciais.

Diante de tais apontamentos, constata-se que a introdução do preço horário no Brasil pode vir acompanhada de uma maior variabilidade e riscos associados, porém também munida de uma representação mais minuciosa do sistema. Por conseguinte, o aumento dos detalhes referentes aos custos alocados na operação e sinalizados pelo preço formado favorece o mapeamento de pontos de atenção para os agentes individualmente e o setor como um todo. Assim, oportunidades de desenvolvimento de negócios e tecnologias como as levantadas devem ganhar força nesse contexto de transformação, na

medida em que novas soluções serão buscadas para cobrir tais pontos. Não obstante, para que algumas delas se tornem viáveis, é imprescindível que a regulação do setor passe a considerar suas particularidades e inovações.

Portanto, investigações acerca das adequações regulatórias necessárias para a consolidação das oportunidades de novos negócios assinaladas são pertinentes para estudos futuros. Sob esse ponto de vista, podem ser explorados programas de resposta pelo lado da demanda e políticas setoriais voltadas para armazenamento de energia, que também deve ser analisado sob o ponto de vista técnico-financeiro. Afinal, são diversas alternativas em diferentes estágios de desenvolvimento tecnológico e competitividade.

Recomenda-se ainda que esse tipo de tecnologia seja avaliado na ótica da modelagem do sistema, podendo compor novos cenários alternativos complementares aos já propostos por esta dissertação. Assim, seus efeitos poderão ser testados e quantificados, revelando o desempenho de diferentes configurações e suas possíveis vantagens. Além disso, sugere-se que a geração solar fotovoltaica seja também explorada, uma vez que representa a principal fonte relacionada à geração distribuída, cujo crescimento é esperado.

Por fim, ressalta-se que os cenários avaliados neste estudo têm como principal limitação o fato de contemplarem dois dias operativos específicos, com a representação determinística de recursos energéticos naturalmente probabilísticos. Dado que foram selecionados casos de referência com disponibilidades hídricas diametralmente opostas para fins de complementaridade e a dissertação tentou se aproximar ao máximo das percepções do mercado nesses casos, os objetivos não foram comprometidos. No entanto, estudos que contemplem mais dias para análise são recomendáveis para agregar maior robustez aos resultados quantitativos.

## **Referências Bibliográficas**

**ANEEL. ANEEL define limites do Preço de Liquidação de Diferenças.** 2019. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset\\_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/id/19308473](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/id/19308473). Acesso em: 15 fev. 2021.

BELUCO, A., RISSO, A., CANALES, F. A. "Simplified evaluation of energetic complementarity based on monthly average data", **MethodsX**, v. 6, p. 1194–1198, 1 jan. 2019. DOI: 10.1016/j.mex.2019.05.019. .

BRANCUCCI MARTINEZ-ANIDO, C., BRINKMAN, G., HODGE, B. M. "The impact of wind power on electricity prices", **Renewable Energy**, v. 94, p. 474–487, 2016. DOI: 10.1016/j.renene.2016.03.053. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.03.053>.

**BRASIL. Decreto Nº 9.143, de 22 de agosto de 2017.** 2017. Presidência da República, Secretaria-Geral, Subchefia para Assuntos Jurídicos. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2017/Decreto/D9143.htm#art2](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2017/Decreto/D9143.htm#art2). Acesso em: 31 jan. 2021.

CANALES, F. A., JURASZ, J., BELUCO, A., *et al.* "Assessing temporal complementarity between three variable energy sources through correlation and compromise programming", **Energy**, v. 192, p. 116637, 2020. DOI: 10.1016/j.energy.2019.116637. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116637>.

**CAVADOS, G. A. Análise do Impacto da Introdução das Fontes Intermitentes no Setor Elétrico Brasileiro: Estudo de Caso da Região Nordeste.** 2015. Dissertação de M. Sc. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2015. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/>.

**CCEE. Balanço 2020.** 2021a. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE\\_661227](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_661227). Acesso em: 31 jan. 2021.

**CCEE. Deck de Preços.** 2020a. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/deck\\_de\\_precos](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/deck_de_precos). Acesso em: 27 maio 2020.

**CCEE. Metodologia.** 2021b. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/metodologia\\_de\\_precos](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/metodologia_de_precos). Acesso em: 2 abr. 2021.

**CCEE. Onde atuamos: com quem se relaciona.** 2021c. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Brasil. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/onde-atuamos/com\\_quem\\_se\\_relaciona](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/com_quem_se_relaciona). Acesso em: 14 fev. 2021.

**CCEE. Operação sombra do PLD horário começa nesta segunda-feira (16/4).** 2018. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Brasil. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE\\_640276](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_640276). Acesso em: 15 fev. 2021.

**CCEE. Redução de requisitos do mercado livre beneficia cerca de 700 cargas.** 2021d. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE\\_661346](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_661346). Acesso em: 9 abr. 2021.

**CCEE. Regras de Comercialização: Contratos. Versão 2021.1.0.** 2021e. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Brasil. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/>. Acesso em: 14 fev. 2021.

**CCEE. Regras de Comercialização: Garantia Física. Versão 2020.4.0.** 2020b. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Brasil. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/>. Acesso em: 14 fev. 2021.

**CCEE. Regras de Comercialização: Glossário de Termos / Interpretações e Relação de Acrônimos (Anexo). Versão 2019.1.0.** 2019. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Brasil. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/>. Acesso em: 14 fev. 2021.

**CCEE. Regras de Comercialização: Liquidação. Versão 2020.2.0.** 2020c. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Brasil. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/>. Acesso em: 14 fev. 2021.

**CCEE. Regras de Comercialização: Mecanismo de Realocação de Energia. Versão 2020.2.0.** 2020d. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Brasil. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/>. Acesso em: 14 fev. 2021.

**CCEE. Regras de Comercialização: Preço de Liquidação das Diferenças. Versão 2020.2.0.** 2020e. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Brasil. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/>. Acesso em: 14 fev. 2021.

**CCEE. Regras de Comercialização: Preço de Liquidação das Diferenças. Versão 2021.1.0.** 2021f. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Brasil. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/>. Acesso em: 14 fev. 2021.

**CEBDS. Guia para Power Purchase Agreements (PPA) corporativos de energia renovável.** 2020. Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável. Disponível em: <https://cebds.org/publicacoes/guia-para-power-purchase-agreements-ppa-corporativos-de-energia-renovavel/#.YHC8-ehKg2x>. Acesso em: 31 jan. 2021.

**CEPEL. DECOMP – Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo.** 2018a. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Brasil. Disponível em: [http://www.cepel.br/pt\\_br/produtos/programas-computacionais-por-categoria/menu/decomp-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-curto-prazo.htm](http://www.cepel.br/pt_br/produtos/programas-computacionais-por-categoria/menu/decomp-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-curto-prazo.htm). Acesso em: 14 fev. 2021.

**CEPEL. Manual de Metodologia – Modelo DESSEM.** 2019. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Brasil.

**CEPEL. NEWAVE – Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo.** 2018b. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Brasil. Disponível em: [http://www.cepel.br/pt\\_br/produtos/programas-computacionais-por-categoria/menu/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm](http://www.cepel.br/pt_br/produtos/programas-computacionais-por-categoria/menu/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm).

sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm. Acesso em: 14 fev. 2021.

COTIA, B. P., BORGES, C. L. T., DINIZ, A. L. "Optimization of wind power generation to minimize operation costs in the daily scheduling of hydrothermal systems", **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 113, n. June, p. 539–548, 2019. DOI: 10.1016/j.ijepes.2019.05.071. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.05.071>.

DE VOS, K. "Negative Wholesale Electricity Prices in the German, French and Belgian Day-Ahead, Intra-Day and Real-Time Markets", **The Electricity Journal**, v. 28, n. 4, p. 36–50, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2015.04.001>. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619015000652>.

DEANE, P., COLLINS, S., GALLACHÓIR, B. Ó., *et al.*, "Chapter 16 - Impact on Electricity Markets: Merit Order Effect of Renewable Energies". In: WELSCH, M., PYE, S., KELES, D., *et al.* (Org.), [S.l.], Academic Press, 2017. p. 105–118. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809806-6.00016-X>. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B978012809806600016X>.

DIUANA, F. A. **Estudo do Impacto da Penetração Eólica no Subsistema Sul do Brasil**. 2017. Dissertação de M. Sc. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2017. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/>.

**E+ TRANSIÇÃO ENERGÉTICA, I. Panorama do Setor Elétrico Brasileiro.**  
**Versão 2019.** 2020. Disponível em: <https://www.emaisenergia.org/publicacao/panorama-do-sistema-eletrico-brasileiro-2019/>. Acesso em: 15 fev. 2021.

**EPE. Garantia Física.** 2021. Empresa de Pesquisa Energética, Brasil. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/garantia-fisica>. Acesso em: 14 fev. 2021.

**EPE. Informe Técnico – Leilões de Energia Elétrica de 2019.** 2019a. Empresa de Pesquisa Energética, Brasil. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes->

[dados-abertos/publicacoes/informe-tecnico-sobre-os-leiloes-de-energia-de-2019](http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/informe-tecnico-sobre-os-leiloes-de-energia-de-2019). Acesso em: 14 fev. 2021.

**EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029.** 2019b. Empresa de Pesquisa Energética, Brasil. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>. Acesso em: 14 fev. 2021.

FERREIRA, P. G. C., OLIVEIRA, F. L. C., SOUZA, R. C. "The stochastic effects on the Brazilian Electrical Sector", **Energy Economics**, v. 49, p. 328–335, 2015. DOI: 10.1016/j.eneco.2015.03.004. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2015.03.004>.

**GIZ. Sistemas Energéticos do Futuro: Integrando Fontes Variáveis de Energia Renovável na Matriz Energética do Brasil.** 2019. Projeto no âmbito da Cooperação Brasil Alemanha para o Desenvolvimento Sustentável, pelo Programa Sistemas de Energia do Futuro, em parceria com o Ministério de Minas e Energia. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-de-integracao-de-fontes-renovaveis-variaveis-na-matriz-eletrica-do-brasil>. Acesso em: 3 nov. 2020.

**IEA. Renewables 2019.** 2019a. International Energy Agency, Paris, França. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/renewables-2019>. Acesso em: 14 fev. 2021.

**IEA. World Energy Outlook 2019.** 2019b. International Energy Agency, Paris, França. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>. Acesso em: 14 fev. 2021.

JURASZ, J., CANALES, F. A., KIES, A., *et al.* "A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions", **Solar Energy**, v. 195, n. April 2019, p. 703–724, 2020. DOI: 10.1016/j.solener.2019.11.087. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.087>.

KOUGIAS, I., SZABÓ, S., MONFORTI-FERRARIO, F., *et al.* "A methodology

for optimization of the complementarity between small-hydropower plants and solar PV systems", **Renewable Energy**, v. 87, p. 1023–1030, 1 mar. 2016. DOI: 10.1016/j.renene.2015.09.073. .

KYRITSIS, E., ANDERSSON, J., SERLETIS, A. "Electricity prices, large-scale renewable integration, and policy implications", **Energy Policy**, v. 101, p. 550–560, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.11.014>. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421516306085>.

LUZ, T., MOURA, P. "100% Renewable energy planning with complementarity and flexibility based on a multi-objective assessment", **Applied Energy**, v. 255, p. 113819, 1 dez. 2019. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113819. .

MACEIRA, M. E. P., MARZANO, L. G. B., PENNA, D. D. J., *et al.* "Application of CVaR risk aversion approach in the expansion and operation planning and for setting the spot price in the Brazilian hydrothermal interconnected system", **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 72, p. 126–135, 2015. DOI: 10.1016/j.ijepes.2015.02.025. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.02.025>.

MAIER, S., STREET, A., MCKINNON, K. "Risk-averse portfolio selection of renewable electricity generator investments in Brazil: An optimised multi-market commercialisation strategy", **Energy**, v. 115, p. 1331–1343, 2016. DOI: 10.1016/j.energy.2016.09.064. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.09.064>.

**MME. Consulta Pública Nº 33, de 05 de julho de 2017. Aprimoramento do marco legal do setor elétrico.** 2017. Ministério de Minas e Energia, Brasil. Disponível em: <https://www.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas>. Acesso em: 14 fev. 2021.

**MME. Consulta Pública Nº 71, de 30 de abril de 2019. Documentação técnica do GT Metodologia da CPAMP - modelo e formação do Preço da Liquidação das Diferenças - PLD horário (Preço Horário).** 2019a. Ministério de Minas e Energia,

Brasil. Disponível em: <https://www.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas>. Acesso em: 14 fev. 2021.

**MME. Portaria Nº 101, de 6 de julho de 2016.** 2016. Ministério de Minas e Energia, Brasil. Disponível em: [https://www.in.gov.br/materia-/asset\\_publisher/Kujrw0TzC2Mb/content/id/23173114/do1-2016-07-07-portaria-no-101-de-6-de-julho-de-2016-23173047](https://www.in.gov.br/materia-/asset_publisher/Kujrw0TzC2Mb/content/id/23173114/do1-2016-07-07-portaria-no-101-de-6-de-julho-de-2016-23173047). Acesso em: 2 fev. 2021.

**MME. Portaria Nº 301, de 31 de julho de 2019.** 2019b. Ministério de Minas e Energia, Brasil. Disponível em: <https://www.mme.gov.br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias>. Acesso em: 14 fev. 2021.

**MME. Portaria Nº 465, de 12 de dezembro de 2019.** 2019c. Ministério de Minas e Energia, Brasil. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>. Acesso em: 31 jan. 2021.

**MME. Portaria Nº 74, de 2 de março de 2020.** 2020. Ministério de Minas e Energia, Brasil. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-74-de-2-de-marco-de-2020-246059188>. Acesso em: 2 fev. 2021.

MUNHOZ, F. C. "The necessity of more temporal granularity in the Brazilian short-term electricity market", **Sustainable Energy, Grids and Networks**, v. 11, p. 26–33, 1 set. 2017. DOI: 10.1016/j.segan.2017.06.001..

**NOGUEIRA, E. C. Análise da Inserção da Geração Eólica Offshore no SIN.** 2020. Dissertação de M. Sc. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2020. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/>.

**ONS. Capacidade Instalada de Geração.** 2021a. Operador Nacional do Sistema Elétrico, Brasil. Disponível em: [http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade\\_instalada.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx). Acesso em: 14 fev. 2021.

**ONS. Dados Hidrológicos / Vazões.** 2021b. Operador Nacional do Sistema Elétrico, Brasil. Disponível em: [http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados\\_hidrologicos\\_vazoes.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados_hidrologicos_vazoes.aspx). Acesso em: 14 fev.

2021.

**ONS. Entenda o que muda no ONS com a entrada em operação do DESSEM em janeiro de 2020.** 2019a. Operador Nacional do Sistema Elétrico, Brasil. Disponível em: [http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20190807\\_oquemudacomodessem.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20190807_oquemudacomodessem.aspx). Acesso em: 15 fev. 2021.

**ONS. Mapa do Sistema de Transmissão - Horizonte 2024.** 2021c. Operador Nacional do Sistema Elétrico, Brasil. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 17 fev. 2021.

**ONS. O Sistema Interligado Nacional.** 2021d. Operador Nacional do Sistema Elétrico, Brasil. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 14 fev. 2021.

**ONS. Previsão de Geração Eólica para Programação.** 2019b. Operador Nacional do Sistema Elétrico, Brasil. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/sites/9/78>. Acesso em: 20 set. 2019.

**ONU. Transformando Nosso Mundo: A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável.** 2015. Organização das Nações Unidas. Disponível em: <https://nacoesunidas.org/pos2015>. Acesso em: 14 fev. 2021.

PAIM, M. A., DALMARCO, A. R., YANG, C. H., *et al.* "Evaluating regulatory strategies for mitigating hydrological risk in Brazil through diversification of its electricity mix", **Energy Policy**, v. 128, p. 393–401, 1 maio 2019. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.12.064. .

**RAMOS, D. S., PEREIRA JÚNIOR, A. O., DA SILVA, A. L. R., et al. Planejamento Energético: Inserção da Variável Ambiental na Expansão da Oferta de Energia Elétrica.** 1<sup>a</sup> Edição ed. Rio de Janeiro, Synergia, 2020.

**RAMOS, D. S., DEL CARPIO HUAYLLAS, T. E., MOROZOWSKI FILHO, M., et al.** "New commercial arrangements and business models in electricity distribution systems: The case of Brazil", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 117, n.

September 2019, p. 109468, 2020. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109468. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109468>.

SANTOS, T. N., DINIZ, A. L., SABOIA, C. H., *et al.* "Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in Brazil: The dessem model", **Electric Power Systems Research**, v. 189, n. October 2019, p. 106709, 2020. DOI: 10.1016/j.epsr.2020.106709. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106709>.

SARFATI, M., HESAMZADEH, M. R., HOLMBERG, P. "Production efficiency of nodal and zonal pricing in imperfectly competitive electricity markets", **Energy Strategy Reviews**, v. 24, p. 193–206, 1 abr. 2019. DOI: 10.1016/j.esr.2019.02.004. .

SARFATI, M., HOLMBERG, P. "Simulation and Evaluation of Zonal Electricity Market Designs", **Electric Power Systems Research**, v. 185, p. 106372, 1 ago. 2020. DOI: 10.1016/j.epsr.2020.106372..

SCHMIDT, J. **COPA Model**. 2016. Universität für Bodenkultur Wien. University of Natural Resources and Life Sciences, Vienna. Disponível em: <https://homepage.boku.ac.at/jschmidt/COPA/index.html>. Acesso em: 20 fev. 2021.

SCHMIDT, J., CANCELLA, R., JUNIOR, A. O. P. "The effect of windpower on long-term variability of combined hydro-wind resources: The case of Brazil", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 55, p. 131–141, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.10.159>. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115012472>.

STIRLING, A. "Multicriteria diversity analysis. A novel heuristic framework for appraising energy portfolios", **Energy Policy**, v. 38, n. 4, p. 1622–1634, 1 abr. 2010. DOI: 10.1016/j.enpol.2009.02.023. .

TOLMASQUIM, M. T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. 2<sup>a</sup> Edição ed. Rio de Janeiro, Synergia, 2015.

VIVIESCAS, C., LIMA, L., DIUANA, F. A., *et al.* "Contribution of Variable Renewable Energy to increase energy security in Latin America: Complementarity and

climate change impacts on wind and solar resources", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 113, n. July, 2019. DOI: 10.1016/j.rser.2019.06.039. .