



ANÁLISE DA EXPANSÃO DO SISTEMA INTEGRADO NACIONAL DE ENERGIA  
ATRAVÉS DE MODELO DE MINIMIZAÇÃO DE CUSTOS CONSIDERANDO  
ALTERNATIVAS DE RESERVA DE POTÊNCIA

Fernando Sergio Asfor Parente

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.

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Junior  
Julian David Hunt

Rio de Janeiro  
Março de 2024

ANÁLISE DA EXPANSÃO DO SISTEMA INTEGRADO NACIONAL DE ENERGIA  
ATRAVÉS DE MODELO DE MINIMIZAÇÃO DE CUSTOS CONSIDERANDO  
ALTERNATIVAS DE RESERVA DE POTÊNCIA

Fernando Sergio Asfor Parente

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 Olímpio Pereira Junior  
Julian David Hunt

Aprovada por: Prof. Amaro Olímpio Pereira Junior  
Prof. Julian David Hunt  
Prof. Pedro Rodriguez Rua Rochedo  
Prof. Luciano Dias Losekann

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL  
MARÇO DE 2024

Parente, Fernando Sergio Asfor

Análise da expansão do Sistema Integrado Nacional de energia através de modelo de minimização de custos considerando alternativas de potência / Fernando Sergio Asfor Parente. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2024.

XV, 209 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Amaro Pereira Olímpio Junior

Julian David Hunt

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2024.

Referências Bibliográficas: p. 100-103.

1. Tecnologias de armazenamento. 2. Sistema Integrado Nacional 3. MESSAGEix. 4. Fontes renováveis. I. Pereira, Amaro Olímpio. II. Hunt, Julian David. III. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. IV. Título

*Aos meus filhos Leonardo e Guilherme*

## AGRADECIMENTOS

Agradeço à Deus pela motivação e resiliência para realização do mestrado.

Aos meus orientadores Amaro Olímpio e Julian Hunt pela disponibilidade em orientar, paciência em sugerir caminhos para desenvolvimento do tema e solicitude durante toda a jornada.

À COPPE, em extensão à UFRJ, por fornecer ensino de altíssima qualidade e estrutura adequada mesmo com a redução de verba sofrida por toda a Educação nacional durante o período do meu mestrado. Meu mais profundo respeito aos funcionários, professores e alunos pela resiliência apresentada.

Aos integrantes da banca examinadora por aceitarem o convite.

Aos meus pais e minhas irmãs pela educação de qualidade que me foi ofertada e por serem sempre meu porto seguro.

À minha esposa Beatrice, pelo amor, companheirismo e confiança em mim.

Aos meus filhos Leonardo e Guilherme, meus centros de amor, atenção e alegria. Devo a eles a motivação em querer ser, cada vez mais, uma pessoa melhor para guiá-los, não à frente, mas ao lado, durante a vida.

Aos meus amigos de vida que sempre se fizeram presentes em momentos de tristeza, felicidade e superação, em especial ao meu grande amigo Filipe Correia Lube, que sempre soube ensinar a alegria da vida através de seus atos, e infelizmente nos deixou tão cedo.

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 EXPANSÃO DO SISTEMA INTEGRADO NACIONAL DE ENERGIA  
ATRAVÉS DE MODELO DE MINIMIZAÇÃO DE CUSTOS CONSIDERANDO  
ALTERNATIVAS DE RESERVA DE POTÊNCIA

Fernando Sergio Asfor Parente

Março/2024

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Junior

Julian David Hunt

Programa: Planejamento Energético

A existência de recursos renováveis de qualidade no Brasil e a maior competitividade nos últimos leilões de energia solidificam a previsão de aumento das fontes intermitentes na matriz elétrica nacional. Buscando atender a demanda, variável ao longo do dia, é necessário agregar reserva de potência ao sistema interligado nacional. Entretanto, o impacto ambiental causado por novas unidades hídricas e a necessidade de redução em emissões de gases de efeito estufa (GEE) limitam o crescimento das hídricas e termoeletricas. Por isso, este trabalho desenvolveu um modelo do Sistema Interligado Nacional (SIN) em ferramenta de modelagem integrada de análise (MESSAGEix) de forma a simular a expansão do SIN até 2050 considerando hídricas reversíveis e baterias em larga escala como alternativas de reserva de potência. Foi agregada sazonalidade ao modelo dada a variação de demanda e geração por dependência climática. Foram desenvolvidos dois casos, diferenciados pela tolerância de GEE por emissão direta. Se verificou em ambos: 1 – aumento da participação das fontes intermitentes; 2 – expansão em capacidade instalada da fonte eólica nos subsistemas NE e S; 3 – adoção de baterias em todos os subsistemas, atuando como carga, durante demanda reduzida, e como geração, durante demanda elevada; 4 – NE como grande exportador de energia e do CO/SE como grande importador; 5 – pequeno aumento no custo total de expansão, para o caso de emissões diretas nulas até 2050. Os resultados, considerando restrição de adição de hídricas convencionais, o SIN necessitaria de, pelo menos, 17 GW de baterias até 2050, o que ressalta a importância dessas alternativas de reserva de potência para a expansão do SIN.

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

EXPANSION ANALYSIS OF BRAZIL'S NATIONAL INTEGRATED SYSTEM OF  
ELECTRICITY THROUGH MINIMAL COST MODEL CONSIDERING ALTERNATIVES  
OPTIONS OF POWER STORAGE

Fernando Sergio Asfor Parente

March/2024

Advisors: Amaro Olímpio Pereira Junior

Julian David Hunt

Department: Energy Planning

A quality resource in Brazil and the increasing competitiveness on latest power auctions testify in favor of installed capacity expansion for intermittent powerplants installed. To meet the demand, which varies along the day, it's necessary to incorporate power reserve capacity to the system. The environmental impact and the necessity to reduce greenhouse gases direct emissions restrain conventional hydro and thermal powerplants growth. With this in mind, this work developed a model of the Sistema Interligado Nacional in an integrated assessment model tool (MESSAGEix) to simulate system's expansion until 2050 considering pumped hydropower storage and battery utility scale as options of power reserve. Also was considered seasonality to the model given the variability of demand and supply of some power options due to climate dependency. Two case studies, differentiated by greenhouse gases emissions tolerance, have been developed. Both cases shown on their results: 1 – increase on intermittent powerplants participation; 2 – growth on wind powerplant installed capacity on Northeast and South subsystems; 3 – batteries capacities installed on all subsystems performing as demand, in low demand moments, and as generation source in high demand moments; 4 – Northeast consolidated as energy exporter hub and Midwest/Southeast as energy importer; 5 – small raise in total operation and expansion cost if net zero direct emissions until 2050 is adopted. The simulation results shown that, for SIN expansion considering limitation of conventional hydropower capacity growth, the system would need at least 17 GW of battery installed capacity until 2050, which highlights the importance of alternative power reserve to the SIN's expansion.





## Sumário

GLOSSÁRIO.....	xii
1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. Objetivo do trabalho.....	3
1.1.1. Contribuições do trabalho .....	3
2. MERCADO ELÉTRICO .....	5
2.1. O Sistema Elétrico Brasileiro.....	5
2.2. Alternativas de armazenamento de energia .....	8
2.2.1. Características das alternativas escolhidas.....	10
2.2.2. Aplicações das alternativas escolhidas .....	11
2.2.3. Possibilidades de remuneração para as unidades de armazenamento de energia .....	14
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	18
4. METODOLOGIA.....	21
4.1. MESSAGEix.....	22
4.2. Modelo do sistema integrado brasileiro no MESSAGEix.....	26
4.2.1. Infraestrutura Hidrelétrica.....	27
4.2.2. Sistema de transmissão .....	29
4.2.3. Outras tecnologias.....	30
4.2.4. Construção do modelo .....	38
4.3. Casos simulados.....	40
4.4. Dados de entrada .....	41
4.4.1. Demanda e premissas econômicas .....	41
4.4.2. Dados históricos de capacidade e atividade .....	43
4.4.3. Dados técnicos .....	46
4.4.4. Condições de contorno .....	50
5. RESULTADOS .....	54
5.1. Caso Base.....	54
5.1.1. Custo total e emissões .....	54
5.1.2. Capacidade instalada .....	54

5.1.3.	Sistema de transmissão .....	58
5.1.4.	Potência complementar .....	59
5.1.5.	Sazonalidade .....	60
5.2.	Caso neutro em emissões .....	63
5.2.1.	Custo total e emissões .....	63
5.2.2.	Capacidade instalada .....	64
5.2.3.	Sistema de transmissão .....	67
5.2.4.	Potência complementar .....	69
5.2.5.	Sazonalidade .....	70
6.	ANÁLISE DOS RESULTADOS .....	74
6.1.	Casos Simulados .....	74
6.1.1.	Preferências por baterias .....	74
6.1.2.	Expansão em fontes eólicas no caso Base .....	74
6.1.3.	Comparação entre os casos analisados .....	75
6.1.4.	Estimativa de custo de abatimento .....	76
6.2.	Plano Nacional de Energia 2050 .....	77
6.2.1.	Limitação Solar .....	80
6.2.2.	Sem emissões líquidas .....	88
7.	CONCLUSÃO .....	96
7.1.	Limitações do modelo .....	97
7.2.	Sugestões para trabalhos futuros .....	98
8.	BIBLIOGRAFIA .....	100
9.	ANEXOS .....	104
9.1.	Anexo A .....	104
9.2.	Anexo B .....	174
9.3.	Anexo C .....	178
9.4.	Anexo D .....	185
9.5.	Anexo E .....	192



## GLOSSÁRIO

$n$ : Grupo para caracterização de nó espacial (localidade) na notação matemática do modelo.

$y$ : Grupo para caracterização de período de análise (ano).

$y^v$ : Grupo para caracterização de período em que foi implementada a tecnologia em análise (ano).

$y^a$ : Grupo para caracterização de período ativo da tecnologia em análise (ano).

$s$ : Grupo para definição do setor comercial que está solicitando a energia útil calculada.

$c$ : Grupo de commodities presentes no modelo.

$g$ : Grupo para representação em graus de qualidade de recursos disponíveis.

$t$ : Grupo para tecnologias com uso de commodities de entrada e produtos de saída.

$m$ : Grupo para caracterização de modos de operação de algumas tecnologias.

$h$ : Grupo para explicitação de períodos sub anuais (sazonalidade, diferenças de horário).

$h_{Vi}$ : Períodos no verão com diferenças de horário (1 a 6).

$h_{Ii}$ : Períodos no inverno com diferenças de horário (1 a 6).

$e$ : Caracterização de tipos de emissão (GEE ou outros poluentes).

$\hat{e}$ : Categorização das emissões existentes em tipos.

$\hat{t}$ : Categorização das tecnologias existentes em tipos.

$EXT_{n,c,g,y}$ : Variável do modelo para a quantidade extraída de recursos não renováveis de suas respectivas reservas.

$NOV\_CAP_{n,t,y}$ : Variável de decisão do modelo para a nova capacidade instalada de acordo com o local, o período de análise e a tecnologia escolhida.

$CAP_{n,t,y^v,y}$ : Variável de decisão do modelo para a capacidade instalada existente de acordo com o local, o período de instalação e de análise, além da tecnologia escolhida.

$ATV_{n,t,y^v,y,m,h}$ : Variável de decisão do modelo para a atividade de tecnologia existente de acordo com o local, o período de instalação e de análise, além do modo de operação e a visão em subperíodos.

$NOV\_CAP\_CRES_{n,t,y}$ : Condição de contorno do modelo para a nova capacidade instalada, com base no crescimento máximo possível entre períodos, de acordo com o local, o período de análise e a tecnologia.

$NOV\_CAP\_RED_{n,t,y}$ : Condição de contorno do modelo para a nova capacidade instalada, com base na redução máxima possível entre períodos, de acordo com o local, o período de análise e a tecnologia.

$ATV\_CRES_{n,t,y,h}$ : Condição de contorno do modelo para a atividade, com base no crescimento máximo possível entre períodos, de acordo com o local, o período de análise, a tecnologia e variações anuais.

$ATV\_RED_{n,t,y,h}$ : Condição de contorno do modelo para a atividade, com base na redução máxima possível entre períodos, de acordo com o local, o período de análise, a tecnologia e variações anuais.

$EMISS_{n,e,t,y}$ : Variável do modelo para emissões, com base no local, período de análise, tipo de tecnologia e poluente emitido.

$TERRA_{n,s,y}$ : Variável do modelo para uso de terra, com base no local, período de análise e setor comercial com o uso final.

$REL_{r,n,y}$ : Variável do modelo para uma relação não mapeada no cálculo de otimização do modelo, porém a ser considerada. Para tal, é necessário definir detalhadamente essa nova relação.

$desc\_per_y$ : Fator de desconto periódico (dependente do ano de consideração da variável a ser estimada).

$custo\_nodal_{n,y}$ : Custo total no nó espacial e com base no ano da ocorrência.

$duração\_período_y$ : Extensão em anos de um período.

$custo\_recurso_{n,c,g,y}$ : Custo para extração do recurso, considerando tipo de recurso, nó e período temporal da extração.

$custo\_inv_{n,t,y}$ : Custo do investimento, com base na tecnologia, período do investimento, local.

$fator\_tempo\_constr_{n,t,y}$ : Consideração da distribuição dos custos pelo tempo necessário para a construção de uma tecnologia, com base no período de construção e no local.

$fator\_capacidade_{n,t,y,y^v,h}$ : Consideração da relação entre a energia efetivamente produzida pela tecnologia e a capacidade atribuída.

$fator\_fim\_horiz_{n,t,y}$ : Consideração da vida útil da tecnologia para estimativa de custos de uma tecnologia, com base no período de construção e no local.

$custo\_fixo_{n,t,y^v,y}$ : Custo fixo (ex: custo de manutenção) de uma tecnologia já existente com base no local da sua existência, ano em que foi construída, ano de análise.

$custo\_var_{n,t,y^v,y,m,h}$ : Custo variável (ex: custo de manutenção) de uma tecnologia já existente com base no local da sua existência, ano em que foi construída, ano de análise, modo de operação e variações subanuais.

*custo\_abs\_cres\_rel\_nova\_cap<sub>n,t,y</sub>*: Custo absoluto de tecnologia relacionado à limitação de crescimento em nova capacidade instalada em comparação ao período de análise anterior.

*custo\_nivel\_cres\_rel\_nova\_cap<sub>n,t,y</sub>*: Custo nivelado de tecnologia relacionado à limitação de crescimento em nova capacidade instalada em comparação ao período de análise anterior.

*custo\_abs\_red\_rel\_nova\_cap<sub>n,t,y</sub>*: Custo absoluto de tecnologia relacionado à limitação de redução em nova capacidade instalada em comparação ao período de análise anterior.

*custo\_nivel\_red\_rel\_nova\_cap<sub>n,t,y</sub>*: Custo nivelado de tecnologia relacionado à limitação de redução em nova capacidade instalada em comparação ao período de análise anterior.

*custo\_abs\_cres\_rel\_atv<sub>n,t,y,m,h</sub>*: Custo absoluto de tecnologia relacionado à limitação de crescimento em atividade comparando-se ao período de análise anterior, com base também no modo de operação da tecnologia, até em períodos sub anuais.

*custo\_nivel\_cres\_rel\_atv<sub>n,t,y,m,h</sub>*: Custo nivelado de tecnologia relacionado à limitação de crescimento em atividade comparando-se ao período de análise anterior, com base também no modo de operação da tecnologia, até em períodos sub anuais.

*custo\_abs\_red\_rel\_atv<sub>n,t,y,m,h</sub>*: Custo absoluto de tecnologia relacionado à limitação de redução em atividade comparando-se ao período de análise anterior, com base também no modo de operação da tecnologia, até em períodos sub anuais.

*custo\_nivel\_red\_rel\_atv<sub>n,t,y,m,h</sub>*: Custo nivelado de tecnologia relacionado à limitação de redução em atividade comparando-se ao período de análise anterior, com base também no modo de operação da tecnologia, até em períodos sub anuais.

*custo\_nivelado<sub>n,t,y,m,h</sub>*: Custo nivelado de tecnologia com base no modo de operação, até em períodos sub anuais.

*escala\_emiss<sub>ê,e</sub>*: Fator de emissões com base no poluente e em seu potencial de Efeito Estufa frente ao impacto do  $CO_2$ .

*tax\_emiss<sub>n,ê,t,y</sub>*: Taxa de emissões de um poluente com base no ano de análise, do tipo de poluente, do seu impacto potencial e do local.

*custo\_terra<sub>n,s,y</sub>*: Custo da terra relacionado ao ano de análise, setor comercial a utilizá-la e seu local.

*custo\_rel<sub>r,n,y</sub>*: Custo relativo a uma relação não mapeada no cálculo de otimização do modelo, porém a ser considerada. Para tal, é necessário definir detalhadamente essa nova relação.

$hist\_nova\_cap_{n,t,y^v}$ : Histórico de implementação anual de nova capacidade de uma determinada tecnologia. Essa informação é utilizada para correta consideração pelo modelo da infraestrutura já existente da tecnologia em análise.

$hist\_cap_{n,t,y,y^v}$ : Histórico de implementação anual de nova capacidade de uma determinada tecnologia. Essa informação é utilizada para correta consideração pelo modelo da infraestrutura já existente da tecnologia em análise.

$hist\_atv_{n,t,y^v,y,m,h}$ : Histórico de atividade de uma determinada tecnologia. Essa informação é utilizada para correta consideração pelo modelo da infraestrutura já existente da tecnologia em análise, além de possibilitar a implementação de variáveis dinâmicas de comparação.

## 1. INTRODUÇÃO

O vetor elétrico vem assumindo maior relevância no sistema energético, além de se consolidar como alternativa para transição energética. Isso se constata pelo crescimento de sua participação percentual no consumo energético final ao longo dos últimos 30 anos, além do crescimento projetado em cenários de projeção de longo prazo (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2023). Os cenários *Stated Policies Scenario* (STEPS), *Announced Pledges Scenario* (APS) e *Net-Zero Emissions by 2050* (NZE) apresentam esse crescimento percentual da eletrificação, representando que este é o caminho estimado para o atingimento de metas relacionadas a mudanças climáticas. A diferença entre as taxas de crescimento da eletrificação resulta da definição dos objetivos adotados pela sociedade. No caso da manutenção das políticas adotadas atualmente, cenário STEPS, estima-se até 2050 um crescimento percentual de aproximadamente 10% de eletricidade em relação à demanda energética, já, no caso de busca pela neutralidade em emissões, cenário NZE, o crescimento percentual esperado passa de 30%. (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020) compartilha visão semelhante para o mercado energético nacional ao afirmar que a transição energética se baseará na eletrificação, biocombustíveis, eficiência energética e gás natural. Em suma, a eletrificação é ferramenta fundamental na redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE).

O aumento percentual do uso da eletricidade em relação à demanda energética advém da maior eficiência energética envolvida, aliado ao aumento de participação das fontes intermitentes. Segundo (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2023), tecnologias movidas a eletricidade fornecem serviço de forma mais eficiente que as análogas a combustível fóssil, por exemplo carros elétricos em comparação aos de combustão. O autor também projeta a predominância de fontes intermitentes nas capacidades a serem instaladas até 2050, acima de 70%, devido à competitividade dessas alternativas, com o predomínio de unidades de larga escala devido ao menor custo de produção. Tal crescimento também é esperado no Brasil, pois, considerando cenário de desafios da expansão da matriz elétrica, se prevê ter maioria da capacidade geradora do Sistema Interligado Nacional (SIN) em fontes intermitentes em 2050 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Em suma, estima-se uma grande expansão nas fontes intermitentes de forma a pavimentar a transição energética.

Essa expansão de fontes intermitentes não é somente prospectiva. Ela já está em curso, haja visto o perfil de contratação nos últimos leilões de energia realizados no Brasil. De 2016 a 2022, o ambiente regulado contratou em torno de 7,6 GW em leilões



de energia nova, dos quais quase 40% foram relativos às fontes intermitentes, praticamente o mesmo quantitativo de novas termoeletricas a gás natural (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022). Cabe ressaltar que, apesar de o governo decidir a capacidade a ser ofertada para grupos de fontes nos leilões, ambas fontes intermitentes apresentaram, entre 2016 e 2022, preços médios ponderados<sup>1</sup> mais competitivos que os das térmicas a gás natural, sendo as menores diferenças ocorridas no ano de 2021, onde solar fotovoltaica e eólica ficaram respectivamente, 9% e 7% mais competitivas que a alternativa térmica. Em suma, com base nos dados apresentados, constata-se que as fontes intermitentes já possuem incorporação considerável em contratos de energia nova no SIN, além de competitividade no preço ofertado para o sistema.

Apesar da competitividade em comparação com térmicas a gás natural, as fontes intermitentes não substituem completamente a fonte térmica, dado que esta pode ser despachada, logo, para uma grande expansão em fontes intermitentes, é necessária potência despachável para atendimento da demanda. (DE, CAVADOS, 2015) argumenta que, além do percentual de fontes intermitentes, a concentração de fontes intermitentes em determinado local, bem como o percentual de fontes despacháveis existente, influencia no nível de dificuldade operativa do sistema. No caso do Brasil, essa dificuldade operativa poderia se intensificar, dado que os recursos de maior qualidade das fontes intermitentes se localizam em regiões que já possuem capacidade instalada relevante, logo se espera uma expansão de fontes intermitentes acompanhada de uma em fontes despacháveis.

A expansão em fontes térmicas pode ser utilizada como reserva de potência para a expansão esperada nas fontes intermitentes. Entretanto isso impactaria nas emissões de GEE agravando o aquecimento global. Com emissões diretas em torno de 532 e 1.105 kg CO<sub>2</sub>eq/MWh produzido para as fontes térmicas a gás e a carvão respectivamente, conforme (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2022), a utilização dessas fontes como reserva de potência contribui com o aumento na frequência, duração e intensidade de eventos extremos, com base na correlação entre aquecimento global e eventos extremos mencionada por (IPCC, 2019).

Na visão mundial, o setor elétrico e de cogeração é o maior emissor de GEE, diferentemente do que ocorre no Brasil. Entretanto, a estimativa de crescimento percentual da eletricidade como fornecedor de energia final ressalta a atenção à sua expansão em relação a fontes não emissoras. Em 2020, o setor elétrico e de cogeração

---

<sup>1</sup> Ponderou-se capacidade adjudicada considerando o preço de energia vencedor no leilão de forma a se ter um preço médio para cada ano.

contribuiu com 31% das emissões de GEE totais em uma visão mundo (WORLD RESOURCES INSTITUTE, 2022). De acordo com o mesmo autor, o setor elétrico e de cogeração foi responsável por somente 6% das emissões totais de GEE no Brasil. Agropecuária, uso da terra e deflorestamento, além de transportes, são os maiores emissores e, juntos, correspondem a mais de 75% das emissões. Apesar do pequeno impacto do setor elétrico e de cogeração no Brasil, se estima que mundialmente haverá transição de parte da frota rodoviária, que corresponde a mais de 90% das emissões do setor de transportes no Brasil (SISTEMA DE EMISSÕES E REMOÇÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA, 2023), para eletricidade o que resulta em maior importância na expansão da matriz elétrica, especialmente no quesito emissões GEE (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2023). Em suma, o setor elétrico deve considerar, em sua expansão, o nível de emissões proporcionado pelas tecnologias escolhidas principalmente por se estimar uma considerável eletrificação da frota rodoviária, o que resulta em potencial de redução de emissões não só do setor elétrico, mas também do setor de transportes.

## **1.1. Objetivo do trabalho**

Este trabalho tem como objetivo analisar a expansão de tecnologias de Unidade Hídricas Reversíveis (UHR) e de baterias de larga escala como alternativa para o SIN, através do modelo energético MESSAGEix, considerando discretizações intra diárias e temporais das fontes intermitentes, de demanda e de condições pluviométricas nas bacias hidrográficas. Outro objetivo é disponibilizar o modelo desenvolvido com o intuito de fornecer um ponto de partida mais estruturado a estudos posteriores.

### *1.1.1. Contribuições do trabalho*

As principais contribuições deste trabalho são: (i) Desenvolvimento de um modelo do SIN, em código aberto, com discretização temporal diária e sazonal, além da inclusão de baterias em larga escala e de UHR; (ii) Diferenciação de recursos das fontes intermitentes a depender do local de forma a analisar diferencial de adição de capacidade instalada; (iii) Análise da expansão do parque gerador nacional, tanto pela ótica das fontes disponíveis, quanto pela localização das fontes adicionadas (submercados); (iv) Construção de diferentes casos a depender dos objetivos de longo prazo da sociedade; (v) Expansão do SIN, considerando o objetivo de minimização de custos, tanto operacionais, quanto de investimento, para verificação de adição de

capacidade dessas novas alternativas de reserva de potência; (vi) Desenvolvimento de um dos primeiros testes da versão atualizada do MESSAGEix que incorpora tecnologias de armazenamento. (vii) Operação das unidades alternativas de reserva de potência adicionadas ao longo da discretização temporal adotada.

## 2. MERCADO ELÉTRICO

### 2.1. O Sistema Elétrico Brasileiro

O SIN, na Figura 1, engloba aproximadamente 99% da demanda elétrica nacional<sup>2</sup>, sendo o restante da demanda nacional atendida por Sistemas Isolados. Ele consiste no conjunto de infraestruturas de geração e transmissão interligados nacionalmente, o que permite otimização do parque de geração devido a uma maior independência de fatores naturais pelo fato de se estar unindo em um mesmo sistema unidades geradoras com diferentes regimes climáticos.

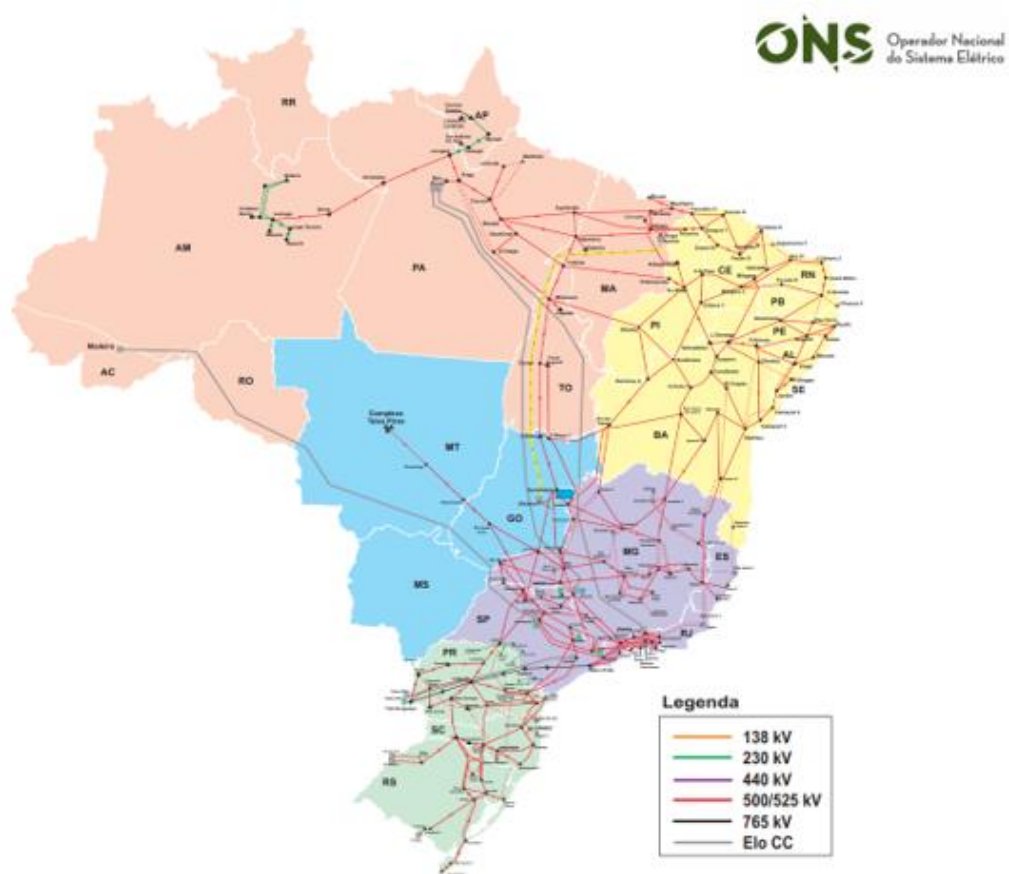


Figura 1 – Infraestrutura existente e prevista para o SIN.

Fonte:(OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2022b)

Os Sistemas Isolados são caracterizados por proximidade entre geração e carga, resultando em ausência de infraestrutura extensa de transmissão e dependência

<sup>2</sup> Fonte: (INSTITUTO E+ TRANSIÇÃO ENERGÉTICA, 2019).

das condições operativas da unidade geradora respectiva. Esses sistemas se encontram na região Norte, em Fernando de Noronha e em algumas localidades de Mato Grosso. Grande parte de sua matriz geradora é constituída por unidades térmicas à óleo diesel devido à segurança ofertada e à maior facilidade de armazenamento do combustível.

O SIN, devido à maior complexidade na gestão do sistema, possui expansão, planejamento e programação da operação elaboradas/executadas por órgãos e agências reguladoras. Dentre eles, pode-se destacar: (i) Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável pela regulação do setor elétrico, seja através de fiscalização de agentes, ou de permissões para operação; (ii) Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável pelo planejamento e programação da operação do sistema. (iii) Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável por estudos e pesquisas para subsídio do planejamento do setor elétrico; (iv) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), cuja o objetivo é viabilizar a comercialização de energia elétrica no mercado de energia brasileiro.

O SIN, objeto deste estudo, é estruturado tanto de forma centralizada, quanto descentralizada. O planejamento de sua expansão, a programação de sua operação e esta propriamente dita são realizadas de forma centralizada. Entretanto as unidades de geração, transmissão e distribuição do sistema pertencem a agentes, constituindo a parte descentralizada do sistema. A gestão operativa é feita de forma centralizada com o intuito de otimizá-la, garantindo o atendimento da demanda e a gestão de risco de desabastecimento com a minimização de custos.

Estudos realizados por entes estatais, bem como informações de demanda futura provida pelas distribuidoras de energia, subsidiam o planejamento da expansão do sistema. De posse dessas informações, o governo, através de seus órgãos, planeja leilões para contratação de atributos necessários à operação do sistema, geralmente energia e, mais recentemente, reserva de capacidade. O intuito da realização de leilões é obter o menor preço para se adquirir o atributo desejado.

Seguem alguns tipos de leilões com foco no atributo energia: (i) Leilão de Energia Existente (LEE), representam leilões para contratação de energia de unidades geradoras já existentes, seja por estarem em final de contrato com o SIN, ou seja por permitir a contratação de unidades que atendem o mercado livre; (ii) Leilão de Energia Nova (LEN), representam leilões que buscam a contratação de empreendimentos a serem construídos, de forma a garantir uma renovação do parque gerador nacional; (iii) Leilão de Ajuste, realizado para contratação de unidades existentes por curto período para atendimento de variações de demanda no curtíssimo prazo. Dentre esses leilões, os de ajuste possuem menor período de contrato, dado que são necessidades

emergenciais identificadas, seguidos pelos LEE, os quais já possuem a maior parte de seu capital de investimento amortizado, e seguidos finalmente pelos LEN, cujo investimento deve ser integralmente amortizado. LEN buscam atender a expansão da demanda do sistema, dado que possuem a maior diferença temporal entre contratação do agente e entrega da energia.

Outro tipo de leilão com o foco no atributo potência é o Leilão de Reserva de Capacidade (LRC). Esse tipo de leilão contrata unidades com o objetivo de fornecer potência ao sistema, ou seja, se espera maior flexibilidade, além de maior restrição em rampas de entrada e saída do sistema. O intuito de unidades contratadas nesse tipo de leilão é contrabalancear a intermitência causada pela grande entrada de eólicas e solares atreladas ao SIN.

Os leilões realizados pelo governo subdividem capacidades a serem adjudicadas entre os tipos de fontes, de forma ao sistema não ficar muito dependente de uma característica, além de fomentar o crescimento de diferentes tipos de fontes geradoras.

Cabe ressaltar que tipos de leilões acima buscam atender às demandas mapeadas para o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde os consumidores são cativos. Entretanto, também existe o Ambiente de Contratação Livre (ACL), em que consumidores de maior demanda podem contratar energia diretamente de agentes geradores. Finalmente também existem os micro e minigeradores, que geram parte, ou a totalidade, de sua demanda. Essas duas últimas subdivisões mencionadas utilizam o SIN, tanto como ligação entre oferta e demanda, quanto como regulador entre oferta e demanda.

Conforme mencionado, o SIN possui sua operação, planejamento da operação e expansão planejados de forma centralizada, entretanto a visão financeira constitui a parte descentralizada do SIN. Conforme mencionado, o SIN contrata unidades para constituir seu portfólio, porém essas unidades pertencem a diversos agentes que são ressarcidos pelos serviços contratados nos leilões de sua adjudicação. Um órgão do governo, CCEE, é incumbido de fazer esse balanço financeiro com os diversos agentes pelo serviço prestado por eles.

Conforme mencionado anteriormente, apesar de planejar integralmente o mercado que engloba o ACR, os órgãos do governo também prestam serviço para micro e minigeradores, que fazem parte da geração distribuída (GD), e para os participantes do ACL. Esses grupos tiveram forte expansão na última década devido a benefícios fiscais concedidos, como isenção de tarifas de transporte e distribuição do SIN, no caso do mercado de GD. Entretanto, por esta expansão não ter sido planejada pelo governo e ter se pautado praticamente em fontes intermitentes, o operador do sistema tem enfrentado está com maior dificuldade de gerir a operação, dada a maior presença de

fontes não despacháveis no sistema, além de uma maior ocorrência de eventos relacionados à divergência temporal entre oferta e demanda. Um exemplo disso é a curva do pato, que se trata do rápido crescimento da demanda de energia do SIN ao final do dia, devido à queda de produção da fonte solar e o aumento da demanda elétrica relacionado ao horário de pico. Fatos como esse ressaltam a importância de reserva de capacidade para o SIN, o que pode ser ofertado também por alternativas de armazenamento de energia.

## 2.2. Alternativas de armazenamento de energia

As alternativas de armazenamento não competem completamente entre si, pois são diversos os serviços providos por elas, sendo algumas alternativas mais adequadas para determinados serviços. Seguem alguns serviços fornecidos pela gama de unidades de armazenamento, conforme (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021):

- Nivelamento de carga (*load leveling* e *peak shaving*): Suavização de preços de energia devido à possibilidade de consumo em períodos de abundância de oferta e geração em períodos de elevada demanda;
- Controle de frequência: Agrega resiliência à manutenção de frequência da rede devido à energia cinética dos aparelhos rotativos;
- Operação de forma mais eficiente: Pela flexibilidade provida pela unidade ao sistema, é possível respeitar a entrada de outras unidades de forma mais eficiente, respeitando tempos de *ramp-up* e *ramp-down* dessas outras unidades;
- Autorreestabelecimento (*black-start*): Permite volta à operação sem necessidade de energia para iniciar o processo de reestabelecimento;
- Redução da capacidade de carga mínima: Poder operar, tanto no âmbito da carga, quanto da geração, proporciona à unidade a possibilidade de atuar para reduzir a carga mínima do sistema, ou seja, reduzir a curva de oferta inflexível de energia. Essa característica é particularmente importante para regiões com parque energético constituído majoritariamente por fontes inflexíveis;
- Redução de perdas elétricas e adiamento de investimento em novas linhas de transmissão: Poder influenciar fluxos de potência do sistema permite um maior aproveitamento da capacidade de transmissão das linhas existentes, consequentemente, agrega-se maior eficiência;

Além de diversos serviços prestados, as unidades de armazenamento podem ser divididas de diversas formas, desde modo de armazenamento utilizado, seja

gravitacional, térmico, elétrico ou por pressão, até por período de armazenamento de energia, seja horário, diário, mensal, sazonal, anual ou até plurianual.

Os tipos de armazenamento eletroquímicos se subdividem em baterias e capacitores. As baterias, tecnologias mais maduras, possuem alta densidade energética e se subdividem em baterias de íon-lítio, sódio-enxofre, níquel-cádmio, ácido com chumbo, além de baterias de fluxo, dentre outros tipos. Já os capacitores podem variar conforme o material eletrolítico utilizado. Apesar de possuírem alta eficiência, tal qual baterias, e quantidade de ciclo de ordem maior, os capacitores possuem como obstáculo a possibilidade de descarregamento e a limitação de voltagem que proporciona reação química do eletrólito (KOOHI-FAYEGH, ROSEN, 2020).

As unidades de armazenamento térmico são caracterizadas por acumular energia com base em diferença de temperatura, ou em estado físico, de um composto. Esse tipo de tecnologia se subdivide em armazenamento por calor sensível, por latente ou por termoquímico. Uma vantagem do armazenamento por calor latente é poder armazenar vasta quantidade de energia através de processo isotérmico. Sistemas que podem se utilizar desse tipo de armazenamento são aqueles que não conseguem fornecer energia em uma taxa constante, por exemplo, usinas solares, tanto de concentração, como fotovoltaicas.

Rotores armazenam energia cinética com base na velocidade de rotação de um dispositivo. Conseguem fornecer potência para o sistema, entretanto, apresentam menor potência que baterias e supercapacitores. Já os sistemas de armazenamento baseados em ar comprimido, consistem em armazenar o fluido pressurizado em cavernas subterrâneas ou aquíferos. São uma tecnologia considerada madura que se portam bem com variação no fornecimento de energia, além de possuírem competitividade econômica. Entretanto são dependentes de sítios adequados, além de possuírem eficiências menores que outras alternativas, entre 42 e 55% (KOOHI-FAYEGH, ROSEN, 2020).

UHR armazenam energia através da acumulação de água entre reservatórios com desnível entre eles. Possuem baixo custo operacional e de manutenção, além da elevada vida útil. Entretanto, como desvantagem, possuem a dependência da localidade, bem como elevado custo capital para construção de uma unidade.

Dentre as possibilidades apresentadas, são escolhidas duas alternativas para serem incorporadas ao modelo: UHR e baterias de íon-lítio em larga escala. A UHR é a alternativa que possui a maior capacidade instalada dentre as possibilidades de armazenamento de energia, possuindo 94% dos 161 GW instalados de tecnologias de armazenamento energético (INTERNATIONAL HYDROPOWER ASSOCIATION, 2018). Além disso, trata-se de uma tecnologia madura com começo de seu emprego no início



do século 20 e com forte crescimento em capacidade instalada entre as décadas de 1960 e 1980, devido à preocupação com segurança energética em consequência das instabilidades nos preços de combustíveis oriundos do petróleo, os chamados choques do petróleo (INTERNATIONAL HYDROPOWER ASSOCIATION, 2018). O recente crescimento em fontes intermitentes renováveis reacendeu o interesse em projetos de hidrelétricas reversíveis (HUNT, BYERS, *et al.*, 2018). Aliado a isso, a existência de potencial para essas unidades no Brasil com armazenamento sazonal, conforme (HUNT, FREITAS, *et al.*, 2017), reforça sua escolha.

O sistema de baterias em larga escala<sup>3</sup> também é escolhido, tanto pela redução de 85% nos preços de suas unidades entre 2010 e 2018 (WORLD ENERGY COUNCIL, 2020), quanto pela projeção de redução de seus preços no longo prazo (COLE, FRAZIER, *et al.*, 2021). A tecnologia preponderante entre baterias, seja de pequena ou grande escala, ou ainda unidades estacionárias ou móveis (setor de transporte), é a de íon-lítio, devido ao alto indicador de densidade, energia provida por peso, além da alta eficiência de ciclo<sup>4</sup>. No mercado estadunidense, essa é a tecnologia utilizada em mais de 90%, tanto em relação à capacidade, quanto à energia fornecida, das unidades de baterias em larga escala (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2021).

### 2.2.1. Características das alternativas escolhidas

Uma UHR, em comparação com uma unidade convencional, mantém a necessidade de diferença de cotas entre montante e jusante, de barragem de contenção, além de conduto forçado para encaminhamento do volume de água para a unidade geradora. No entanto, a diferença reside na presença de um sistema de bombeamento para movimentação de água entre reservatórios.

As unidades mais recentes desta alternativa possuem como tecnologia a utilização de conjuntos bomba/turbina com rotação variável, permitindo assim maior eficiência em um maior espectro de atuação, conforme Figura 2. Com isso, a unidade possui maior escopo de atuação, tanto no modo de bombeamento, como no modo de geração, o que proporciona maior estabilidade da rede, além de melhor gestão de reservatório (BAJAY, BARBOSA, *et al.*, 2020).

---

<sup>3</sup> Entendido como unidade ligada ao sistema de transmissão com capacidade instalada de fornecimento de pelo menos 1 MW. Fonte: (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2021).

<sup>4</sup> Eficiência de ciclo corresponde a energia útil fornecida pela unidade dividida pela energia consumida em um ciclo completo de carga e descarga.

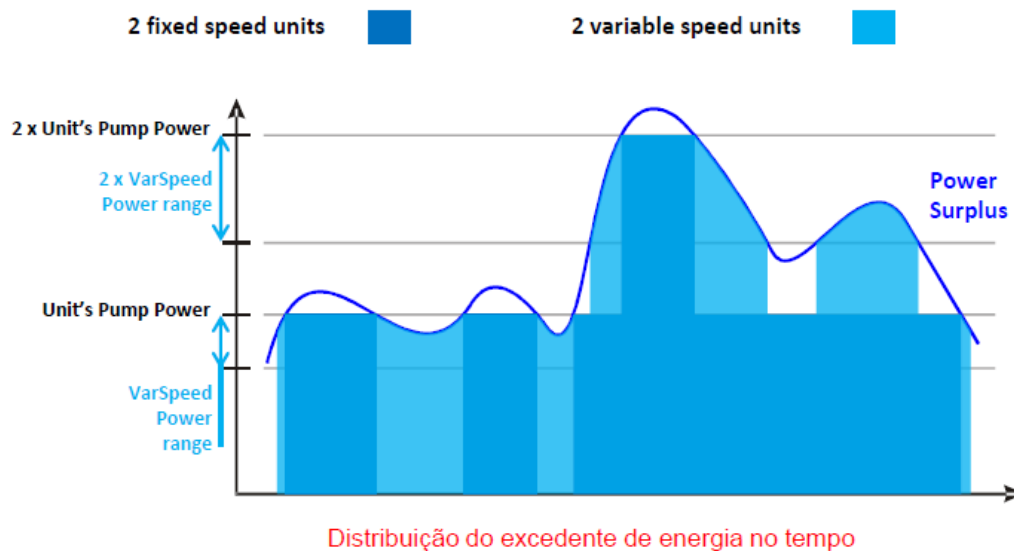


Figura 2 – Comparação entre unidades reversíveis com e sem variação em velocidade rotacional do conjunto turbina/bomba.

Fonte: (BAJAY, BARBOSA, *et al.*, 2020)

Um benefício não mensurável nesta dissertação, porém que cabe menção, é a possibilidade de regulação da vazão do rio ao longo do ano, o que proporciona maior controle de gestão de água para plantação, bem como controle de enchentes em locais ao longo do curso do rio (HUNT, FALCHETTA, *et al.*, 2021). Se pela visão de setores como agricultura esta característica é positiva, pelo lado do setor elétrico ela é entendida como uma restrição. O chamado uso múltiplo da água pode resultar em restrições operacionais elétricas devido ao controle de enchentes ou perenização de vazão mínima no corpo d'água.

As baterias de larga escala não têm restrição quanto a localidade a serem empregadas. Além disso, elas podem ser utilizadas principalmente para uma gestão de suavização de picos de demanda, ou seja, buscar reduzir picos de demanda energética e consequentemente reduzir a alta de preços em determinados horários, através de deslocamentos intradiários de ofertas de energia, o que mitiga efeitos da curva do pato, explicado no item 0.

### 2.2.2. Aplicações das alternativas escolhidas

As alternativas escolhidas já possuem diversas utilizações no mercado mundial, não sendo necessariamente de maneiras semelhantes, o que reforça a visão de que a alternativa escolhida deve se adequar às necessidades do sistema em que ela está inserida.

Na Alemanha, as UHR são majoritariamente de ciclo diário voltadas para prover flexibilidade ao sistema, o qual possui parcela considerável de geração elétrica a carvão e a nuclear, fontes com certa e total inflexibilidade respectivamente. Logo, a flexibilidade provida pelas UHR permite maior capacidade de adequação da oferta a variações de carga do sistema. Na Figura 3, observam-se as UHR sendo carregadas geralmente no início do dia, momento em que se tem uma considerável contribuição das fontes não despacháveis, aliado a uma baixa demanda. A energia acumulada nesses períodos é transferida ao sistema em horários de aumento de demanda, sempre em ciclo diário.

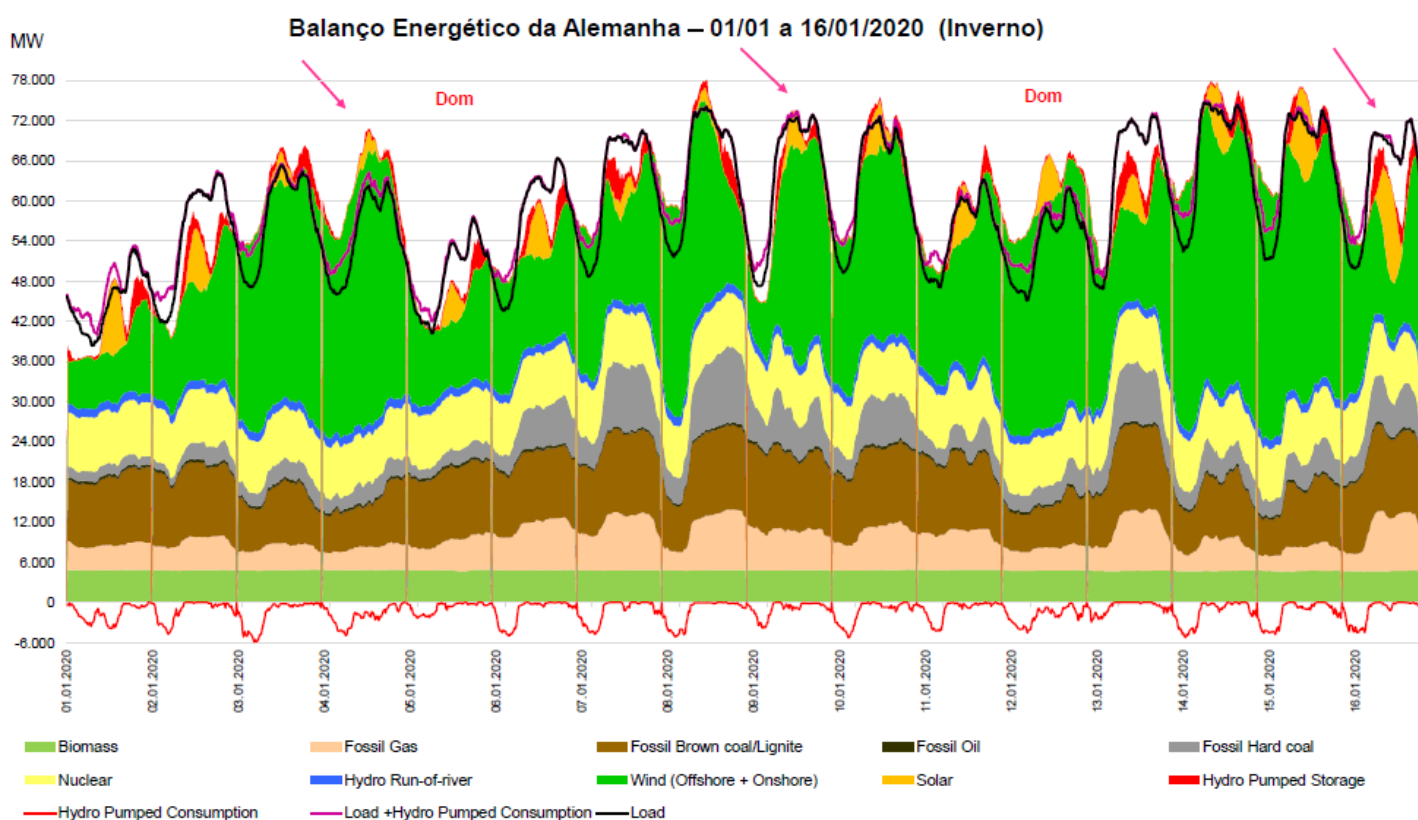


Figura 3 – Balanço Energético da Alemanha entre 01 e 16 de janeiro de 2019.

Fonte: (ADELAIDE, 2020)

No caso da Suíça, as unidades de UHR possuem reservatórios com volumes maiores de forma a complementar a matriz energética do país (HUNT, BYERS, *et al.*, 2018). Já em Portugal, existe em torno de 2,6 GW de capacidade instalada em UHR, cujo objetivo de expansões mais recentes foi gestão de intermitência das fontes renováveis, que sofreram forte expansão desde o começo do século (Figura 4).

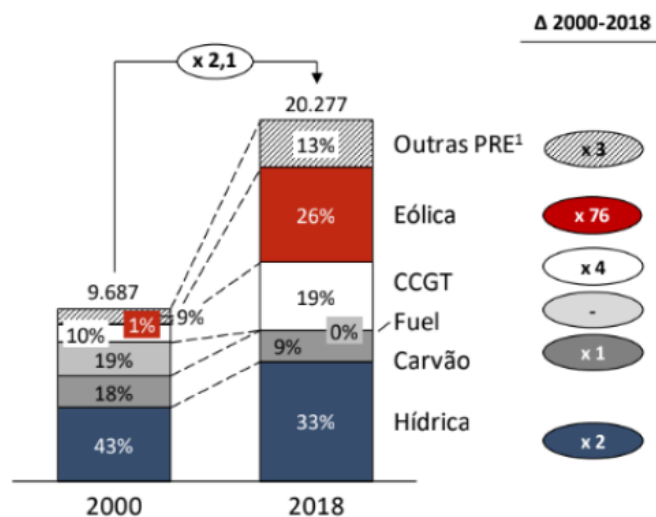


Figura 4 – Evolução da capacidade instalada (MW) por tipo de unidade geradora em Portugal.

Fonte: (BAJAY, BARBOSA, *et al.*, 2020)

Nos Estados Unidos, os mercados com capacidades instaladas de baterias em larga escala são California Independent System Operator (CAISO) e PJM. Entretanto a utilização dessa tecnologia possui diferentes atributos nesses mercados. No CAISO, as unidades se destinam à prestação de serviços relacionados ao fornecimento de energia, já, no mercado PJM, as unidades se destinam a serviços de potência, como regulação de frequência (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2021), conforme Figura 5.

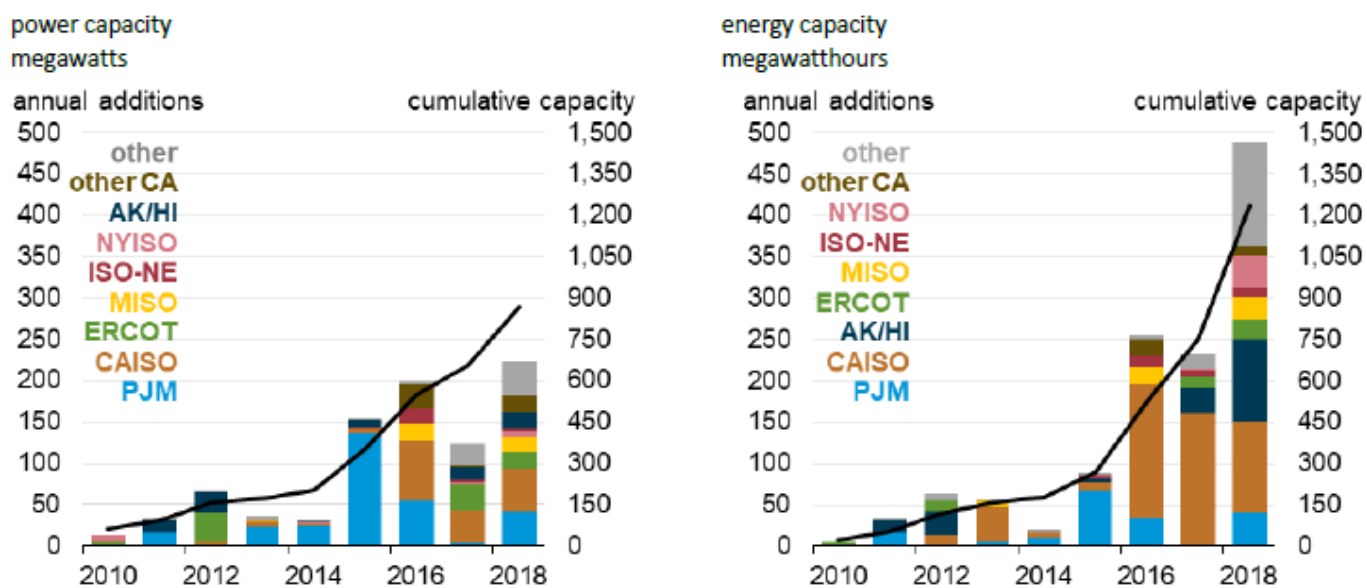


Figura 5 – Capacidades instaladas de potência (esquerda) e de fornecimento de energia (direita) das baterias de larga escala por sistema elétrico integrado do mercado dos Estados Unidos.

Fonte: (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2021)

Outros exemplos recentes de utilização de baterias em larga escala são encontrados: (i) No Kennedy Energy Park, o qual trata da integração de 60 MW de fontes intermitentes (eólica e solar fotovoltaica), juntamente com 2 MW/4MWh de armazenamento em baterias de larga escala (lítio-íon) (WORLD ENERGY COUNCIL, 2020); (ii) Em Hornsdale Power Reserve que possui 150 MW/194 MWh com o intuito de prover reservas energéticas além de fornecer serviços ancilares para o sistema elétrico do sudeste australiano. Ela opera em conjunto com o parque de geradores eólicos de Hornsdale Wind Farm com 315 MW de capacidade; (iii) Na França, em 3 localidades serão instaladas unidades de armazenamento com 12 MW/24 MWh cada. O intuito desse projeto é a redução de congestionamento nas linhas de transmissão através de um controle automatizado das unidades ordenando os momentos de carga e de descarga das unidades.

### *2.2.3. Possibilidades de remuneração para as unidades de armazenamento de energia*

As alternativas de armazenamento de energia mencionadas encontram dificuldades em apresentar atratividade econômica devido à divergência entre serviços prestados e aqueles passíveis de remuneração pelo mercado elétrico brasileiro. Um ponto importante para implementação efetiva de incentivos é o enquadramento regulatório das unidades de armazenamento de energia. De um modo geral, incorporar essas unidades na geração, ambiente mais competitivo, ou na transmissão, ambiente mais regulado, propicia aplicação efetiva de incentivos da área enquadrada ao passo que dificulta, ou até impede, remuneração referente à área não enquadrada. Além disso, o sistema elétrico brasileiro necessita de mudanças nas considerações de competitividade nos leilões, pois esse processo de contratação premia principalmente flexibilidade, quantidade de energia ofertada e potência oferecida ao sistema, sem considerar serviços ofertados pelas alternativas de armazenamento, já mencionados no item 2.2. Segundo (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021), possíveis modelos remuneratórios para uma UHR podem ser divididos em custo por serviço, participação em mercados competitivos e visão *behind-the-meter*.

O custo por serviço remunera a UHR através de tarifa que engloba custos de operação e manutenção, de investimento, de depreciação, de encargos e impostos, além de custos de capital próprio e de terceiros. Este é um modelo observado em mercados monopolistas, devido à possibilidade de quantificação do impacto da unidade

para o sistema. Um ponto positivo desse modelo é a redução de risco para o investidor e pontos de dificuldade são definição e quantificação do serviço pelo qual a unidade será remunerada e a quem cabe esse pagamento (setor de geração ou de transmissão). Cabe ressaltar que não é coerente a remuneração simultânea nos setores de transmissão e de geração, pois seus respectivos objetivos são conflitantes. Um serviço de transmissão bem executado promove, como consequência, uma redução entre spreads de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), diminuindo assim a remuneração no custo do serviço prestado na geração, além de se observar visão semelhante no caso oposto. Logo remuneração simultânea pode resultar em uma orientação antagônica, fugindo assim da busca pela eficiência.

A visão de participação em mercados competitivos se dá pela participação da UHR em mercado no qual a receita do projeto se dá pela soma de valores obtidos com os diversos produtos da unidade. Para obtenção de viabilidade econômica, deve haver uma grande diferenciação de preços de fechamento, já que a UHR trabalha com consumo de energia e posterior geração. O projeto de construção de uma unidade desse tipo é capital intensivo, além de difícil padronização devido à dependência da topografia local, resultando em dificuldade de viabilidade econômica. Promoção de linhas de crédito especiais, redução de encargos ou impostos ou ainda extensão de concessões são opções para aumento de competitividade desse tipo de unidade. A visão *behind-the-meter* representa a presença das unidades UHR atreladas a outro gerador de forma ao conjunto fornecer energia, além de modulação do perfil de geração e de serviços ancilares, como controle de frequência e potência da rede.

Os modelos remuneratórios possíveis não são apresentados com o intuito de escolha entre eles, mas, sim, de se buscar a melhor forma de remunerar unidades de armazenamento. Segundo (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019), uma maneira de melhorar a viabilidade dos sistemas de armazenamento seria através da combinação de aplicações, maximizando assim o uso do sistema e consequentemente as receitas obtidas, conforme Figura 6. O estudo também levanta a possibilidade de se limitar a versatilidade de unidades de armazenamento ao se enquadrar essas unidades nas categorias existentes, gerador, transmissor ou distribuidor, necessitando-se assim de uma nova categoria, armazenador, a ser estruturada de forma a identificar e remunerar mais adequadamente os serviços providos por essas unidades.

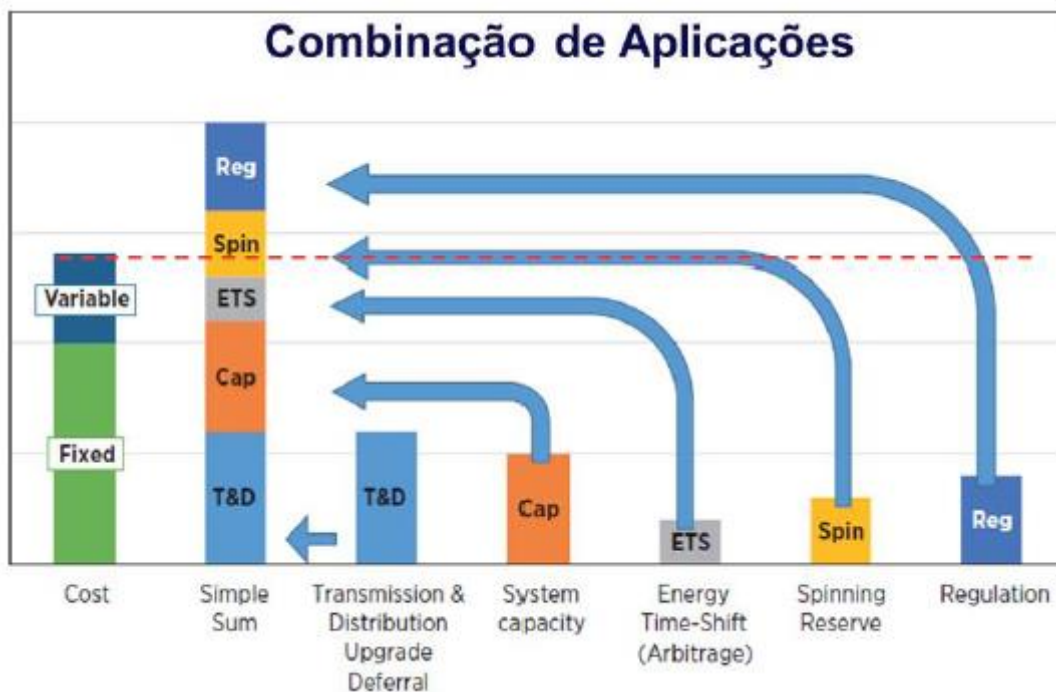


Figura 6 – Esquemático com a torre de custos e receitas de um sistema de bateria com remuneração de diversas aplicações.

Fonte: (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019)

Entende-se que o estudo desenvolvido nesta dissertação conseguiria sinalizar benefícios proporcionados pela postergação de investimentos em transmissão e distribuição, além daqueles relacionados à capacidade do sistema, já que ambos se relacionam com a expansão do sistema. Entretanto, gestão de frequência, regulação, além de arbitragem são relacionados à operação propriamente dita. Em suma, as simulações apresentadas neste estudo não conseguem identificar todos os serviços proporcionados por unidades de armazenamento.

Alguns exemplos de adequação no mercado elétrico para compatibilização de unidades de armazenamento são: (i) Na Alemanha, foi adotada a visão de participação em mercados competitivos, considerando isenção de tarifa de acesso à rede por 20 anos especificamente para tipos de UHR; (ii) Em Portugal, foi implementada política de incentivo ao investimento em aproveitamentos hidrelétricos com bombeamento associado, além de extensão de concessão nos casos de repotenciação das unidades; (iii) Nos Estados Unidos, mais especificamente no mercado elétrico CAISO, as baterias podem ser classificadas como unidades não geradoras ou projeto híbrido, quando associadas a unidades geradoras, recebendo remuneração baseada nos serviços ancilares providos no segundo caso (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019). Em suma, não há um método mais eficiente para remuneração das unidades de

armazenamento de energia, mas, sim, uma adequação no modelo elétrico do país para remuneração dos serviços prestados por esse tipo de empreendimento de forma a possibilitar sua viabilidade econômica.



### 3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

De forma a embasar o estudo, foi feita uma revisão bibliográfica cujo objetivo é endereçar os seguintes questionamentos: (i) Elevado percentual de fontes intermitentes em um sistema elétrico pode impactar sua expansão?; (ii) Quais conclusões foram obtidas de estudos análogos?

A pesquisa foi realizada através de um agregador, disponível na Petrobras, que concentra informações de diversas bases de dados como: Scopus, Science Direct, Springer Link, Wiley, dentre de outras. A busca se baseou no período entre 2017 e 2024. Diversos estudos analisaram a expansão do setor elétrico de determinados países ou regiões, através de cenários simulados. As análises utilizaram ferramentas de otimização, cujas sensibilidades buscavam considerar: fomento de tecnologia ou formas de penalização de tecnologias emissoras de GEE (DALDER, OLULEYE, *et al.*, 2024); atendimento das reduções de emissões ou percentual de geração renovável autodenominados (QUEVEDO, MOYA, 2022); comparação do custo total ao se considerar alternativas de armazenamento (KATSANEVAKIS, KONSTANTINIDIS, *et al.*, 2022); interação entre mudanças climáticas e setor elétrico (DE ASSIS, WEBER, 2023); e expansão do sistema elétrico da América do Sul, considerando integração entre seus países (NIKOLAUS, DE MOURA, 2017). (QUEVEDO, MOYA, 2022), (KATSANEVAKIS, KONSTANTINIDIS, *et al.*, 2022), (DALDER, OLULEYE, *et al.*, 2024) e (DE ASSIS, WEBER, 2023) observaram crescimento em capacidade instalada de fontes renováveis intermitentes, seja como meta estabelecida pelo governo, conforme assumido (QUEVEDO, MOYA, 2022), seja com intuito de atendimento a metas de emissões de GEE, conforme (KATSANEVAKIS, KONSTANTINIDIS, *et al.*, 2022), (DALDER, OLULEYE, *et al.*, 2024) e (DE ASSIS, WEBER, 2023).

Cabe ressaltar que, conforme resultados obtidos por (KATSANEVAKIS, KONSTANTINIDIS, *et al.*, 2022), sistemas elétricos com baixos percentuais de fontes intermitentes, menores que 20% da capacidade instalada, do sistema são praticamente indiferentes à inclusão de alternativas de reserva de potência para o sistema em relação a custo total. Entretanto, ao se considerar um percentual maior dessas fontes no sistema, entre 27% e 37%, alternativas de reserva de potência proporcionam uma redução de custos em torno de 7%. No entanto, nesse estudo, não foi definida a melhor alternativa de armazenamento (armazenamento de hidrogênio, hidrelétrica reversível, ou baterias) pela desconsideração do custo de investimento delas.

(QUEVEDO, MOYA, 2022) constataram que, a depender do objetivo estabelecido pelo país, a matriz geracional pode se expandir com diferentes fontes devido ao caráter intermitente na oferta ao sistema. Em um cenário, cujo objetivo é

alcançar o percentual mínimo de fontes renováveis no parque de geração, é necessária uma matriz predominantemente térmica a gás natural, óleo diesel e carvão, além da fonte solar fotovoltaica como tecnologia renovável. Entretanto, ao alterar o objetivo para redução em emissões de GEE autodenominadas, a matriz se torna predominantemente eólica com percentual despachável composto por térmicas a gás natural e biomassa. Nesse último cenário, a fonte eólica é escolhida pelo perfil de geração na parte noturna, mesmo a solar sendo economicamente mais vantajosa.

(NIKOLAUS, DE MOURA, 2017) estuda a expansão dos sistemas elétricos dos países da América do Sul, considerando menor ou maior disposição à interconexão entre os eles, além de cenário alternativo com crescimento de geração distribuída, considerando menor expansão em hídricas convencionais e unidades a biomassa. O autor constata que um sistema mais integrado proporciona menor necessidade de capacidade instalada, tanto no Brasil, quanto na América do Sul. A diferença de capacidade instalada no Brasil é compensada por unidades geradoras em países vizinhos, principalmente por eólicas *on shore* e geotérmicas, estas localizadas nos Andes. Ao longo do horizonte em análise, se observa uma redução de reserva de capacidade das hídricas do Brasil, até 2040, e posteriormente expansão, resultante de expansão de capacidade instalada de unidades a carvão. Apesar de redução de praticamente 1/3 da intensidade de carbono com geração de eletricidade em 2058, as emissões totais da região crescem principalmente devido ao maior acesso à eletricidade pela população.

(DE ASSIS, WEBER, 2023) estuda a expansão do SIN considerando o impacto das mudanças climáticas no perfil de geração das fontes renováveis hídrica, solar fotovoltaica e eólica, além de considerar casos com a presença de hídricas reversíveis de ciclo sazonal. Nesse estudo, constata-se o aumento do percentual de geração das fontes renováveis em três cenários simulados, baseados em diferentes *Representative Concentration Pathways* (RCP), além da importância das hidrelétricas reversíveis na redução de emissões de GEE. Também se constata que a utilização de hidrelétricas reversíveis reduz consideravelmente as emissões de GEE devido à utilização dessas unidades como reserva de potência em substituição às térmicas a combustíveis fósseis.

Em suma, com base nos estudos apresentados, constatou-se que: (i) É esperado um crescimento das fontes intermitentes, o que, a depender do percentual de capacidade instalada dessas fontes, acarreta na expansão de fontes despacháveis de energia (reserva de potência) de forma a atender a demanda estimada do sistema; (ii) Ao utilizar maior granularidade temporal nas simulações, com o objetivo de se identificar mais detalhadamente a variação geracional das fontes intermitentes, se consegue observar com mais detalhes a dificuldade de atendimento a demanda à medida que o

sistema apresenta elevados percentuais de fontes renováveis intermitentes; (iii) A utilização de fontes renováveis intermitentes proporciona redução de emissões de GEE, porém, para atingir metas mais desafiadoras, como a neutralidade em emissões, é necessária a busca por alternativas tecnológicas com foco em reserva de potência.

#### 4. METODOLOGIA

Este trabalho propõe o estudo da expansão do SIN brasileiro do ponto de vista técnico-econômico, através de simulações em um modelo que represente o SIN, incluindo as principais formas de geração elétrica, transmissão, além de determinadas alternativas de armazenamento a serem testadas (UHR e baterias de carga escala). A escolha se dá por minimização do custo total, considerando expansão e operação do sistema. Os dados de entrada do estudo foram lastreados nas premissas contidas no PNE 2050, sendo explicitadas aquelas modificadas para construção de um caso específico.

Entretanto, foi necessário definir uma ferramenta que proporcionasse as análises desejadas. Por isso, se utilizou o trabalho de (GROISSBÖCK, 2019), que estudou as características apresentadas por diversas ferramentas, apresentando uma escala de atratividade e avaliando as opções estudadas. Nesse estudo, constatou-se que OSeMOSYS, utilizada por (DALDER, OLULEYE, *et al.*, 2024), (NIKOLAUS, DE MOURA, 2017) e (QUEVEDO, MOYA, 2022), TEMOA, Switch e pyPSA foram apontadas como ferramentas com maturidade para utilização em análises mais profundas, sendo as 3 primeiras mais adaptadas para análises de longo prazo e a última para curto e médio prazo.

A ferramenta Dispa-SET, utilizada por (KATSANEVAKIS, KONSTANTINIDIS, *et al.*, 2022), ficou pior classificada devido à impossibilidade de se colocar diferentes granularidades temporais, além de ser mais direcionada ao uso no curto e médio prazo. Já a ferramenta pyPSA, apesar de poder considerar granularidade diferente da horária, não permite granularidades diferentes de forma simultânea. Esta característica é importante, pois permite ao usuário reduzir a quantidade de dados de entrada, com o intuito de redução do custo computacional, ao passo em que se minimiza a perda de acurácia do modelo frente a uma análise com todos os dados disponíveis.

Outra característica desejada é a ferramenta ser construída em código aberto, algo que OSeMOSYS, TEMOA, Switch, pyPSA e MESSAGEix apresentam. A utilização de ferramenta de código aberto proporciona aumento de qualidade na elaboração da ciência, dada a rastreabilidade e auditoria proporcionada, e aumento de produtividade devido ao compartilhamento de tarefas, o que resulta em diminuição de trabalhos duplicados, segundo (PFENNINGER, DECAROLIS, *et al.*, 2017). Um exemplo de benefício proporcionado por uma ferramenta em código aberto é o trabalho de (DENG, CAO, *et al.*, 2023), que construiu um modelo do SIN em pyPSA com o objetivo de oferecer este modelo para utilização por outros programadores.

Uma última característica desejada é a representação detalhada da operação de unidades de armazenamento em que se possa obter o nível de carregamento delas. Isso proporciona visões mais realistas especialmente para simulações de longo prazo (GROISSBÖCK, 2019). Esse autor também afirma que nenhuma das ferramentas analisadas em seu trabalho possui essa visão detalhada do estado de carregamento. Cabe ressaltar que a ferramenta MESSAGEix, utilizada por (DE ASSIS, WEBER, 2023), não fez parte da análise realizada por (GROISSBÖCK, 2019).

Finalmente se decide pela escolha da ferramenta MESSAGEix por cumprir todas as funcionalidades requeridas, dado que, na ferramenta, está disponível a visão de estado detalhado de carregamento/ descarregamento, já utilizada por (DE ASSIS, WEBER, 2023), além de ser construída em associação com GAMS, o que proporciona simulação de casos robustos ou com maior riqueza de detalhes.

#### 4.1. MESSAGEix

A ferramenta MESSAGEix, Modelo de Integração e Análise<sup>5</sup>, é voltado ao setor energético (HUPPMANN, GIDDEN, *et al.*, 2019). Esse tipo de modelo se caracteriza pela integração entre visões econômicas, ambientais e de variáveis sociais a serem acompanhadas, sempre buscando a otimização de sua função objetivo, através das condições de contorno informadas. A utilização desse tipo de modelo possibilita simulações dos efeitos causados pela adoção de determinadas políticas públicas, com base na variação de premissas de entrada. Com isso, se pode mensurar e avaliar resultados previamente à adoção de políticas, possibilitando ajustes e adoção de alternativas mais adequadas aos objetivos desejados.

O MESSAGEix é um modelo em código aberto, com linguagem de programação em Python ou R, construído sob uma plataforma matemática, GAMS, de forma a possibilitar o cálculo de modelos mais complexos. Também cabe ressaltar a importância da integração intersetorial proporcionada pelo MESSAGEix e por outros modelos<sup>6</sup>. Essa interação permite o acompanhamento de impactos em diferentes setores. Esse é um modelo do tipo *bottom-up*, no qual se constrói cenários com possibilidade de caracterização de diversos aspectos, seja sobre hierarquização espacial ou temporal do modelo ou ainda tecnologias a serem analisadas, garantindo riqueza de detalhes para o caso. Esse modelo utiliza a programação linear para otimização da análise. A formulação matemática do MESSAGEix possui como objetivo a minimização do custo

---

<sup>5</sup> *Integrated Assessment Model (IAM)*.

<sup>6</sup> Por exemplo, MAGICC, GLOBIOM ou GAINS, modelos especializados no clima, no uso da terra e em poluição, respectivamente.

total do modelo, conforme equação (1), sempre atendendo às demandas e restrições de contorno informadas. A função objetivo considera o período de ocorrência do custo, através de um fator de desconto, bem como o custo total ocorrido em cada nó do modelo, seja este um custo fixo, variável ou de emissões.

$$\text{Min } Obj = \sum_{n,y \in Y^M} desc\_per_y * Custo\_nodal_{n,y} \quad (1)$$

Fonte: (INTERNATIONAL INSTITUTE FOR APPLIED SYSTEMS ANALYSIS, 2021)

O custo nodal, por sua vez, é calculado conforme equação (2), em que se observa influência de custos fixos, variáveis, de investimento, de terra, de obtenção de recursos, além de algum custo que se deseje considerar. Essa disponibilidade de tipo de custo possibilita a construção de modelos mais detalhados, caso se deseje.

$$\begin{aligned}
custo\_nodal_{n,y} = & \sum_{c,g} custo\_recurso_{n,c,g,y} * EXT_{n,c,g,y} \\
& + \sum_t \left( custo\_inv_{n,t,y} * fator\_tempo\_constr_{n,t,y} * fator\_fim\_horiz_{n,t,y} \right. \\
& * NOV\_CAP_{n,t,y} + \sum_{y^v \leq y} custo\_fixo_{n,t,y^v,y} * CAP_{n,t,y^v,y} \\
& + \sum_{y^v \leq y, m, h} custo\_var_{n,t,y^v,y,m,h} * ATV_{n,t,y^v,y,m,h} \\
& + (custo\_abs\_cres\_rel\_nova\_cap_{n,t,y} \\
& + custo\_nivel\_cres\_rel\_nova\_cap_{n,t,y} * custo\_inv_{n,t,y}) \\
& * NOV\_CAP\_CRES_{n,t,y} \\
& + (custo\_abs\_red\_rel\_nova\_cap_{n,t,y} + custo\_nivel\_red\_rel\_nova\_cap_{n,t,y} \\
& * custo\_inv_{n,t,y}) * NOV\_CAP\_RED_{n,t,y} \\
& + \sum_{m,h} (custo\_abs\_cres\_rel\_atv_{n,t,y,m,h} + custo\_nivel\_cres\_rel\_atv_{n,t,y,m,h} \\
& * custo\_nivelado_{n,t,y,m,h}) * ATV\_CRES_{n,t,y,h} \\
& + \sum_{m,h} (custo\_abs\_red\_rel\_atv_{n,t,y,m,h} + custo\_nivel\_red\_rel\_atv_{n,t,y,m,h} \\
& * custo\_nivelado_{n,t,y,m,h}) * ATV\_RED_{n,t,y,h} \left. \right) \\
& + \sum_{\substack{\hat{e}, \hat{t} \\ e \in E(\hat{e})}} escala\_emiss_{\hat{e},e} * tax\_emiss_{n,\hat{e},\hat{t},y} * EMISS_{n,e,\hat{t},y} \\
& + \sum_s custo\_terra_{n,s,y} * TERRA_{n,s,y} + \sum_r custo\_rel_{r,n,y} * REL_{r,n,y}
\end{aligned} \tag{2}$$

Fonte: (INTERNATIONAL INSTITUTE FOR APPLIED SYSTEMS ANALYSIS, 2021)

Para elaboração do modelo, toda a estrutura deve ser informada, ou seja, é necessário identificar o item a ser incorporado, suas interfaces dentro do modelo, além das relações hierárquicas entre partes do modelo<sup>7</sup>. Segue na Figura 7 um esquemático de interações possíveis na definição de uma tecnologia como exemplo. Essas

<sup>7</sup> Por exemplo, província como subgrupo do país ou ainda estação como subgrupo de ano.

identificações são informadas ao modelo através de nomes específicos, conforme Tabela 1. Com isso, o modelo consegue associar a informação a ser incluída com a tecnologia mencionada.

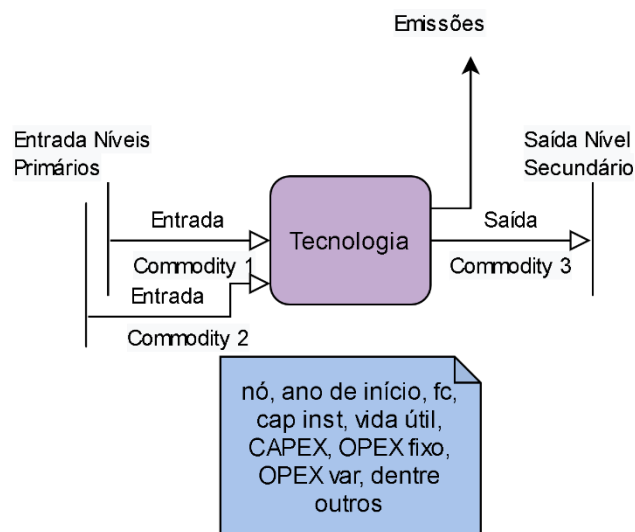


Figura 7 – Esquemático de informações possíveis a serem incorporadas.

Tabela 1 – Nomes específicos para elaboração de estrutura do modelo.

Nome específico	Função
<b>capacity_factor</b>	Informa fatores de capacidade das respectivas tecnologias.
<b>commodity</b>	Informa as commodities presentes no modelo.
<b>duration_period</b>	Informa o tempo decorrido entre períodos informados.
<b>duration_time</b>	Informa a granularidade que determinado pacote de tempo assume em relação ao intervalo entre períodos.
<b>historical</b>	Representa intervalos de tempo considerados histórico.
<b>historical_activity</b>	Informa a atividade em períodos passados.
<b>historical_new_capacity</b>	Informa a adição de capacidade anual de forma a se ter a capacidade instalada de períodos passados.
<b>input</b>	Informa o valor e commodity que chega à tecnologia.
<b>output</b>	Informa o valor e commodity que sai da tecnologia.
<b>lvl_storage</b>	Contém o nome dos níveis para tecnologias de armazenamento.
<b>lvl_temporal</b>	Contém o nome dos níveis temporais do modelo.
<b>lvl_spatial</b>	Contém o nome dos níveis espaciais do modelo.
<b>interestrate</b>	Taxa de desconto para custos em diferentes períodos.
<b>map_temporal_hierarchy</b>	Apresenta os pacotes de tempo com suas correlações, além do nível temporal em que estão inseridos.
<b>map_spatial_hierarchy</b>	Apresenta os pacotes de localização com suas correlações, além do nível temporal em que estão inseridos.

Fonte: (INTERNATIONAL INSTITUTE FOR APPLIED SYSTEMS ANALYSIS, 2021)



É possível implementar condições de contorno para as variáveis de decisão do modelo, seja de forma fixa ou variável. Com isso, pode-se evitar soluções de canto ou de improvável ocorrência ou ainda simular incentivos ofertados pelo Estado. Essas informações são implementadas nas simulações através de equações e/ou inequações que restringem as variáveis de decisão do modelo, por exemplo oferta de energia atendendo constantemente à demanda existente equação (3), ou ainda limitação na geração a depender da capacidade instalada disponível equação (4).

$$BAL\_COMM_{n,c,l,y,h} \geq 0$$

$$BAL\_COMM_{n,c,l,y,h} \leq 0 \quad (3)$$

Fonte: (INTERNATIONAL INSTITUTE FOR APPLIED SYSTEMS ANALYSIS, 2021)

$$\sum_m ATV_{n,t,y^v,y,m,h} \leq duração\_período_y * fator_{capacidade}_{n,t,y,y^v,h} * CAP_{n,t,y^v,y} \quad (4)$$

Fonte: (INTERNATIONAL INSTITUTE FOR APPLIED SYSTEMS ANALYSIS, 2021)

Todas as informações supracitadas, bem como maiores detalhes sobre o MESSAGEix podem ser encontrados em (INTERNATIONAL INSTITUTE FOR APPLIED SYSTEMS ANALYSIS, 2021).

#### 4.2. Modelo do sistema integrado brasileiro no MESSAGEix

O modelo do sistema elétrico integrado brasileiro utilizado nessa dissertação foi desenvolvido em conjunto com (DE ASSIS, WEBER, 2023), apresentando a possibilidade armazenamento de energia para utilização em momento posterior. Essa modelagem foi apresentada em modelo desenvolvido para análise de gestão energética e de água na Ásia Central (ZAKERI, HUNT, *et al.*, 2022). Em ambos os estudos mencionados, a solução utilizada foi elaborada com o intuito de representar uma hidrelétrica reversível, entretanto, nesta dissertação, tal modelagem foi adaptada para representar também o funcionamento de baterias de larga escala. Em síntese, o modelo construído busca representar o SIN, considerando a importância hídrica na geração elétrica do Brasil, sistema de transmissão nacional, outras fontes de geração elétrica existentes no Brasil, incluindo-se também diferentes possibilidades de armazenamento de energia já em uso em outras regiões.

#### 4.2.1. Infraestrutura Hidrelétrica

Para a capacidade instalada hídrica, foram modelados os 12 reservatórios equivalentes de energia (REE), distribuídos por 4 subsistemas elétricos existentes<sup>8</sup>, conforme Figura 8. Esses REE encontram-se definidos por portaria do Governo. A utilização de REE ao invés de unidades hidrelétricas busca reduzir o número de variáveis e, com isso, a complexidade do modelo, mantendo definição sobre despacho de termoeletricas, já que representa o armazenamento de energia e a geração do conjunto em cascata. Outro método de agregação é utilizado para obtenção das alturas desses reservatórios equivalentes. Ele consiste em se obter a altura média, resultado da ponderação entre altura e volume armazenado dos reservatórios que compõem o reservatório equivalente em análise. Essa altura consiste em uma conversão entre vazão tributária ao REE em análise e energia armazenada. Este método utilizado nessa dissertação é semelhante ao de (DE ASSIS, WEBER, 2023) e as alturas utilizadas, entradas do modelo de análise, se encontram na Tabela 2.

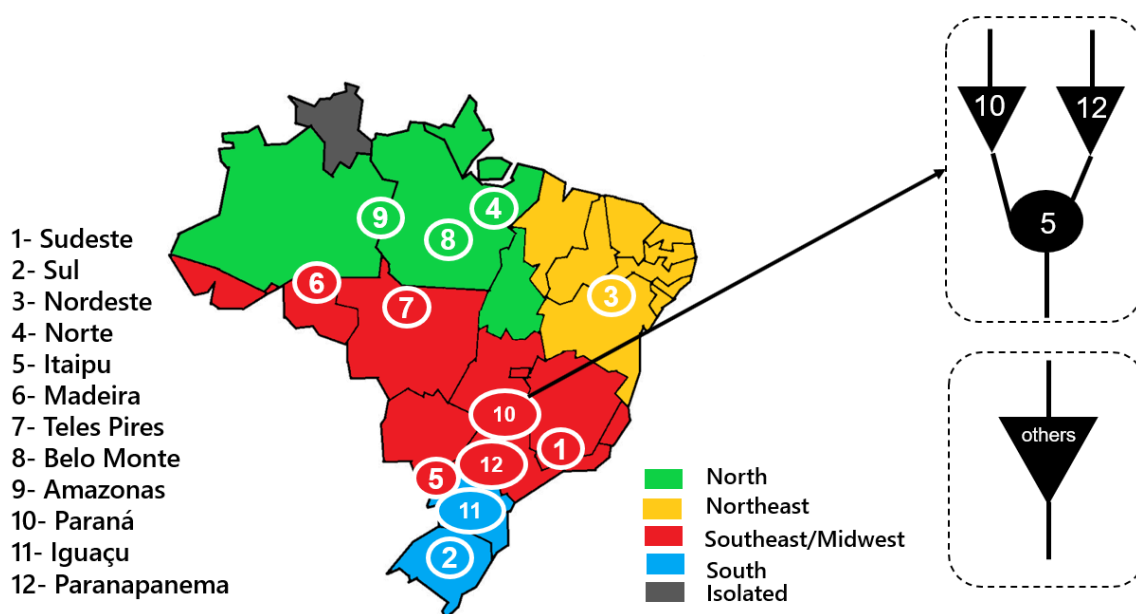


Figura 8 – Localização dos 12 REE considerados no modelo para geração hidrelétrica.

Fonte: (DE ASSIS, WEBER, 2023)

<sup>8</sup> Subsistemas Norte, Nordeste, Centro-Oeste/Sudeste e Sul.

Tabela 2 – Dados dos 12 REE considerados no modelo do sistema integrado brasileiro.

Reservatório Equivalente	Bacias	Capacidade de armazenamento (km <sup>3</sup> )	Altura equivalente (m)	Capacidade instalada (GW)
1 - Sudeste	Paraíba do Sul, Doce, Jequitinhonha, Paraguai, Tocantins	54,8	235,3	6,4
2 - Sul	Uruguai, Jacuí	8,5	315,8	6,9
3 - Nordeste	São Francisco	58,3	267,6	8,3
4 - Norte	Tocantins	39,0	72,7	9,6
5 - Itaipu	Paraná	-	117,0	14,0
6 - Madeira	Amazonas	2,8	363,3	7,3
7 - Teles Pires	Amazonas	2,1	94,0	3,2
8 - Belo Monte	Amazonas	0,4	87,2	11,0
9 - Amazonas	Amazonas, Araguari	10,4	84,4	1,2
10 - Paraná	Paranaíba, Grande, Paraná, Tietê	111,5	202,0	27,6
11 - Iguaçu	Iguaçu	8,6	202,1	7,3
12 - Paranapanema	Paranapanema	11,9	112,7	2,4

Fonte: (DE ASSIS, WEBER, 2023)

As vazões dos rios tributários dos REE, obtidas de forma diária (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2023), foram classificadas nas 4 estações e, com isso, foram obtidas as médias de cada estação. Como se considera apenas 2 estações nesse trabalho, somou-se e dividiu por 2 os dados referentes a primavera e outono. Esses valores foram somados, e novamente divididos por 2, com os dados do verão, para obtenção dos dados da estação verão de entrada no modelo, e com os dados do inverno, para obtenção da estação inverno. As vazões dos rios tributários foram levantadas com a maior quantidade de anos possível, a depender da existência de dados para todos os rios que compõem a vazão da bacia, de forma a evitar a utilização de anos com características destoantes de uma média histórica. Também foram consideradas demandas hídricas para cada reservatório equivalente com o intuito de explicitar o impacto causado pelo uso múltiplo de água. Foi estimada como demanda por água uma vazão de 10% da vazão média anual do REE. Devido à capacidade de armazenamento nos reservatórios existentes, é possível desacoplar período de acumulação e de geração. Essa característica permite maior flexibilidade no atendimento das demandas. De forma a representar a sazonalidade do recurso hídrico bem como a capacidade de armazenamento da infraestrutura em análise, foi utilizada a estrutura contida na Figura 9 para representar os REE mapeados.

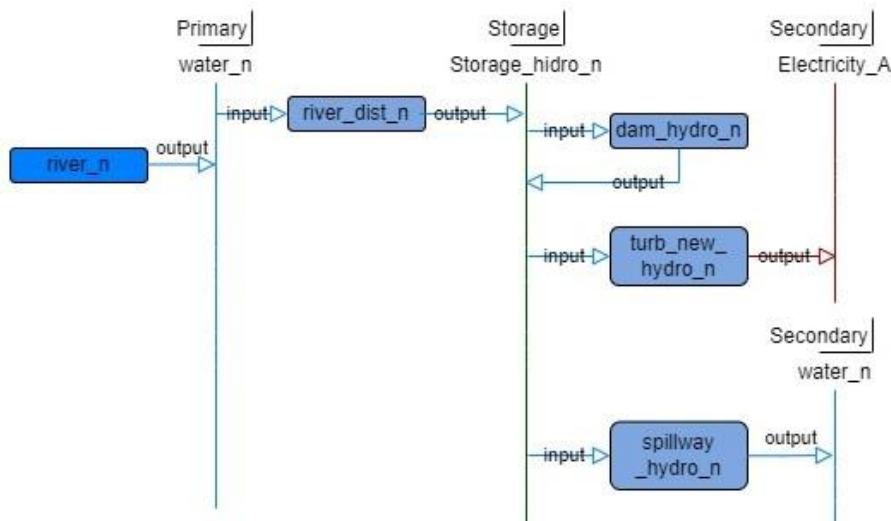


Figura 9 – Esquemático de REE, desde o nível primário até a produção de energia elétrica.

As barras verticais representam as *commodities* e, mais acima, os níveis em que elas se encontram. As tecnologias e *commodities* identificadas com a letra “n” representam que a *commodity* atua no REE de mesma tipologia. Tal solução é implementada de forma a explicitar a *commodity* relacionada a um REE específico. No caso da *commodity* “*electricity\_A*”, a nomenclatura utilizada representa restrição a um subsistema elétrico. A capacidade de armazenamento de cada REE é informada através da tecnologia “*dam\_hidro\_n*”. Os dados são informados em unidade de vazão, dado que a entrada da *commodity* “*river\_n*” também é em vazão, resultante das vazões a jusante do último rio do REE em análise. Os dados incorporados nas tecnologias “*river*” para cada reservatório equivalente transmitem ao modelo o recurso hídrico disponível para geração elétrica e atendimento de demanda mínima por água.

#### 4.2.2. Sistema de transmissão

Os 4 subsistemas mapeados, com sua utilização recomendada pelo Governo, foram interligados por tecnologias de *grid* de forma a representar a infraestrutura de transmissão, a qual permite uma gestão inter-subsistemas da oferta geracional de energia. As interligações entre N e NE, CO/SE e N, CO/SE e NE e finalmente CO/SE e S foram representadas por tecnologias. Além dessas tecnologias de interligação, foram incluídas tecnologias de transmissão no próprio subsistema com o objetivo de integrar as unidades de geração à própria demanda da região, sendo utilizado o sistema de interligação quando houver economicidade e após balanceamento entre oferta e

demanda elétrica infra região. Na Tabela 3 estão as tecnologias representativas do sistema de transmissão nacional.

Tabela 3 – Tecnologias que representam os subsistemas de transmissão.

Linha de transmissão	Tecnologia
Transmissão N-NE	grid1
Transmissão NE-SE	grid2
Transmissão N-SE	grid3
Transmissão S-SE	grid4
Transmissão intra N	grid_n
Transmissão intra NE	grid_ne
Transmissão intra SE	grid_se
Transmissão intra S	grid_s

As tecnologias do sistema de transmissão foram modeladas considerando transmissão intrarregional e inter-regional. As tecnologias intrarregionais foram modeladas com um modo de operação, recebendo energia elétrica do nível secundário e suprindo o nível final, ambos na mesma região, já as tecnologias inter-regionais atuam com 2 modos de operação, sendo um modo para importação e outro para exportação de energia, interligando níveis secundários de regiões diferentes. Seguem na Figura 10 os dois modelos de tecnologias de transmissão implementadas.

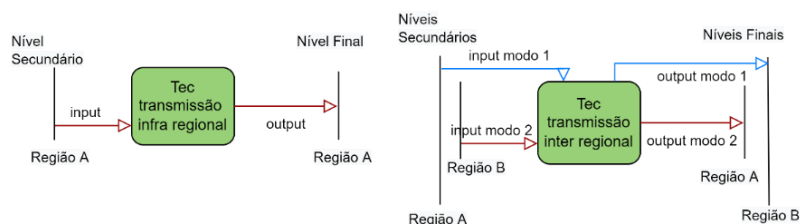


Figura 10 – Esquemático dos dois modos de tecnologia de transmissão.

#### 4.2.3. Outras tecnologias

Também foram incluídas as tecnologias de geração elétrica convencionais, como térmica a gás natural, térmica a carvão, nuclear. Essas tecnologias foram modeladas com um modo de operação, além de se considerar somente o output. Foram suprimidas informações de reservas e inputs por considerar esses dados já apreciados pelo conjunto de custos fixo e variável, além de contribuir para a redução do custo computacional do modelo.

#### 4.2.3.1. *Tecnologias intermitentes e variação na demanda*

As tecnologias não despacháveis (eólicas e solares) se assemelham às citadas no item 4.2.3, pois são constituídas somente pela tecnologia em si e pela saída da eletricidade para o sistema de transmissão. Entretanto, por não serem despacháveis, não se tem controle sobre os momentos, nem a quantidade, de geração, por isso foram implementadas as considerações de sazonalidade. O estudo de (PFENNINGER, 2017) serviu como base para a seleção do método de escolha de dados para representação do todo de modo a reduzir o custo computacional do modelo.

O estudo faz uma análise de métodos de redução de resolução temporal, através de simulações com base no seu uso em um exemplo. Utiliza-se, como base, um modelo do sistema elétrico inglês, com resolução horária anual. Esse modelo, construído na ferramenta CALLIOPE, não permite o crescimento de fonte hídricas com o intuito de se analisar o comportamento de diferentes tratamentos de dados ao se expandir a geração em fontes intermitentes.

Inicialmente se analisa, para diferentes reduções de granularidade temporal, o custo computacional, relativo ao caso base horário, e a capacidade instalada de eólica offshore. Tudo isso considerando 3 cenários do sistema elétrico: 50% de fontes renováveis na matriz geradora, 90% de fontes renováveis e 90% de fontes renováveis com armazenamento. O autor conclui que sistemas com alto percentual de renováveis, em torno de 90%, apresentam maior necessidade de custo computacional, quanto maior for a granularidade, além de instalarem maior capacidade que o caso base ao se reduzir a granularidade. É importante perceber que a capacidade instalada praticamente não se altera para o caso com 50% de energia renovável, além de a presença de armazenamento do sistema elétrico reduzir esse desvio de capacidade instalada ao se considerar diferentes granularidades temporais.

Em uma próxima análise, o autor verifica a correlação entre dados de fonte solar e eólica obtidos de diferentes métodos de redução e os análogos do caso base. Ele constata que métodos que escolhem dias ou semanas extremos em relação à geração tendem a apresentar maior capacidade de produção que o caso base, resultando em menor correlação ao se analisar as fontes simultaneamente. Também se constata que nenhum dos casos analisados se comporta de forma simultaneamente correlacionada, pois, pelo menos 1 fonte intermitente não fica bem correlacionada.

Considerando as simulações realizadas no estudo, focando em cenários com mais de 90% de geração de fontes intermitentes, o autor analisa mais detalhadamente alguns métodos que melhor performaram, sendo estes compostos por mais de um método de redução. Em todos, a incorporação de dados de máximo e mínimo é feita

juntamente com a seleção de dias ou semanas representativos, seja por média ou distância euclidiana. O que se constata é que modelos com boa correlação para um ano podem não ser adequados para outro ano. Modelos com melhor performance, porém menor estabilidade quanto ao ano analisado, foram aqueles com seleção de máximos e mínimos, aliados a escolha de dias ou semanas representativas por distância euclidiana.

Em suma, o estudo conclui que o próprio modelo energético estruturado para a análise, além do método de seleção escolhido, influencia no desvio do resultado em relação ao caso de referência. Modelos com alta inserção de renováveis<sup>9</sup> demandam maior detalhamento intertemporal, diferentemente de modelos com menor inserção. A presença de armazenamento no sistema propicia menor desvio do resultado com riqueza de detalhes. A utilização de combinações de redução de resolução pode reduzir custo computacional sem a perda de qualidade. Finalmente, em se tratando de fontes intermitentes, o estudo conclui que a utilização de dados plurianuais proporciona menor desvio do que a utilização de dados anuais. Isso ocorre devido à variabilidade interanual dos recursos eólicos e solares.

De posse das conclusões do modelo acima, se buscou utilizar um modelo com redução de granularidade temporal, dado que não se espera um SIN com mais de 90% de geração por fontes intermitentes renováveis, dada a vasta capacidade instalada de hídricas, aliado a uma seleção de dias representativos por proximidade em distância euclidiana. Entretanto, cabe destacar que foram utilizados dados de somente 1 ano (março/2019 – fevereiro/2020) para se construir os cenários para análise, devido aos 2 últimos anos de análise possuem diferenças consideráveis devido à influência da COVID na curva de demanda elétrica, por isso, se preferiu mantê-los separados.

O modelo utilizado corresponde a uma redução de resolução, de dados horários para dados obtidos com 4 horas de duração, e posterior seleção de dados, por distância euclidiana, que é feita através da soma do quadrado da diferença entre os dados do dia e os respectivos dados médios para todos os dias da estação em análise. Tal análise se dá considerando as fontes intermitentes e a demanda, podendo ser feita uma ponderação de forma a representar a influência de cada alternativa, conforme Equação (5). A menor soma obtida com esses dados, aponta o dia tipo a ser utilizado na análise, conforme Equação (6). O código utilizado se encontra no Anexo C.

$$Dif_{d_p} = \sum_{t=1}^4 k_t \sum_{h_i=1}^6 (d_{t,p,h_i} - \overline{d_{t,h_i}})^2 \quad (5)$$

Onde:

---

<sup>9</sup> Pelo menos 90% de geração de fontes intermitentes renováveis.

i – representa o período do dia em análise, (0-4h, 8-12h, 20-24h por exemplo).  
t – representa o recurso que está sendo analisado (demanda, geração eólica, geração solar fotovoltaica).

k – valor constante para cada recurso buscando atribuir um peso ponderado daquele recurso para seleção do dia representativo.

d – apresentado acima com o intuito de explicitar que a diferença deve ser realizada em períodos do dia similares

$$\min Dif = Dif_{d_p}, \text{ em que } d_p \text{ é o dia representativo escolhido} \quad (6)$$

Onde:

p – representa o pacote de tempo considerado, ordenado em ordem cronológica de 0 a 2190, onde 0 a 1095 se refere a uma estação e 1095 a 2190 a outra.

Entretanto, antes da redução de resolução, normalizam-se os dados com relação à visão horária de maior geração/demanda daquela alternativa em estudo, dado que, com isso, se reduz o desvio padrão frente aos dados originais. Cabe ressaltar que se buscou a utilização de 48 e 24 passos anuais<sup>10</sup> de forma a se incorporar valores de máximos e mínimos relativos a geração de fontes intermitentes, entretanto, em ambos os casos, o modelo atingiu limitação computacional<sup>11</sup>, não sendo possível a utilização desses máximos e mínimos. Com o método de seleção de dados, pode-se reduzir o custo computacional do modelo e representar mais coerentemente os recursos eólico, solar, além da demanda de cada subsistema. Outro ponto considerado de forma a distinguir diferentes perfis de geração eólica no país, conforme Figura 11, foi a inclusão de mais 3 tecnologias de geração eólica. Elas buscam reproduzir os 3 recursos eólicos mais explorados no país: Rio Grande do Sul, Costa do Nordeste<sup>12</sup> e Interior do Nordeste<sup>13</sup>.

---

<sup>10</sup> Nesses casos poderia se ter a visão de semanas representativas, bem como a análise em 4 estações.

<sup>11</sup> A capacidade computacional disponível era de 8 GB de memória RAM.

<sup>12</sup> Grupo constituído pelas capacidades instaladas no Ceará e Rio Grande do Norte.

<sup>13</sup> Grupo constituído pelas capacidades instaladas na Bahia e Piauí.



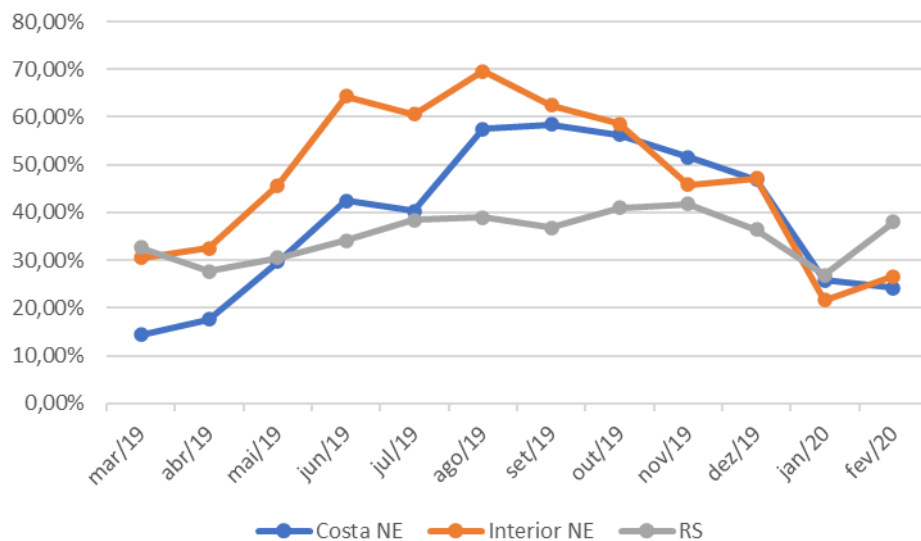


Figura 11 – Geração elétrica relativa ao pico de geração anual, considerando as diferentes localidades de recursos eólicos.

Fonte: Elaboração com base nos dados de (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2022b)

Após a utilização do modelo de seleção de dados, se obtiveram os valores nas Figura 12, Figura 13 e Figura 14 utilizados para representar as 4 tecnologias eólicas<sup>14</sup>, a tecnologia solar e a demanda para cada subsistema. Os valores apresentados nas tecnologias de geração são utilizados no modelo como fatores de capacidade para cada período, já no caso das demandas, os valores são multiplicados pelo pico de demanda para a representação desta no referido período.

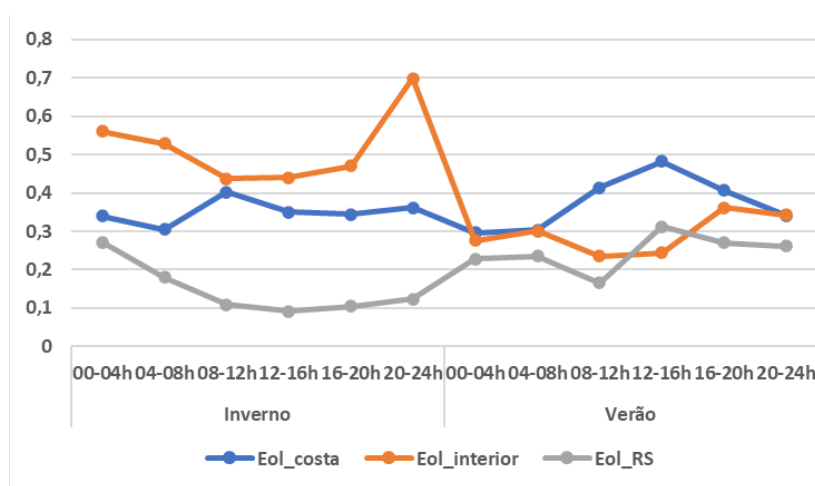


Figura 12 – Multiplicadores referentes ao pico de geração das tecnologias eólicas.

<sup>14</sup> Rio Grande do Sul, Costa do Nordeste, Interior do Nordeste e restante do Brasil.

Fonte: Elaboração com base nos dados de (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2022b)

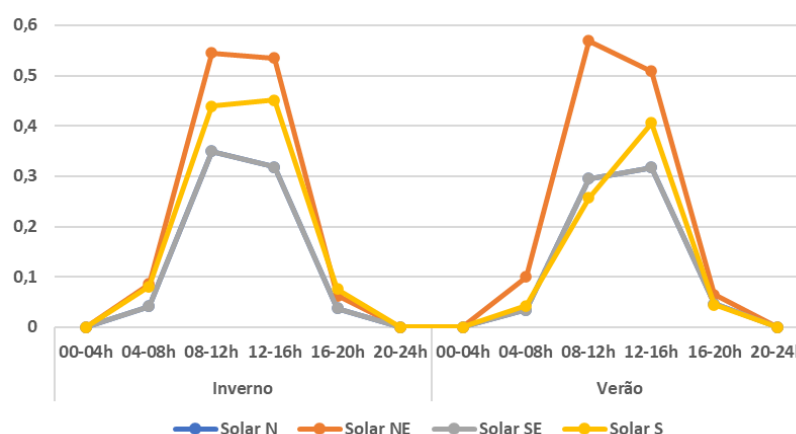


Figura 13 – Multiplicadores referentes ao pico de geração da tecnologia solar.

Fonte: Elaboração com base nos dados de (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2022b)

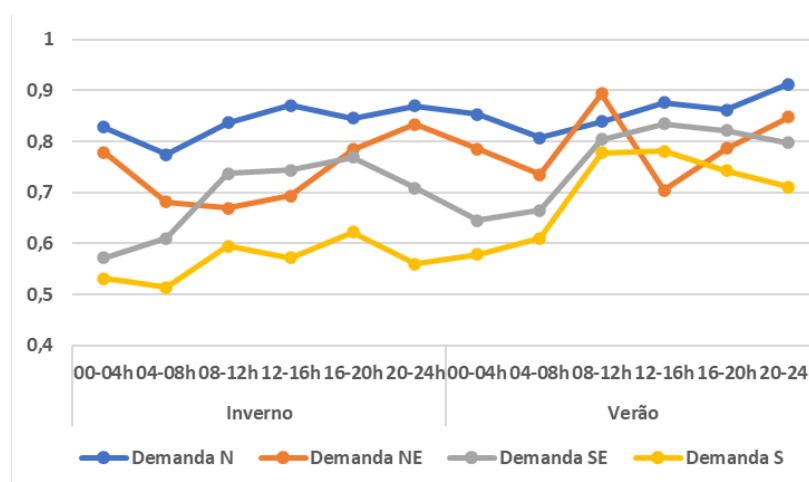


Figura 14 – Multiplicadores referentes ao pico de demanda dos subsistemas.

Fonte: Elaboração com base nos dados de (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2022b)

Na curva de demanda, se observa diferenças entre as demandas de Norte – Nordeste e Sul – Sudeste. Nos 2 primeiros subsistemas, nota-se uma maior demanda em períodos noturnos, mais ligados a consumo residencial, além de uma maior proximidade do pico anual de demanda devido a uma menor variação de temperatura ao longo do ano. Nos 2 últimos subsistemas, observa-se uma maior demanda em períodos diurnos, fator observado em regiões com maior demanda industrial/comercial,

além de maior variação de demanda, resultante da maior variação de temperatura ao longo do ano.

#### 4.2.3.2. Alternativas de armazenamento

As possibilidades de armazenamento alternativo fornecidas ao modelo foram hidrelétricas reversíveis e baterias em larga escala. A Figura 15 apresenta esquemáticos incorporados ao modelo para representação de unidades hidrelétricas reversíveis e de baterias em larga escala respectivamente.

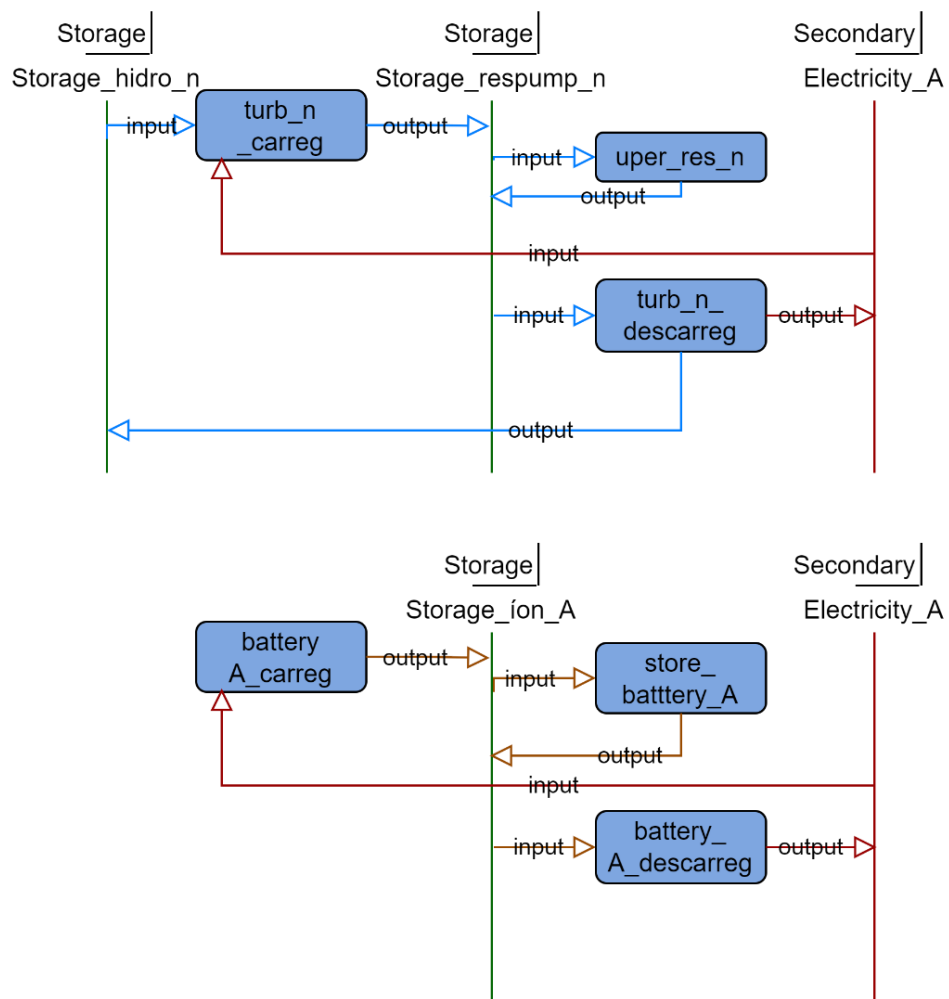


Figura 15 – Esquemático de UHR e bateria em larga escala incorporadas ao modelo.

As 3 caixas em cada figura esquemática ilustram 2 tecnologias, sendo uma delas com 2 modos de operação, referentes aos modos de carregamento e descarregamento da unidade de armazenamento. A outra tecnologia, em conjunto com um nível de armazenamento, especifica a funcionalidade de armazenamento da unidade

considerada. Neste modelo, considerou-se unidades reversíveis de ciclo aberto, com o reservatório dos REE como reservatório inferior da unidade reversível, sendo o ponto de bombeamento da água para o reservatório superior da unidade reversível, conforme conceito apresentado por (HUNT, BYERS, *et al.*, 2018), exposto na Figura 16. Devido à possibilidade de construção de UHR com armazenamento sazonal e a existência de potencial para essas unidades no Brasil, conforme (HUNT, FREITAS, *et al.*, 2017), adota-se a possibilidade de entrada das hidrelétricas reversíveis, do tipo *seasonal pumped storage* com até 1 GW de potência em todos os 12 REE.

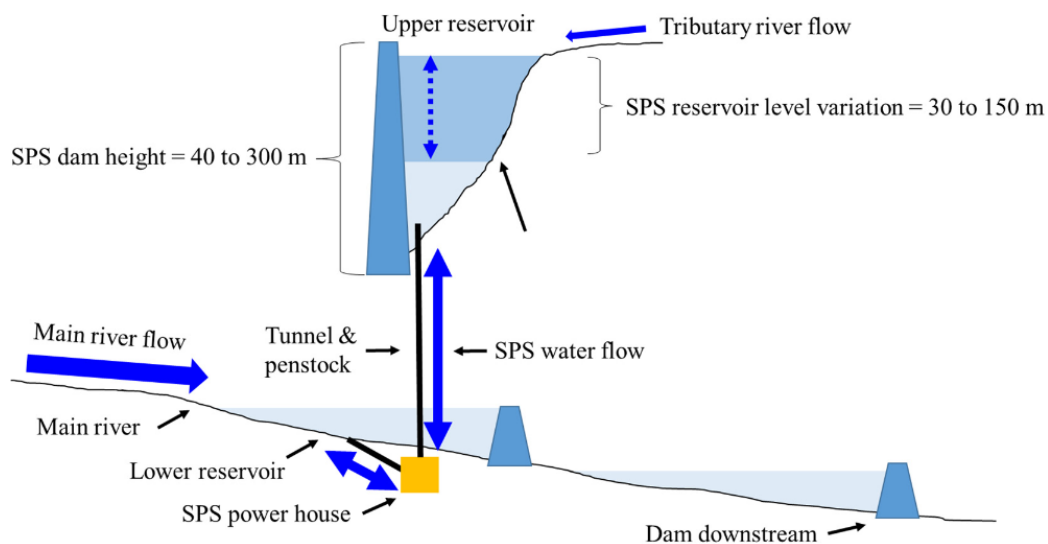


Figura 16 – Esquemático de uma *seasonal pumped storage*.

Fonte: (HUNT, BYERS, *et al.*, 2018)

Cabe ressaltar que os reservatórios de energia são diferenciados pelo insumo de abastecimento/descarregamento e pela localização do reservatório. Tal consideração busca evitar uma “comunicação indesejada” entre insumos de diferentes bacias hidrográficas, ou seja, a água ser acumulada em uma bacia hidrográfica com maior oferta desse insumo e ser descarregada para geração próxima. Para o caso de baterias de larga escala, foram diferenciadas unidades de armazenamento somente entre as sub-regiões. Outro ponto que cabe destacar é a diferença de período de armazenamento das alternativas levantadas. As unidades hídricas reversíveis foram modeladas permitindo o armazenamento de energia entre estações, entretanto, dado o caráter diário ou semanal das baterias de larga escala, o modelo só permite o armazenamento dentro de uma mesma estação, ou seja, a energia acumulada na estação do inverno deve ser descarregada na mesma estação, dado o caráter no máximo diário para esta tecnologia, conforme (LUO, WANG, *et al.*, 2015). Essa diferenciação é possível através da identificação dos pacotes de tempo e classificação em níveis de hierarquia. Na ferramenta utilizada, o grupo “*time*” identifica todos os

pacotes de tempo a serem utilizados e o “*map\_temporal\_hierarchy*” permite a hierarquização entre eles. Com isso, a estrutura utilizada pelo modelo construído é apresentada na Figura 17, em que se tem 3 níveis temporais, contendo a separação em 2 estações e 6 pacotes de tempo representando um dia em cada estação, com metodologia de seleção de dados apresentada em 4.2.3.1.

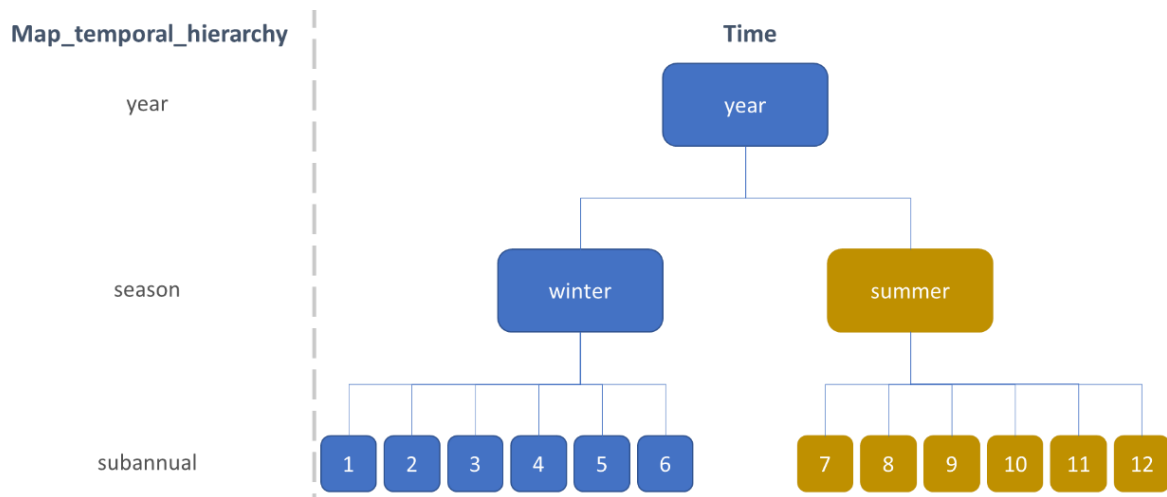


Figura 17 – Esquemático da organização temporal estruturada no modelo.

#### 4.2.4. Construção do modelo

A construção do modelo se dá por etapas de modo a segregar a inclusão de dados e, com isso, facilitar a identificação de erros. Na Figura 18, segue desenho esquemático do processo ocorrido em cada etapa.

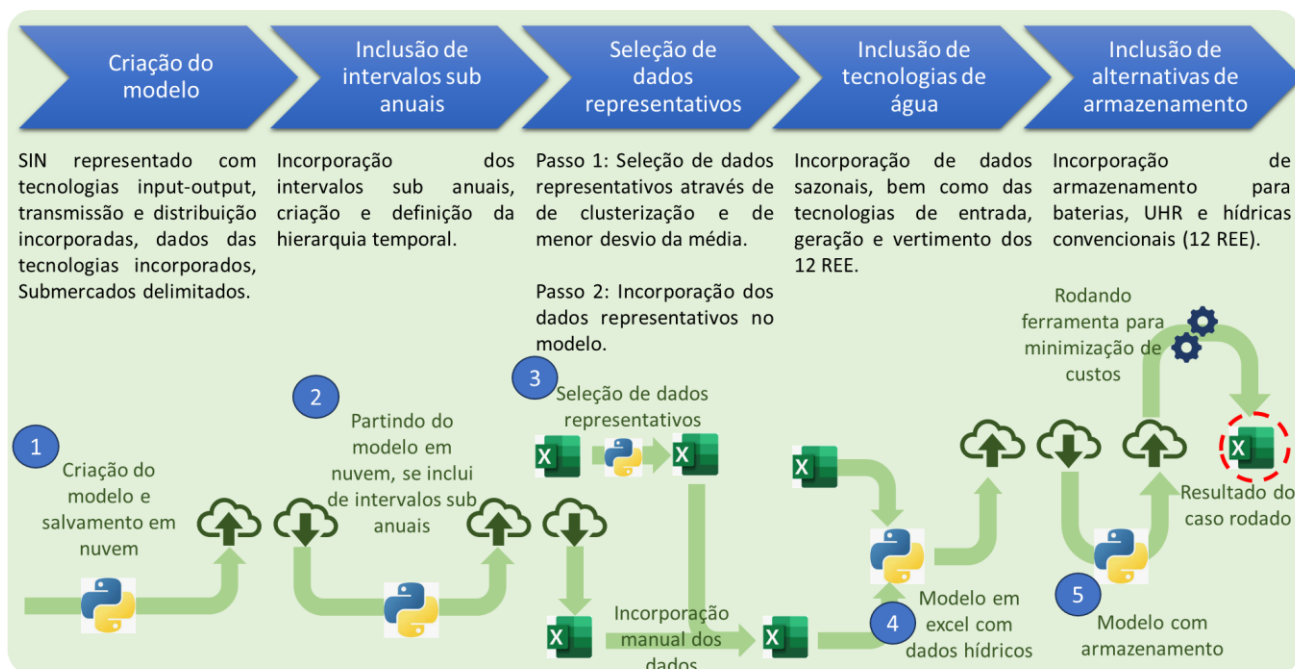


Figura 18 – Desenho esquemático do processo de construção do modelo a ser estudado.

Na primeira etapa, são definidos os subsistemas, bem como suas relações de hierarquia espacial, além de tecnologias, representadas de forma simples. As informações adicionadas às tecnologias são relativas a fatores de capacidade, custos de investimento, de operação, além de custos de combustíveis. Também são incorporadas informações sobre atividade histórica e inclusão histórica de capacidade. Por fim, são incorporadas informações sobre limites de crescimento. O modelo resultante desse passo é armazenado em servidor *online*, referido como “nuvem”. O código contendo essa descrição se encontra no Anexo A. Cabe destacar que, mesmo as tecnologias que apresentam reservatórios de energia (unidades hidrelétricas convencionais, baterias de larga escala e unidade hidrelétricas reversíveis), foram representadas de forma simples nessa etapa para transmitir informações como histórico de capacidade instalada e limitações de crescimento para passos subsequentes de construção do modelo.

De posse do modelo elaborado no passo 1, incorpora-se a visão sub anual no segundo passo, através da inclusão de espaços para visão sazonal e explicitação de seus pesos relativos. Além disso, é definida a relação hierárquica temporal entre os espaços criados. A saída deste passo se dá pela exportação do modelo para arquivo em excel. O código mencionado se encontra no Anexo B. O terceiro passo se inicia com o tratamento dos dados horários de geração das tecnologias intermitentes e demanda, os quais são normalizados e, através do código de seleção de dados representativos,

Anexo C, desenvolvido por define-se o dia representativo para cada estação. A saída desse código é um arquivo em excel com os fatores de capacidade representativos das tecnologias intermitentes, bem como os multiplicadores para obtenção da demanda representativa. Este passo continua com a criação de um novo modelo, através do arquivo em excel do passo anterior com incorporação dos fatores de capacidade representativos, bem como alterações na atividade histórica e demanda. Finalmente se constrói um novo modelo na ferramenta baseado nesse excel elaborado. No quarto passo, incorporam-se as tecnologias de rio, bem como dados de sazonalidade, para cada REE através de um código, Anexo D, que lê um arquivo em excel com os dados necessários e os incorpora ao modelo. No passo final, carrega-se na ferramenta o modelo resultante do passo anterior e se incorpora tecnologias de carregamento/descarregamento e estoque, além das relações entre elas. Também são incorporadas condições de contorno para as fontes com armazenamento. Finalmente se executa o modelo e se obtém os resultados em excel. O código desse passo se encontra no Anexo E.

### **4.3. Casos simulados**

Foram elaborados 2 casos a serem rodados no modelo. Eles se diferenciam a depender da necessidade de redução de emissões de GEE: (i) Caso Base, em que não se coloca nenhum tipo de restrição quanto à construção e/ou utilização de fontes emissores de GEE, porém se limita a expansão da fonte fotovoltaica a 50 GW de capacidade instalada; (ii) Caso Neutro em emissões, no qual se considera que o SIN se tornará neutro em emissões até 2050.

O caso base foi selecionado considerando a limitação de capacidade instalada de fonte solar fotovoltaica com o intuito de se evitar soluções de canto, além de representar uma limitação, tanto de capacidade de construção da indústria, quanto de recurso disponível com o mesmo fator de capacidade. Considera-se esta limitação factível à representação da realidade, pois, para a alcançar a limitação, o SIN precisaria contratar mais de 1,6 GW por ano dessa fonte, que possui 3 GW de capacidade instalada em 2020.

O caso neutro em emissões se baseia na autodeterminação do Brasil de atingir a neutralidade em emissões em 2050. Apesar de a determinação nacional não significar necessariamente neutralidade em emissões do setor elétrico<sup>15</sup>, optou-se por considerar

---

<sup>15</sup> Um setor pode se manter emissor e outro pode compensar essas emissões com excedente de carbono captura. Como exemplo, a indústria cimenteira pode permanecer emissora de GEE enquanto a indústria de etanol de 2ª geração compensa essas emissões.

esta simplificação como forma de contribuição e alinhamento às determinações assumidas pelo Brasil.

Foram escolhidos casos parecidos a cenários simulados pelo Plano Nacional de Energia 2050, dado que é importante analisar sua otimização frente a um modelo robusto, conforme utilizado pelo PNE 2050. Isso proporciona maior segurança a novos usuários, já que um dos objetivos é fornecer o código do modelo para estudos posteriores.

O PNE 2050 foi utilizado como fonte de casos análogos por ser o documento que busca dar suporte ao planejamento da estrutura de longo prazo do governo para o setor de energia através de recomendações e diretrizes a serem seguidas na construção do Plano de Ações para direcionamento esperado no horizonte 2050. Outro ponto importante para sua utilização é o detalhamento de fatores que influenciam a evolução do setor energético, bem como simulações de exercício de expansão para diversos cenários, tanto em uma perspectiva consolidada, quanto desagregada por fonte. Com isso, é possível comparar as saídas dos modelos e analisar suas similaridades e diferenças.

No caso neutro em emissões são permitidas tecnologias termoelétricas com captura de CO<sub>2</sub>. Por simplificação, considerou-se, nesse estudo, que essas térmicas com tecnologia de captura de gás carbônico seriam neutras em emissão, apesar de as tecnologias do CO<sub>2</sub> não conseguirem retirar a totalidade das emissões, de forma semelhante ao PNE 2050. Conforme (BRANDL, BUI, *et al.*, 2021), correntes de gás de combustão, com maior concentração, permitem maiores percentuais de remoção de CO<sub>2</sub>, sem crescimento acentuado do custo total de remoção enquanto correntes com menor concentração, apresentam crescimento acentuado a percentuais de remoção menores. Este estudo aponta que, para correntes mais concentradas como de térmicas a ciclo combinado, esse percentual de remoção poderia chegar a 98%, levando-se em conta o aspecto econômico.

Cabe ressaltar que, no cenário “Desafio da expansão” utilizado pelo PNE 2050, já está implicitamente considerada a tendência de eletrificação da matriz energética, pois se menciona que a demanda apresentada em 2050 irá corresponder a 70% da demanda energética nacional (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

#### **4.4. Dados de entrada**

##### *4.4.1. Demanda e premissas econômicas*



Tal qual o PNE 2050, o modelo foi feito com intervalo de 10 em 10 anos, sendo o ano de 2020 implementado com dados históricos e os anos de 2030 a 2050 as projeções do modelo. Também é necessário informar ao modelo uma taxa de desconto de forma a explicitar a diferença de custos ao longo do tempo. Logo a taxa de desconto considerada para o estudo é de 8% ao ano em valores reais, semelhante ao valor utilizado pelo PNE 2050 em seus casos simulados.

Como base de demanda elétrica, utilizou-se os valores de demanda elétrica de 2019, presentes no Anuário Estatístico 2020 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020), conforme Tabela 4.

<b>Subsistema elétrico</b>	<b>Demanda elétrica (MWmédio)</b>	<b>Demanda elétrica (GWh/ano)</b>
<b>Norte</b>	5.573	33.829
<b>Nordeste</b>	11.044	76.052
<b>Centro-Oeste /Sudeste</b>	39.545	280.734
<b>Sul</b>	11.674	88.738

Tabela 4 – Demanda Elétrica por subsistema elétrico.

Fonte: (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020)

Para a projeção de expansão da demanda de energia ao longo dos anos, considerou-se a redução de demanda entre 2019 e 2020, devido ao impacto da COVID-19, além do crescimento projetado para o período entre 2020 e 2025, com base no estudo de previsões de carga para 2ª Revisão quadrimestral da carga 2020-2024 (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, *et al.*, 2020). Finalmente a taxa de expansão utilizadas para períodos posteriores foi a taxa de crescimento do cenário desafios da expansão, apresentado no PNE 2050 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020)<sup>16</sup> relativos à geração centralizada. Isso ocorre porque, da demanda total por energia projetada, parte será atendida pela geração centralizada, e outra parte será suprida por projetos de geração distribuída, autoprodução e ganhos de eficiência energética. Os fatores multiplicativos, bem como as taxas de crescimento se encontram na Tabela 5.

<sup>16</sup> Conforme o documento, o cenário desafios da expansão é aquele em que as autoridades precisam lidar com uma significativa expansão de demanda por energia ao desenhar a estratégia para o setor. Já o cenário estagnação considera que a questão da expansão não é muito relevante para modelagem da estratégia.

Tabela 5 – Fatores de multiplicação da demanda, bem como as taxas de crescimento até o ano de análise.

	2019	2020	2030	2040	2050
<b>Fatores de multiplicação da demanda</b>	1,0000	0,9880	1,3132	1,6936	2,1109
<b>taxas de crescimento até o ano (% a.a)</b>		-1,20%	2,89%	2,58%	2,23%

Fonte: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020)

Cabe ressaltar que a diferença entre a demanda nacional prevista pelo PNE 2050 e aquela utilizada nesta dissertação não se explica somente pelo efeito da COVID-19. No PNE 2050, os dados realizados de demanda de 2015 foram utilizados como ponto de partida para projeção da demanda em anos futuros. Considerando constante a taxa de crescimento estimada pelo cenário “Desafios da expansão” entre 2015 e 2030, chega-se a uma demanda estimada de 75 GWmed para 2019, diferença de quase 7 GWmed para o valor realizado no mesmo ano (68 GWmed). Em suma, da diferença de demanda entre modelos em 2050, 42% corresponde ao impacto da COVID-19 e o restante se relaciona à divergência entre projeção e dado realizado.

Finalmente é importante salientar que foram retirados os valores de oferta e demanda atrelados a geração distribuída (GD) da análise por não se ter cenário estruturado sobre o desenvolvimento dessa área, explicitando diferenciais de crescimento por subsistema, por exemplo. O principal ponto é que a geração distribuída não se expande necessariamente seguindo lógica de minimização de custos. Ela se expande com base no desejo de cada proprietário, que pode ser por motivação econômica ou tendência comportamental. Em suma, os casos analisados não consideram a GD, o que, conseqüentemente, suaviza as dificuldades operativas, opta-se por não a considerar devido a ela não se enquadrar como visão de expansão através de minimização de custos.

#### 4.4.2. *Dados históricos de capacidade e atividade*

A informação de atividades históricas permite ao modelo implementar restrições de crescimento/redução em atividades de forma a evitar movimentos abruptos na simulação frente à visão histórica. Foi informado ao modelo o histórico de atividade (historical\_activity) das tecnologias de geração em 2019 com base no (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2022b). A parcela de geração de fonte hídrica foi levantada

em números condensados para cada subsistema elétrico do SIN. Seus valores foram rateados em parcelas proporcionais às capacidades instaladas dos REE disponíveis no subsistema. Para as outras fontes, que não hidrelétrica, foi utilizado o valor efetivo de geração. Seguem os valores levantados na Tabela 6.

Tabela 6 – Geração anual por fonte em 2020

Subsistema Norte		Subsistema Nordeste		Subsistema Centro-Oeste/Sudeste		Subsistema Sul	
Tecnologia	Geração anual (GWa)	Tecnologia	Geração anual (GWa)	Tecnologia	Geração anual (GWa)	Tecnologia	Geração anual (GWa)
Eólica	0,18	Eólica costa	2,86	Eólica	0,01	Eólica sul	0,66
Solar	0,00	Eólica interior	2,68	Solar	0,19	Solar	0,00
Hídrica 4	3,36	Solar	0,37	Hídrica 1	3,07	Hídrica 2	3,59
Hídrica 8	3,86	Hídrica 3	2,49	Hídrica 5	6,72	Hídrica 11	3,80
Hídrica 9	0,42	Nuclear	-	Hídrica 6	3,50	Nuclear	-
Nuclear	-	Carvão	0,66	Hídrica 7	1,54	Carvão	0,75
Carvão	0,16	Óleo	0,14	Hídrica 10	13,25	Óleo	0,02
Óleo	0,02	Gás Natural	0,98	Hídrica 12	1,15	Gás Natural	0,02
Gás Natural	1,47	Biomassa	0,12	Nuclear	1,84	Biomassa	0,15
Biomassa	0,10			Carvão	0,66		
UHR	-			Óleo	0,17		
Bateria	-			Gás Natural	2,67		
				Biomassa	1,33		

Fonte: (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2022b)

A atividade histórica das fontes intermitentes, bem como da demanda, é obtida através dos dados representativos dessas alternativas, presentes nas Figura 12, Figura 13 e Figura 14. Obtém-se esses dados representativos com base nos dados de geração e de demanda horários e através do método de seleção mencionado no item 4.2.3.1. Também é necessário informar a atividade histórica das tecnologias de transmissão. Para tal, foram utilizados os dados horários de transmissão entre subsistemas ocorridos em 2019, conforme (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2022c). As atividades históricas informadas foram segregadas em modos de transmissão, isto é, valores relacionados à importação e exportação entre duas regiões determinadas. Os valores utilizados, conforme Tabela 7, foram calculados com base na média anual de transmissão ao ser utilizado um determinado modo (importação ou exportação).

Tabela 7 – Intercâmbio considerado entre subsistemas com base em dados de 2020.

Tecnologia	Modo	Transmissão anual (GWa)
------------	------	-------------------------

<b>grid1</b>	<b>n-to-ne</b>	2,16
	<b>ne-to-n</b>	2,00
<b>grid2</b>	<b>ne-to-se</b>	1,23
	<b>se-to-ne</b>	0,60
<b>grid3</b>	<b>n-to-se</b>	4,18
	<b>se-to-n</b>	0,47
<b>grid4</b>	<b>se-to-s</b>	5,27
	<b>s-to-se</b>	1,23

Fonte: (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2022c)

De forma simplificada, foi utilizado um valor médio constante para cada modo de transmissão, logo não foi colocado no histórico diferenciações entre o período do dia, nem a estação do ano. A capacidade instalada histórica do SIN fornece ao modelo informação das tecnologias disponíveis para uso, permitindo uma conexão da capacidade existente, bem como o tempo disponível para o sistema. A informação de capacidade instalada é transmitida ao modelo pelo histórico de capacidade instalada (*historical\_new\_capacity*), dado é apresentado em formato anual, mesmo que o intervalo entre períodos de análise (*duration\_period*) seja maior que 1 ano. Isso ocorre com o intuito de se desativar quantidades consideráveis de tecnologias de forma abrupta. De forma a evitar a necessidade de informação da data de entrada de cada unidade, o (INTERNATIONAL INSTITUTE FOR APPLIED SYSTEMS ANALYSIS, 2021) orienta o preenchimento da capacidade instalada anual com base na atividade histórica, conforme equação (7).

$$hist\_nova\_cap_{n,t,y^v} = \frac{\sum_m ATV_{n,t,y^v,y,m,h}}{(duração\_período_y)} \quad (7)$$

Fonte: (INTERNATIONAL INSTITUTE FOR APPLIED SYSTEMS ANALYSIS, 2021)

Entretanto, por se ter os dados de capacidade instalada em 2020, conforme (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2022a), utilizou-se a capacidade existente dividida pela duração entre períodos, conforme equação (8).

$$hist\_nova\_cap_{n,t,y^v} = \frac{hist\_cap_{n,t,y^v}}{(duração\_período_y)} \quad (8)$$

Fonte: (INTERNATIONAL INSTITUTE FOR APPLIED SYSTEMS ANALYSIS, 2021)

Na Tabela 8, seguem os valores de capacidade histórica anual instalada informados ao modelo.

Tabela 8 – Capacidade instalada anual para o ano de 2020.

Subsistema Norte		Subsistema Nordeste		Subsistema Centro-Oeste/Sudeste		Subsistema Sul	
Tecnologia	Capacidade instalada (GW)	Tecnologia	Capacidade instalada (GW)	Tecnologia	Capacidade instalada (GW)	Tecnologia	Capacidade instalada (GW)
Eólica	0,03	Eólica costa	0,62	Eólica	0,00	Eólica sul	0,21
Solar	0,01	Eólica interior	0,59	Solar	0,07	Solar	0,00
Hídrica 4	0,96	Solar	0,14	Hídrica 1	0,64	Hídrica 2	0,69
Hídrica 8	1,10	Hídrica 3	0,83	Hídrica 5	1,40	Hídrica 11	0,73
Hídrica 9	0,12	Nuclear	-	Hídrica 6	0,73	Nuclear	-
Nuclear	-	Carvão	0,11	Hídrica 7	0,32	Carvão	0,21
Carvão	0,04	Óleo	0,29	Hídrica 10	2,76	Óleo	0,00
Óleo	0,07	Gás Natural	0,30	Hídrica 12	0,24	Gás Natural	0,14
Gás Natural	0,24	Biomassa	0,14	Nuclear	0,20	Biomassa	0,13
Biomassa	0,04	UHR	-	Carvão	0,66	Transm. intrarreg.	1,80
UHR	-	Bateria	-	Óleo	0,16	Transm. S-to-SE	1,12
Bateria	-	Transm. intrarreg.	1,32	Gás Natural	0,68	UHR	-
Transm. intrarreg.	0,66	Transm. NE-to-SE	0,95	Biomassa	1,03	Bateria	-
Transm. N-to-NE	0,50			UHR	-		
				Bateria	-		
				Transm. intrarreg.	5,12		
				Transm. N-to-SE	0,25		

Fonte: (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2022a).

#### 4.4.3. Dados técnicos

Os dados de vida útil, bem como fatores de capacidade das tecnologias consideradas, além de custos de investimento e de operação considerados para cada tecnologia seguem na Tabela 9.

Por as estimativas apresentarem valores de CAPEX em dólares americanos e OPEX em reais, é necessário o uso de taxa de câmbio para a conversão entre moedas. Os valores de CAPEX e OPEX possuem o ano de 2015 como ano base, logo a taxa de câmbio, R\$/US\$ = 3,90 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018), é utilizada por guardar relação com a data real dos valores de CAPEX e OPEX, mesmo estando divergente da taxa real vigente.

Tabela 9 – Vida útil, fatores de capacidade e custos de investimento, operação e variáveis das tecnologias consideradas.

Tecnologia	Vida útil	Fator de capacidade	CAPEX (US\$/kW)	OPEX (US\$/kW/ano)	Ccomb (US\$/MWh)
Hídrica	50	0,90	-	-	-
Eólica	20	-	-	-	-
Solar	20	-	-	-	-
Nuclear	60	0,85	5.000	83	6,1
Carvão (Resto/Sul)	25	0,69	2.500 / 2.100	90	34,1/15,6
Óleo	20	0,75	1.100	56	102,5
Gás Natural	20	0,75	1.000	44	25,1/37,6/50,2
Gás Natural c/ CCS	20	0,75	1.800	44	25,1/37,6/50,2
Biomassa	20	0,28 (Inv) / 0,11 (Ver)	1.200	31	-
UHR	30	-	1.500	21	-
Bateria	15	-	15	15	-
Trans. N-NE	25	0,80	359	36	-
Trans. NE-SE	25	0,80	359	36	-
Trans. N-SE	25	0,80	462	36	-
Trans. S-SE	25	0,80	205	36	-
Trans. intrarreg.	25	0,80	205	36	-

Fonte: (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018), (COLE, FRAZIER, *et al.*, 2021) e estimativa de valor.

A Tabela 10 apresenta custos de combustível diferentes para as térmicas a gás natural. Com isso, buscou-se representar tanto a diferença de preço do insumo, quanto a quantidade de insumo disponível naquele preço. Os custos de combustível considerados foram 4, 6 e 8 US\$/MMBtu, valores similares aos considerados nos casos do PNE 2050. O primeiro valor representa o saldo disponível entre oferta e demanda não térmica advindo da produção de campos nacionais. Valores de 6 e 8 representam respectivamente valores para obtenção de gás natural importado pelo gasoduto advindo da Bolívia (GASBOL) e de importação desse insumo via gás natural liquefeito (GNL). É importante ressaltar que estes valores não condizem com os preços praticados nos últimos 3 anos, conforme Figura 19. Eventos externos afetaram consideravelmente o preço de gás natural como a guerra entre Ucrânia e Rússia, além de eventos de frio extremo no hemisfério norte, resultando em grande volatilidade e amplitude, com preços entre 5 e 70 US\$/MMBtu, para o GNL no Brasil.

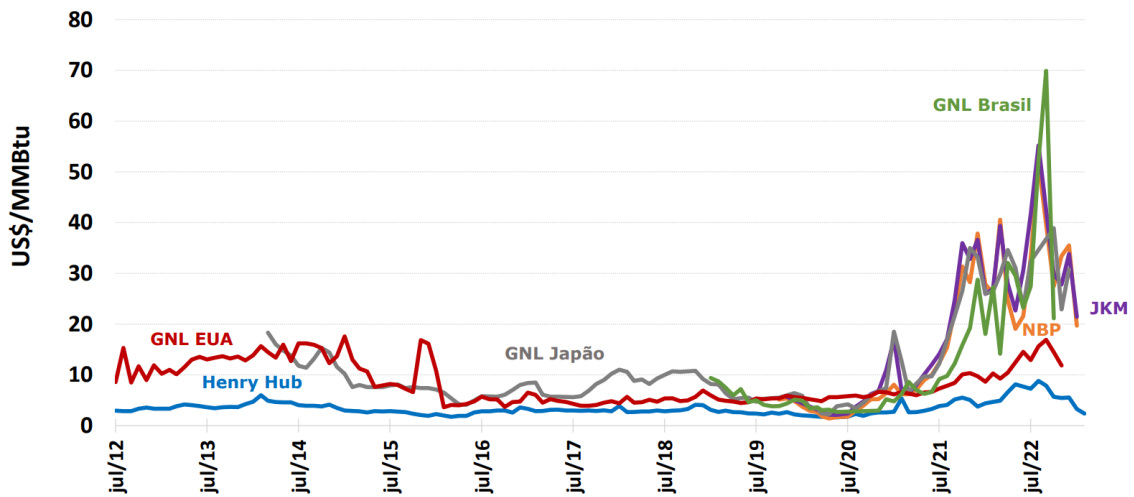


Figura 19 – Preços de gás e GNL no mercado mundial.

Fonte: (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2023)

Poucas agências e consultorias estimaram preços de gás após 2024, os quais apresentaram grande amplitude, por isso, se preferiu seguir com preços apresentados no PNE 2050, considerando também a maior possibilidade de comparação entre modelo desenvolvido para a dissertação e o modelo utilizado pelo PNE.

A fonte térmica à biomassa é outra tecnologia despachável, porém seu combustível possui interface com outros setores, como agricultura e indústria madeireira. Por isso, torna-se necessário analisar a disponibilidade dos insumos com base nesses setores. Para esta análise, de forma a evitar um maior detalhamento em setores diferentes do setor elétrico, que poderia ocasionar variação de custo na aquisição do insumo, diferença em fatores de capacidade da unidade, além de disponibilidade do insumo substituto seja por distribuição geográfica ou temporal, foi considerado o insumo mais utilizado atualmente na geração elétrica, o bagaço da cana-de-açúcar. Foi considerada sua safra, que se estende de abril a outubro, juntamente com a palha da cana, para determinação de fatores de capacidade diferentes para o inverno, com maior fator de capacidade associado, o verão, com menor fator de capacidade por incorporar o período entressafras.

As fontes em que a capacidade geracional potencial deriva da qualidade do recurso existente, em especial fontes intermitentes, a exploração deste se dá por ordem decrescente de qualidade. Com isso, em um cenário ideal, deveria se ter fatores de capacidade diferentes ao passo que níveis de capacidade instalada são alcançados, o que não se encontra de forma detalhada na literatura. Ademais, variação de fator de capacidade demanda nova tecnologia com histórico próprio e, conseqüentemente, maior custo computacional. Em suma, optou-se pela simplificação com uso de curva de

fatores de capacidade independentes da capacidade instalada da tecnologia de forma a reduzir o custo computacional do modelo e evitar necessidade de assunção de premissas sem definição na literatura.

Os custos de investimento e fixo de operação das fontes intermitentes não são constantes ao longo do horizonte de análise. Por se tratar de tecnologias em desenvolvimento, espera-se redução de custos ao longo do horizonte, tanto por ganhos de escala.

Uma das alternativas para explicitar essa redução é através de curvas de aprendizado ou experiência. Elas surgiram como um método empírico para se estimar o impacto do aprendizado no desenvolvimento da tecnologia em análise. Apesar de ser utilizada para prever o desenvolvimento futuro, a curva de aprendizado se baseia na análise do desenvolvimento histórico daquela tecnologia, ou seja, ela só conseguirá cumprir seu objetivo se o desenvolvimento futuro mantiver a trajetória do histórico (GRAFSTRÖM, POUDINEH, 2021).

Geralmente se utilizam, para as fontes eólicas e solares, curvas de aprendizado baseadas em capacidade instalada total no país da tecnologia, porém essa abordagem não explicita variações de custos por mudanças em legislação ou por desenvolvimento de peças por indústria nacional. Em suma, é necessária uma maior precaução nos dados históricos considerados para definição de parâmetros das curvas de aprendizado (GRAFSTRÖM, POUDINEH, 2021). Com isso, se optou por utilizar os custos de CAPEX e OPEX, disponíveis em Tabela 10, apresentados por (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020), para fontes intermitentes, e (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2022), para as baterias de larga escala. Cabe ressaltar que as baterias são divididas em 2 tecnologias: uma para armazenamento e outra para carga/descarga.

Tabela 10 – Custos de investimento e de operação/manutenção das tecnologias intermitentes e de bateria.

Tecnologia	Ano do modelo	CAPEX (US\$/kW)	OPEX (US\$/kW/ano)
Eólicas	2030	1.200	26
	2040	950	26
	2050	872	26
Solar fotovoltaica	2030	1.050	17
	2040	850	17
	2050	641	17
Bateria carga e descarga	2030	671	32
	2040	587	32
	2050	503	32
	2030	224	-



Bateria armazenamento	2040	196	-
	2050	168	-

Fonte: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020)e (NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 2022)

#### 4.4.4. Condições de contorno

Conforme citado no item 4, o modelo utilizado possui como objetivo a minimização do custo total. Entretanto com esse objetivo e com poucas condições de contorno definidas, o modelo pode apresentar soluções não factíveis operacionalmente ou ainda improváveis no quesito de expansão do sistema. Por isso, faz-se necessária a colocação de condições de contorno para as tecnologias apresentadas, tanto para refletir a escassez de recurso de qualidade para uma determinada fonte, quanto para sinalizar limitação de expansão de uma determinada tecnologia. A ferramenta permite diversos tipos de condições de contorno, sejam condições fixas por todo o período de análise, condições de crescimento/redução entre períodos de análise, ou ainda condições que apresentam relaxamento à medida que se avança no período de análise. No modelo construído, foram incluídas somente condições de contorno fixas por todo o período de análise. Para as tecnologias intermitentes (solar e eólicas) e de biomassa, foram colocadas condições de contorno de forma a representar a limitação de recursos de qualidade. O mesmo procedimento foi utilizado para as tecnologias a carvão e a gás natural.

As condições limite das fontes intermitentes foram estimadas com base no potencial instalável delas disponível no PNE 2050 (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Foram utilizados os potenciais instaláveis na Bahia, Ceará e Rio Grande do Sul para a altura de 100 metros de forma a balizar a estimativa para as tecnologias eólicas (wind\_rs, wind\_cos\_ne e wind\_int\_ne). Para a tecnologia da costa do Nordeste, foi duplicada a potência instalável do Ceará, devido à similaridade deste com o Rio Grande do Norte e defasagem dos dados disponíveis do RN<sup>17</sup>. Para a tecnologia do interior do Nordeste, foi utilizado mesmo potencial da região costeira nordestina devido ao alto potencial da Bahia e ausência do potencial piauiense. Finalmente para o Rio Grande do Sul, foi utilizada potência próxima à instalável do estado disponível no PNE 2050 para a altura de 100 metros. Para a fonte fotovoltaica, foi considerado o valor limite de 50 GW em capacidade

<sup>17</sup> O último dado disponível é de 2003 e se considera desatualizado pela evolução observada na tecnologia eólica.

instalada, devido à pequena capacidade existente atrelada ao SIN<sup>18</sup>. Essa condição de contorno foi partilhada entre os subsistemas de acordo com suas respectivas demandas. No caso do carvão, foram informadas condições limites com o intuito de evitar soluções de canto do modelo. Elas buscam representar a realidade da região Nordeste, em que a oferta de carvão é obtida por importação, e da região Sul, onde o carvão é nacional. No caso das unidades térmicas a gás natural, foram criadas 6 tecnologias, 3 convencionais (gas\_ppl, gas\_ppl\_1 e gas\_ppl\_2) e 3 com CCUS (gas\_ppl\_ccs, gas\_ppl\_ccs\_1 e gas\_ppl\_ccs\_2). Com a colocação de condições de contorno fixas, elas podem representar a limitação do recurso a depender da fonte dele. No modelo descrito, as tecnologias sem números se referem ao gás natural produzido de forma associada ao óleo, e, conseqüentemente, com pouca flexibilidade. Essas são as fontes mais baratas de gás, por isso o menor valor de custo de combustível. As tecnologias com “1” referem-se a tecnologias com fontes de gás não associado ou com o gás como principal produto (prioritariamente proveniente da Bolívia e de campos nacionais), que possuem uma maior flexibilidade. Finalmente as tecnologias com número 2 se referem a GNL, fonte mais cara, porém mais flexível. Estas últimas não foram limitadas neste modelo. As condições de contorno para as tecnologias de gás natural foram através da disponibilidade de recursos apresentada no PNE 2050, considerando a conversão de volume de gás e potência contida no próprio PNE 2050.

Para as tecnologias de armazenamento propostas, a condição de contorno busca representar a limitação causada pela pequena capacidade instalada da tecnologia, bem como das indústrias de suporte dessas. Também foram implementadas condições de contorno para as tecnologias hídricas convencionais, tanto na capacidade instalada, quanto na geração por esse tipo de fonte. O intuito dessas limitações é representar a maior dificuldade de implementação de novos projetos convencionais, devido à maior parte dos grandes projetos se encontrar na região amazônica, local mais sensível do ponto de vista socioambiental (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020), além de buscar evitar a uma maior eficiência das capacidades existentes, dado que está se tratando de uma tecnologia com recurso pautado pela incerteza climática, ponto não adequadamente delimitado no modelo devido à utilização exclusiva de visão determinística. Para a tecnologia nuclear só foi permitido o aumento da capacidade instalada no subsistema Sudeste devido à complexidade tanto da construção, quanto da operação da tecnologia. Na Tabela 11, encontram-se as condições de contorno para capacidade instalada utilizadas.

---

<sup>18</sup> Cabe ressaltar que não são consideradas as capacidades existentes de geração distribuída.

Tabela 11 – Condições de contorno informadas ao modelo para capacidade instalada.

Subsistema Norte		Subsistema Nordeste		Subsistema Centro-Oeste/Sudeste		Subsistema Sul	
Tecnologia	Capacidade limite (GW)	Tecnologia	Capacidade limite (GW)	Tecnologia	Capacidade limite (GW)	Tecnologia	Capacidade limite (GW)
Eólica	0,18	Eólica costa	80,00	Eólica	0,03	Eólica sul	70,00
Solar	5,00	Eólica interior	80,00	Solar	25,00	Solar	10,00
Hídrica 4	9,60	Solar	10,00	Hídrica 1	6,40	Hídrica 2	6,90
Hídrica 8	11,03	Hídrica 3	8,30	Hídrica 5	14,00	Hídrica 11	7,30
Hídrica 9	1,20	Nuclear	-	Hídrica 6	7,30	Nuclear	-
Nuclear	-	Carvão	7,00	Hídrica 7	3,20	Carvão	7,00
Carvão	2,90	Gás Natural inflex.	4,71	Hídrica 10	27,60	Gás Natural inflex.	2,06
Gás Natural inflex.	3,62	Gás Natural parcial flex.	16,00	Hídrica 12	2,40	Gás Natural parcial flex.	16,00
Gás Natural parcial flex.	4,82	Biomassa	5,00	Nuclear	5,00	Biomassa	5,00
Biomassa	3,00	UHR	5,00	Carvão	7,00	UHR	5,00
UHR	5,00	Bateria	10,00	Gás Natural inflex.	12,24	Bateria	10,00
Bateria	5,00			Gás Natural parcial flex.	30,00		
				Biomassa	17,00		
				UHR	5,00		
				Bateria	20,00		

Fonte: Elaboração com base em (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018)

Pelo parque gerador ser majoritariamente hidrotérmico, ele se encontra exposto às condições climáticas, fator grande incerteza atrelada. Por esse motivo o planejamento da operação considera a visão de preços futura, através de análise estocástica, com o intuito de se minimizar o custo de operação do sistema ao longo do horizonte, resultando muitas vezes na opção pelo armazenamento de água nos reservatórios ao invés de geração elétrica de forma a utilizar esse volume para produção energética em períodos posteriores. Por o modelo desenvolvido não possuir sensibilidade a variáveis com incerteza, sua simulação poderia resultar em considerável aumento no fator de capacidade observado historicamente em cada REE, resultando em descolamento da realidade de operação. Por isso, também foram informadas condições de contorno relativas à atividade das hídricas convencionais. As condições de contorno informadas foram obtidas com base na geração máxima para cada

subsistema entre os anos de 2018 e 2020, sendo apontados os valores máximos para cada REE com base em ponderação pela capacidade instalada dos mesmos frente à capacidade hídrica do subsistema. Na Tabela 12 estão apresentados os valores em cada pacote de tempo, os quais foram obtidos com a divisão uniforme do valor anual entre os pacotes de tempo.

Tabela 12 – Condições de contorno para geração elétrica no modelo.

<b>Reservatório Equivalente</b>	<b>Geração limite (MWa)</b>
<b>1 - Sudeste</b>	262,50
<b>2 - Sul</b>	305,56
<b>3 - Nordeste</b>	360,83
<b>4 - Norte</b>	284,17
<b>5 - Itaipu</b>	574,17
<b>6 - Madeira</b>	299,17
<b>7 - Teles Pires</b>	131,67
<b>8 - Belo Monte</b>	326,26
<b>9 - Amazonas</b>	35,83
<b>10 - Paraná</b>	1.131,67
<b>11 - Iguaçu</b>	322,77
<b>12 - Paranapanema</b>	101,34

Fonte: (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2022a)

## 5. RESULTADOS

### 5.1. Caso Base

#### 5.1.1. Custo total e emissões

O caso base apresentou um custo total de R\$ 976,9 Bilhões. No quesito de emissões GEE, é observado a oscilação das emissões em torno de 0,8 milhão tonCO<sub>2</sub>eq/ MWmed ao longo do horizonte do modelo, conforme Figura 20.

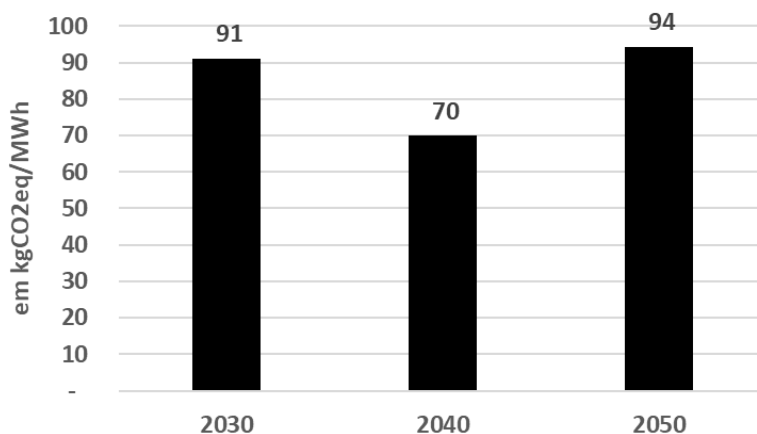


Figura 20 – Emissões GEE por energia produzida nos anos do modelo – caso base.

Fonte: Elaboração com dados de emissão de (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2022)

#### 5.1.2. Capacidade instalada

A adição de capacidade instalada<sup>19</sup> para geração elétrica é liderada pela fonte eólica, com 78% do total, sendo seguido pela fonte térmica a gás natural, com 15%, e finalmente a fonte solar com 8%. A reserva de potência é solidificada com as termoelétricas a gás e a inclusão de baterias, a serem tratadas mais detalhadamente no item 5.1.4. Usinas movidas a óleo combustível são retiradas da matriz do SIN logo em 2030, além de usinas a biomassa em 2040 e térmicas a carvão em 2050.

Tabela 13 – Adição de capacidade instalada no caso base ao longo do horizonte.

Aumento de potência - SIN (GW)		Período
Hidrelétrica	0%	-

<sup>19</sup> Para esse cálculo, foram desconsideradas adições em transmissão.

<b>Gás Natural</b>	15%	40,3
<b>Carvão</b>	0%	- 3,5
<b>Nuclear</b>	0%	-
<b>Óleos Comb.</b>	0%	- 5,2
<b>Biomassa</b>	0%	- 13,4
<b>Eólica</b>	78%	215,6
<b>Solar</b>	8%	22,2
<b>Gás Natural CCS</b>	0%	-
<b>Total</b>		<b>278,1</b>

Fontes a biomassa e a carvão são descontinuadas ao fim da vida útil de suas capacidades existentes, já as de óleo combustível são abandonadas logo em 2030. As térmicas a gás crescem sua capacidade por todo o período, porém com uma oscilação na entrada de novas capacidades. A fonte eólica possui um aumento de capacidade elevado e aproximadamente constante ao longo do horizonte de análise. Finalmente a fonte solar fotovoltaica adiciona capacidade somente após 2030, entretanto sua expansão aumenta com a proximidade do fim do horizonte de análise.

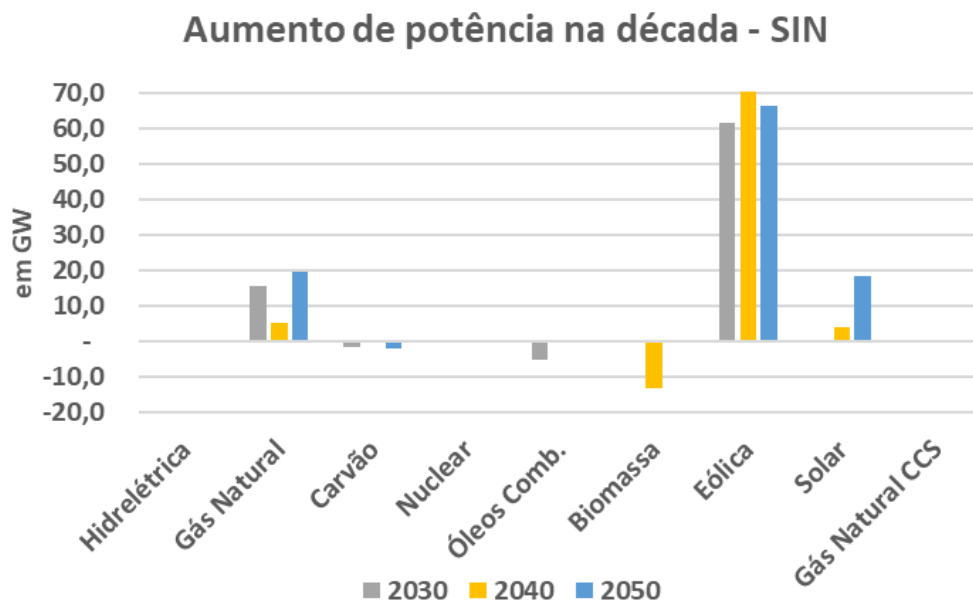


Figura 21 – Aumento de capacidade instalada no caso base ao longo do horizonte.

Na geração elétrica por fontes, a fonte eólica se torna a principal alternativa geradora de energia para o SIN já em 2040, vide Figura 22. A alternativa hídrica tem um pequeno aumento devido à condição de contorno estabelecida com base nas máximas produções de cada subsistema entre 2018 e 2020.

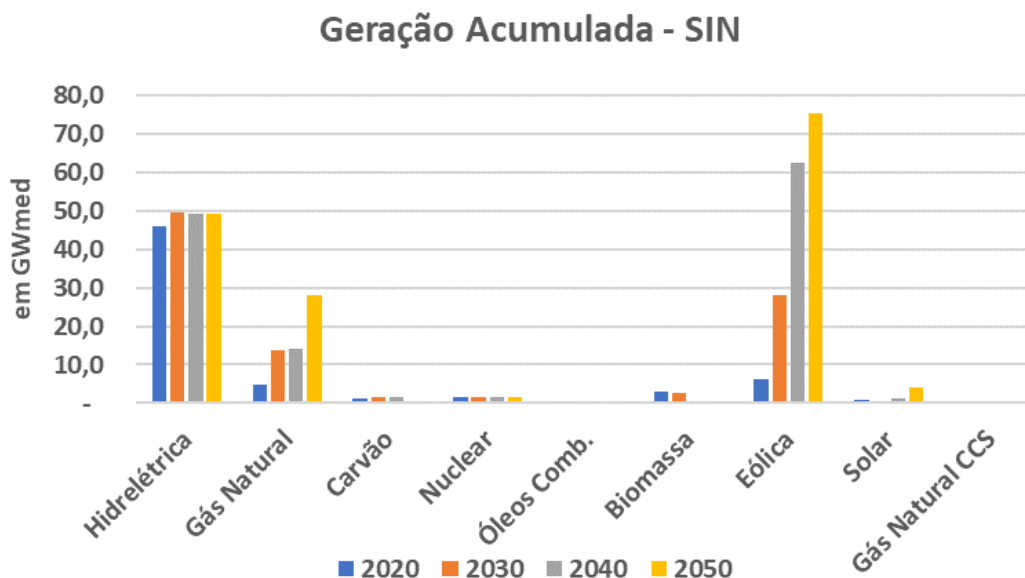


Figura 22 – Geração de energia no caso limitação solar ao longo do horizonte

As expansões de capacidade não ocorrem de maneira similar em todos os subsistemas. No subsistema Norte, a expansão se dá somente por térmicas a gás natural (100%). Esse subsistema corresponde a menos de 1% de todas as expansões em capacidade para o SIN. No subsistema Nordeste, responsável por 57% da expansão em capacidade do SIN, há expansão praticamente em fonte eólica (93%), com alguma adição na fonte solar fotovoltaica (6%) e uma pequena parte de térmicas a gás (1%) incorporada no final do horizonte de análise. No Sudeste, maior carga do SIN, há expansão de 12% de toda expansão de capacidade instalada no SIN. Nesse subsistema, a expansão se dá em grande parte por térmicas a gás (89%), seguidas da fonte solar fotovoltaica (11%). Finalmente o subsistema Sul responde por 31% das expansões em capacidade do SIN, sendo adicionada principalmente eólicas (80%), seguida por solares fotovoltaica (12%) e por térmicas a gás natural (8%).

Cabe ressaltar que a expansão comentada acima também é acompanhada de uma desmobilização das fontes térmicas a carvão, a óleo combustível e a biomassa. A fonte hídrica mantém sua capacidade instalada constante, tanto pela limitação imposta ao crescimento, quanto pela vida útil ainda existente ao final do modelo. Há uma manutenção das capacidades eólicas existentes no Sudeste e no Norte, tanto pela limitação de crescimento imposta ao modelo, quanto pela competitividade tecnológica dessa tecnologia, comprovada pela incorporação de novas unidades ao fim da vida útil das capacidades existentes. A grande expansão na fonte eólica é limitada pelas condições de contorno impostas ao modelo. Isso se dá por o recurso eólico ser explorado dos sítios com melhor qualidade para os de pior qualidade. Com isso, não se

pode garantir grande quantidade de capacidade a instalar com o mesmo fator de capacidade. Com base nos dados demonstrados, segue, na Tabela 14, a evolução da potência acumulada por subsistema.

Tabela 14 – Capacidade instalada segregada por subsistema e fonte geradora ao longo do horizonte de análise.

	<b>Norte</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Hidrelétrica		21,8	21,8	21,8	21,8
Gás Natural		2,4	2,4	3,6	4,2
Carvão		0,4	-	-	-
Nuclear		-	-	-	-
Óleos Comb.		0,7	-	-	-
Biomassa		0,4	0,4	-	-
Eólica		0,3	0,2	0,2	0,2
Solar		0,1	0,1	-	-
Gás Natural CCS		-	-	-	-
<b>Total</b>		<b>26,1</b>	<b>24,9</b>	<b>25,6</b>	<b>26,2</b>
	<b>Nordeste</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Hidrelétrica		8,3	8,3	8,3	8,3
Gás Natural		3,0	3,0	0,4	4,7
Carvão		1,1	-	-	-
Nuclear		-	-	-	-
Óleos Comb.		2,9	-	-	-
Biomassa		1,4	1,4	-	-
Eólica		12,1	73,8	160,0	160,0
Solar		1,4	1,4	6,1	10,0
Gás Natural CCS		-	-	-	-
<b>Total</b>		<b>30,2</b>	<b>87,9</b>	<b>174,8</b>	<b>183,0</b>
	<b>Sudeste</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Hidrelétrica		60,9	60,9	60,9	60,9
Gás Natural		6,8	12,2	12,2	36,3
Carvão		-	-	-	-
Nuclear		2,0	2,0	2,0	2,0
Óleos Comb.		1,6	-	-	-
Biomassa		10,3	10,3	-	-
Eólica		0,0	0,0	0,0	0,0
Solar		0,7	0,7	-	4,3
Gás Natural CCS		-	-	-	-
<b>Total</b>		<b>82,4</b>	<b>86,2</b>	<b>75,2</b>	<b>103,6</b>
	<b>Sul</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Hidrelétrica		14,2	14,2	14,2	14,2
Gás Natural		1,4	11,4	18,1	8,7
Carvão		2,1	2,1	2,1	-
Nuclear		-	-	-	-
Óleos Comb.		0,0	-	-	-
Biomassa		1,3	1,3	-	-
Eólica		2,1	2,1	3,6	70,0
Solar		0,0	0,0	-	10,0
Gás Natural CCS		-	-	-	-
<b>Total</b>		<b>21,0</b>	<b>31,0</b>	<b>37,9</b>	<b>102,9</b>
<b>Total SIN</b>		<b>159,7</b>	<b>230,1</b>	<b>313,6</b>	<b>415,7</b>

A expansão da capacidade instalada por subsistema apresenta a especialização em determinadas fontes com base na qualidade de recursos disponíveis. Outro ponto de destaque é a escolha do modelo dentre as diferentes tecnologias eólicas



representadas. Conforme Tabela 15, houve uma busca pela tecnologia relacionada à costa do Nordeste, sendo as outras descontinuadas.

Tabela 15 – Capacidade instalada por tecnologias eólicas ao longo do horizonte de análise.

	2020	2030	2040	2050
<b>Eólica Costa NE</b>	6,2	56,7	80,0	80,0
<b>Eólica Interior NE</b>	5,9	17,2	80,0	80,0
<b>Eólica RS</b>	2,1	2,1	3,6	70,0
<b>Total</b>	<b>14,2</b>	<b>75,9</b>	<b>163,6</b>	<b>230,0</b>

### 5.1.3. Sistema de transmissão

A capacidade de transmissão do SIN variou principalmente no reforço à rede de transmissão intrarregional ao longo do horizonte de análise, conforme Tabela 16.

Tabela 16 – Capacidade das linhas de transmissão do SIN (GW).

	2020	2030	2040	2050
<b>Norte</b>		<b>14,8</b>	<b>17,3</b>	<b>18,8</b>
grid 1	5,0	5,0	5,0	3,4
grid interno	6,6	9,8	12,3	15,4
<b>Nordeste</b>		<b>38,5</b>	<b>80,2</b>	<b>87,0</b>
grid 2	2,5	20,4	56,0	56,6
grid interno	13,2	18,1	24,2	30,4
<b>Sul</b>		<b>34,3</b>	<b>42,3</b>	<b>41,0</b>
grid 4	11,2	11,2	14,7	3,9
grid interno	18,0	23,1	27,6	37,1
<b>Sudeste</b>		<b>79,7</b>	<b>99,4</b>	<b>112,9</b>
grid 3	9,5	9,5	9,5	0,0
grid interno	51,2	70,2	89,9	112,9
<b>Total Geral</b>		<b>167,3</b>	<b>239,2</b>	<b>259,7</b>

As redes inter-regionais foram utilizadas até o fim de suas vidas úteis, porém a interligação Norte-Sudeste é descontinuada. Excetuando-se a ligação Nordeste-Sudeste, as linhas inter-regionais com capacidade instalada em 2050 apresentam redução frente à capacidade existente em 2020. Em 2050, são mantidas 34% da capacidade existente para a linha Sul-Sudeste e 67% da linha Norte-Nordeste. A interligação que é expandida durante a simulação do modelo é Nordeste-Sudeste, aumentando em mais de 20 vezes, até 2050, sua capacidade inicial. Há um aumento de transmissão de energia entre os subsistemas, sendo o ápice em 2040. O subsistema Nordeste se torna o principal exportador de energia, logo a partir de 2030, elevando-se aproximadamente 80% do total de energia exportada para mais de 95% em 2050. O maior importador de energia ao final do horizonte de análise é o subsistema Sudeste,

saindo de 81% em 2030 para 92% em 2050. Na Tabela 17, seguem os dados sobre transmissão de energia entre subsistemas.

Tabela 17 – Energia transportada por linhas de transmissão entre subsistemas (MWmed).

	2030	2040	2050
<b>Grid 1</b>	<b>824,2</b>	<b>1.464,0</b>	<b>2.336,1</b>
ne-to-n	824,2	1.464,0	2.336,1
n-to-ne	-	-	-
<b>Grid 2</b>	<b>15.069,0</b>	<b>38.823,3</b>	<b>36.843,0</b>
ne-to-se	15.069,0	38.823,3	36.843,0
se-to-ne	-	-	-
<b>Grid 4</b>	<b>2.931,8</b>	<b>4.750,2</b>	<b>1.167,2</b>
se-to-s	2.931,8	4.748,5	328,6
s-to-se	-	1,7	838,6
<b>Grid 3</b>	<b>1.276,3</b>	<b>221,7</b>	-
n-to-se	1.276,3	221,7	-
se-to-n	-	-	-
<b>Total Geral</b>	<b>20.101,3</b>	<b>45.259,2</b>	<b>40.346,2</b>

#### 5.1.4. Potência complementar

Unidades de potência complementar foram adicionadas ao sistema e em todos os subsistemas, entretanto não foram explicitadas no item 5.1.2 por não atuar exclusivamente na geração. Cabe ressaltar que, conforme explicitado no item 4.2.3.2, as alternativas de armazenamento foram representadas por 2 tecnologias, uma de carga/descarga e outra de armazenamento de energia. Na Tabela 18, estão as capacidades instaladas dessas tecnologias no SIN nos anos simulados. Não são apresentadas as tecnologias das UHR por este tipo de unidade não ter sido escolhido pelo modelo para expansão do SIN.

Tabela 18 – Capacidades instaladas, separadas por atributo, para as baterias de larga escala nos anos de projeção do modelo – caso base.

Subsistema	Atributo	Ano		
		2030	2040	2050
Norte	Potência	0,1	0,4	0,4
	Armazenamento	0,1	0,6	0,8
Nordeste	Potência	1,2	0,7	1,0
	Armazenamento	1,0	1,2	0,9
Centro-Oeste / Sudeste	Potência	0,6	3,3	4,8
	Armazenamento	1,0	6,0	8,7
Sul	Potência	0,2	3,2	4,6
	Armazenamento	0,4	5,8	6,6
Total	Potência	2,1	7,6	10,9
	Armazenamento	2,6	13,7	17,0

As capacidades dos atributos não são somadas para compor a unidade de potência complementar, pois ela precisa dos dois atributos, não sendo corretamente expressa apenas por um ou pela soma deles. A maior necessidade por energia ou por potência se traduz na relação entre as capacidades de armazenamento e potência. Proporções maiores entre capacidades de potência frente à capacidade de armazenamento traduzem maior necessidade de reserva de potência.

Os subsistemas que apresentam os maiores valores tanto de armazenamento, quanto de potência são Sul e Sudeste, dada a maior variação na demanda elétrica a depender do horário e da estação considerada. No subsistema Nordeste, há uma redução da capacidade instalada entre 2030 e 2050 tanto de potência, quanto de armazenamento. Isso ocorre por essa região se consolidar cada vez mais como grande exportadora do SIN. Ao apresentar cada vez mais excesso de oferta de energia frente à demanda interna do subsistema, se reduz a necessidade de capacidade de baterias para gestão do balanço energético dentro do subsistema. Por isso se observa uma queda nos valores de capacidade instalada entre 2030 e 2050 no Nordeste.

#### *5.1.5. Sazonalidade*

A sazonalidade informada ao modelo busca representar a geração por fontes intermitentes, variações em condições climáticas e em estações de colheita, além de alterações na demanda ao longo do dia. Considerando todas as variáveis informadas ao modelo, retiram-se informações sobre o comportamento da geração e operação de unidades de potência complementar. A geração elétrica de fontes intermitentes simulada pelo modelo é apresentada na Figura 23. A maior produção se dá na estação de inverno, vide média das estações, devido ao período mais seco, o que resulta em maior capacidade de geração eólica e mais dias de sol. A geração se diferencia entre estações, sendo a maior variação de produção no verão observada entre os períodos diurnos, caracterizando a contribuição das parcelas de fonte solar. No inverno, a variação de geração ocorre no início/final dos dias, representando comportamento influenciado pela fonte eólica.

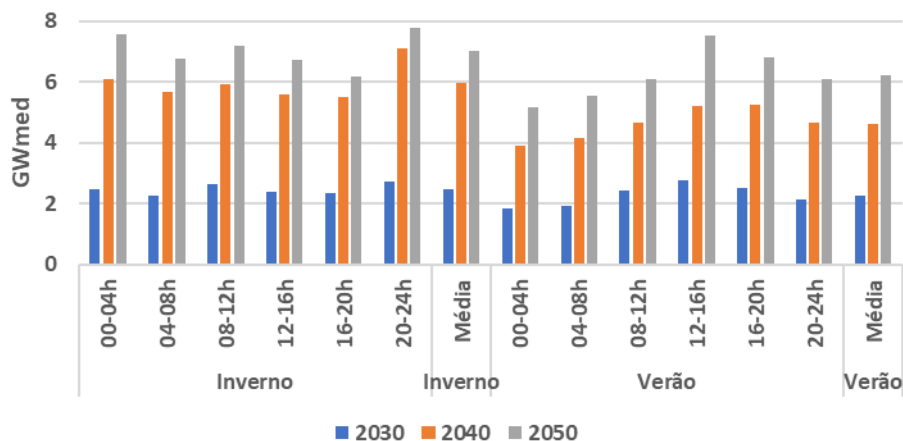


Figura 23 – Geração de energia por fontes intermitentes ao longo dos períodos considerados na simulação – caso base.

Pela necessidade de casamento entre oferta e demanda de energia elétrica, é observada uma flexibilidade na atuação das térmicas a gás. Conforme Figura 24, percebe-se o perfil de maior produção no verão em relação ao inverno, além do maior despacho das usinas em períodos de maior demanda. Cabe ressaltar que essa fonte atua com o intuito de fornecer energia, não sendo alternativa para absorção de excedente de energia de fontes intermitentes, ou seja, ela não remedia situações de “vertimento energético”.

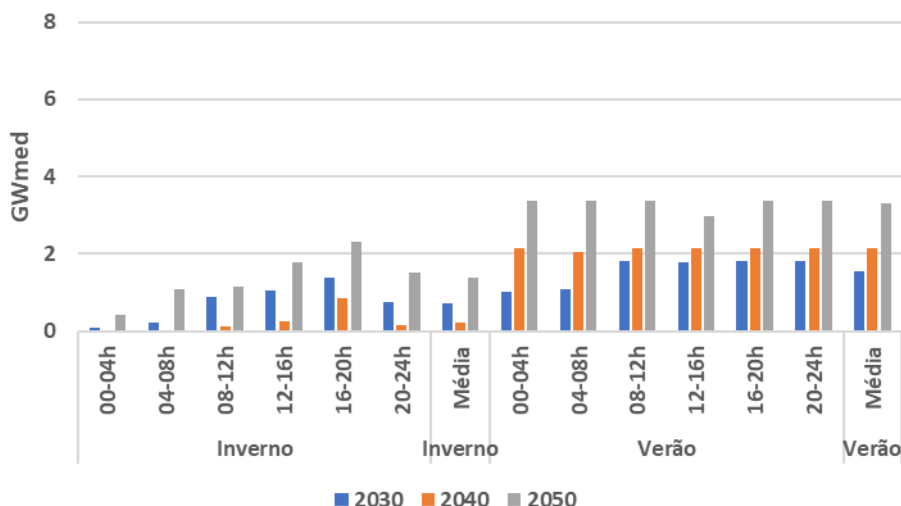


Figura 24 – Geração de energia por térmicas a gás no caso base ao longo do horizonte.

No caso das unidades complementares (UHR e bateria), a atuação se dá quando há oferta ou demanda excedente, dado que essas unidades podem atuar como carga

ou como fornecedora de energia para o SIN. Devido às unidades complementares adicionadas se encontrarem no nível final de energia, seus comportamentos serão apresentados por subsistema. A Figura 25 apresenta o impacto para o SIN de acordo com comportamento das unidades de potência complementar, bem como a demanda do subsistema normalizada com o pico de demanda anual<sup>20</sup>. Valores positivos se referem ao fornecimento de energia para o SIN, ou seja, descarregamento das unidades de potência complementar, e valores negativos se referem a períodos de absorção de energia do SIN, isto é, carregamento das unidades de potência complementar.

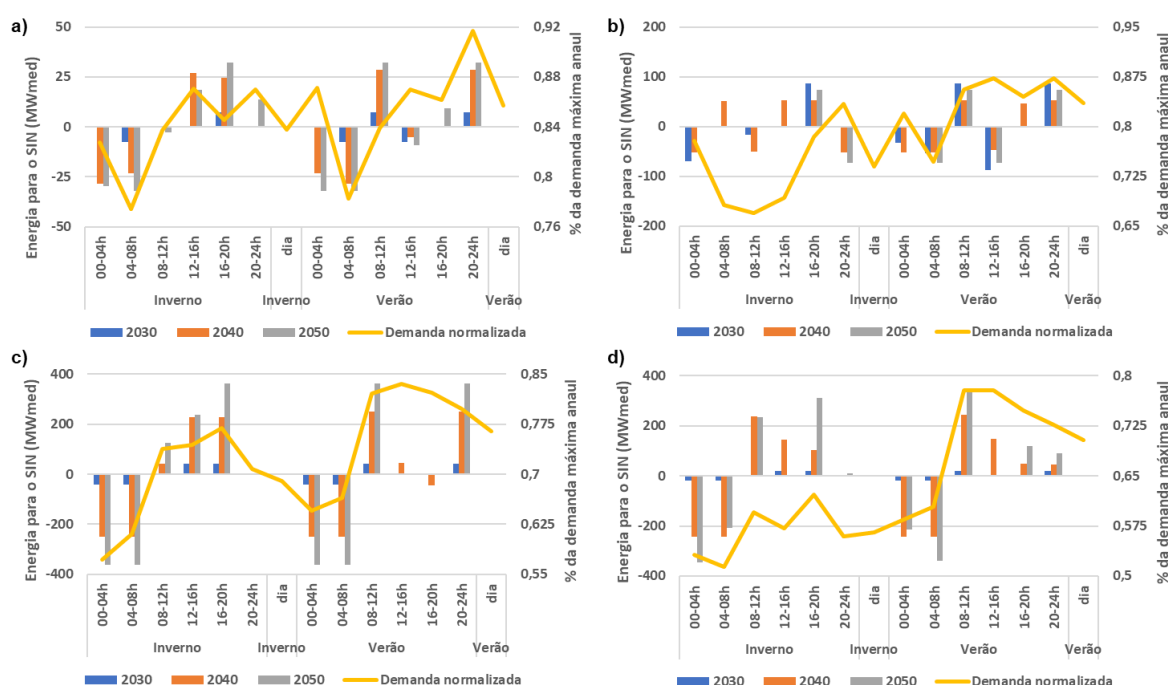


Figura 25 – Gestão do estoque das unidades complementares, juntamente com a demanda normalizada dos subsistemas a) N; b) NE; c) CO/SE d) S – caso base.

Os horários de carregamento das unidades de potência complementar, em praticamente, todos os subsistemas são de 00 às 08 horas, independentemente da estação. Isso ocorre pelo fator de capacidade alto da fonte eólica aliado à demanda baixa, ambos em relação aos outros pacotes de tempo do dia típico. Os horários do final do dia, 16 às 24 horas, geralmente são momentos de descarregamento das unidades de potência complementar devido aos picos de demanda observados. Cabe ressaltar que os momentos de carregamento e descarregamento são praticamente semelhantes

<sup>20</sup> Dado obtido com a demanda horária ao longo do ano. Fonte: (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2022b)

em ambas as estações, dado que em baterias não é permitido o armazenamento entre estações.

As maiores necessidades de capacidade de carregamento/descarregamento ocorrem em subsistemas com maior variação de demanda entre estações (Sul e Sudeste), além de maiores valores absolutos de demanda (Sudeste). Conforme mencionado no item 5.1.4, não houve adição de capacidade instalada de hidrelétricas reversíveis. Na gestão de água nos REE existentes, não foram observados padrões no armazenamento de água condizentes com a sazonalidade hídrica. Isso se justifica pela limitação de geração elétrica pré-estabelecida, condizente com a operação do SIN em anos anteriores, o que faz com que a vazão de água seja consideravelmente alta frente ao limite de geração estabelecido. Essa operação abaixo do fator de capacidade considerado é consequência da multiplicidade de usos da água, bem como da incerteza de períodos de pluviosidade esperados.

## 5.2. Caso neutro em emissões

### 5.2.1. Custo total e emissões

O caso neutro em emissões apresentou um custo total de R\$ 1.018,8 Bilhões. No quesito de emissões GEE, é observada uma grande redução entre 2030 e 2040, com a neutralidade de emissões alcançada em 2050, conforme Figura 26. As emissões quantificadas se referem à emissão de GEE referente à queima de combustível para geração elétrica, ou seja, uma emissão de relativa ao escopo 1 do GHG protocol.

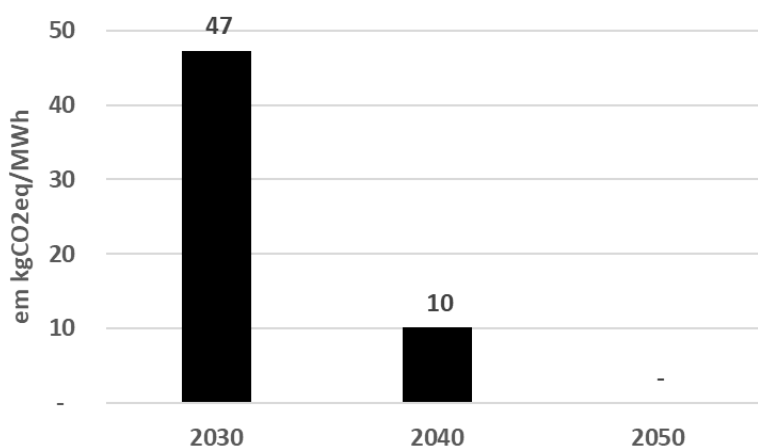


Figura 26 – Emissões GEE por energia produzida nos anos do modelo – caso neutro em emissões.

Fonte: Elaboração com dados de emissão de (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2022)

### 5.2.2. Capacidade instalada

A adição de capacidade instalada<sup>21</sup> para geração elétrica é liderada por fonte eólica, com 71% do total, seguido por térmicas a gás natural com tecnologia de captura de carbono e solar fotovoltaica respectivamente, ambos com aproximadamente 12% do total térmica a biomassa, com 4% e nuclear com 1% do total. A reserva de potência é solidificada com as termoeletricas a gás com captura de carbono e a inclusão de baterias, a serem tratadas mais detalhadamente no item 5.2.4.

Tabela 19 – Adição de capacidade instalada no caso neutro em emissões ao longo do horizonte.

<b>Aumento de potência - SIN (GW)</b>		<b>Período</b>
<b>Hidrelétrica</b>	<b>0%</b>	<b>-</b>
<b>Gás Natural</b>	<b>0%</b>	<b>- 13,6</b>
<b>Carvão</b>	<b>0%</b>	<b>- 3,5</b>
<b>Nuclear</b>	<b>1%</b>	<b>3,0</b>
<b>Óleos Comb.</b>	<b>0%</b>	<b>- 5,2</b>
<b>Biomassa</b>	<b>4%</b>	<b>11,6</b>
<b>Eólica</b>	<b>71%</b>	<b>215,6</b>
<b>Solar</b>	<b>12%</b>	<b>35,2</b>
<b>Gás Natural CCS</b>	<b>13%</b>	<b>38,3</b>
<b>Total</b>		<b>303,8</b>

Fonte a gás natural sem tecnologia de captura de carbono e a carvão são descontinuadas ao fim da vida útil de suas capacidades existentes, respectivamente em 2040 e 2050. É observada uma grande expansão da fonte eólica, principalmente nos primeiros anos do modelo. As fontes solar fotovoltaica e térmica a gás com captura de carbono apresentam expansão mais acentuada nos intervalos finais do modelo. A fonte a biomassa é abandonada ao fim da vida útil de sua capacidade existente, entretanto, no último período de análise, ela retorna. Finalmente a fonte nuclear possui adição de capacidade também no último período de análise.

<sup>21</sup> Para esse cálculo, foram desconsideradas adições em transmissão.

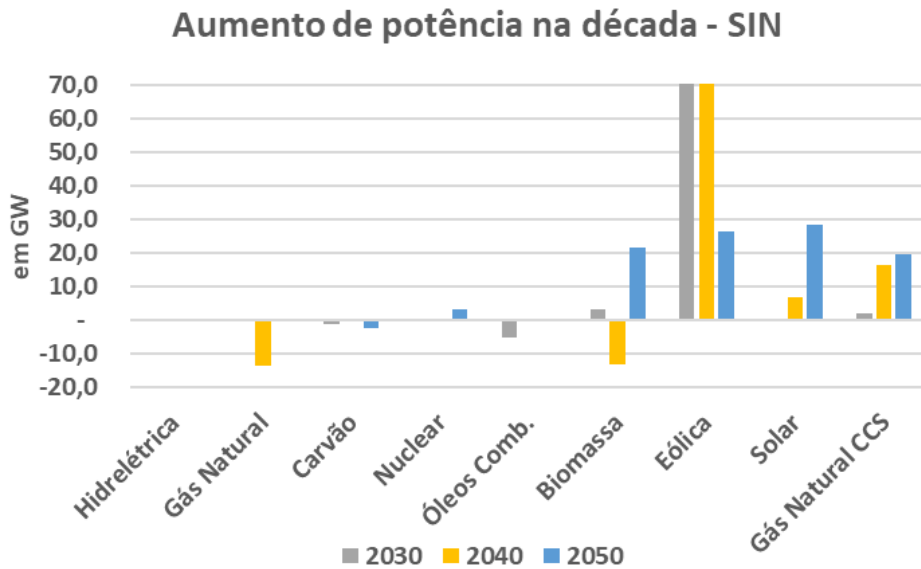


Figura 27 – Aumento de capacidade instalada ao longo do horizonte no caso neutro em emissões.

Na geração energética por fontes, a fonte eólica se torna a principal fornecedora de energia para o SIN já em 2040, vide Figura 28. A alternativa hídrica tem um pequeno aumento devido à condição de contorno estabelecida com base nas máximas produções de cada subsistema entre 2018 e 2020. A alternativa a gás natural com tecnologia de captura de carbono aparece em terceiro lugar no quesito energia gerada, porém com menos da metade de geração da alternativa hídrica.

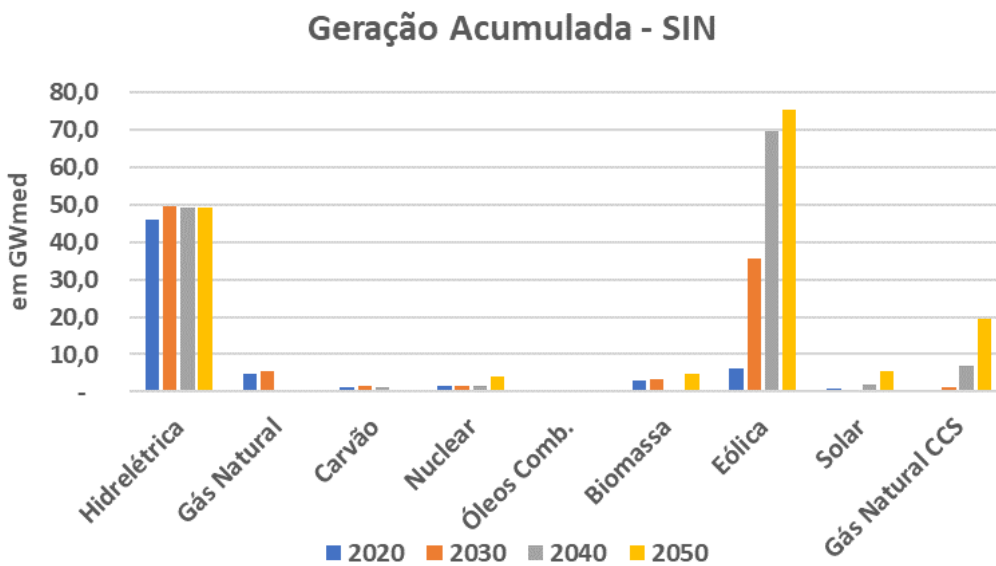


Figura 28 – Geração de energia no caso neutro em emissões ao longo do horizonte.



As expansões de capacidade não ocorrem de maneira similar em todos os subsistemas. No subsistema Norte, a expansão se dá majoritariamente em térmicas a gás natural com captura de carbono (83%) e o restante em térmica a biomassa (17%). Esse subsistema corresponde a apenas 2% de todas as expansões em capacidade para o SIN. No subsistema Nordeste, responsável por mais da metade da expansão em capacidade do SIN (53%), há forte expansão em fonte eólica (92%), seguido por fonte solar fotovoltaica (5%) e térmica a gás com captura de carbono (2%). No Sudeste, maior carga do SIN, há expansão de 17% da expansão de capacidade no SIN. Nesse subsistema, a expansão se dá em térmicas a gás com captura de carbono (50%), solar fotovoltaica (31%), térmica a biomassa (13%) e nuclear (6%). Finalmente o subsistema Sul responde por 28% das expansões em capacidade do SIN. Ela ocorre prioritariamente em fontes eólicas (80%), sendo seguida por solar fotovoltaica (12%), biomassa e térmica a gás natural com captura de carbono (ambas com 4%).

Cabe ressaltar que a expansão comentada acima também é acompanhada de uma desmobilização das fontes térmicas a carvão, a óleo combustível e térmica a gás natural sem captura de carbono. A fonte hídrica mantém sua capacidade instalada constante, tanto pela limitação imposta ao crescimento, quanto pela vida útil ainda existente ao final do modelo. Há uma manutenção das capacidades eólicas existentes no Sudeste e pequena queda no Norte, tanto pela limitação de crescimento imposta ao modelo, quanto pela competitividade tecnológica dessa tecnologia, comprovada pela incorporação de novas unidades ao fim da vida útil das capacidades existentes. Entretanto é observado um forte crescimento da fonte eólica no Nordeste e no Sul ao longo do período de análise e crescimento da fonte solar próximo ao final do período de análise nos subsistemas Nordeste, Sudeste e Sul. Com base nos dados demonstrados, segue na Tabela 20 a evolução da potência acumulada por região.

Tabela 20 – Capacidade instalada da região Norte por fonte geradora ao longo do horizonte de análise no caso neutro em emissões.

<b>Norte</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Hidrelétrica	21,8	21,8	21,8	21,8
Gás Natural	2,4	2,4	-	-
Carvão	0,4	0,4	0,4	-
Nuclear	-	-	-	-
Óleos Comb.	0,7	-	-	-
Biomassa	0,4	0,4	-	3,0
Eólica	0,3	0,2	0,2	0,2
Solar	0,1	0,1	-	-
Gás Natural CCS	-	-	3,4	3,6
<b>Total</b>	<b>26,1</b>	<b>25,3</b>	<b>25,7</b>	<b>28,6</b>
<b>Nordeste</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Hidrelétrica	8,3	8,3	8,3	8,3
Gás Natural	3,0	3,0	-	-
Carvão	1,1	-	-	-

Nuclear	-	-	-	-
Óleos Comb.	2,9	-	-	-
Biomassa	1,4	1,4	-	-
Eólica	12,1	94,7	157,7	160,0
Solar	1,4	1,4	9,0	10,0
Gás Natural CCS	-	-	-	4,7
<b>Total</b>	<b>30,2</b>	<b>108,8</b>	<b>175,0</b>	<b>183,0</b>
<b>Sudeste</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Hidrelétrica	60,9	60,9	60,9	60,9
Gás Natural	6,8	6,8	-	-
Carvão	-	-	-	-
Nuclear	2,0	2,0	2,0	5,0
Óleos Comb.	1,6	-	-	-
Biomassa	10,3	10,3	-	17,0
Eólica	0,0	0,0	0,0	0,0
Solar	0,7	0,7	-	17,4
Gás Natural CCS	-	-	12,2	26,9
<b>Total</b>	<b>82,4</b>	<b>80,8</b>	<b>75,2</b>	<b>127,2</b>
<b>Sul</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Hidrelétrica	14,2	14,2	14,2	14,2
Gás Natural	1,4	1,4	-	-
Carvão	2,1	2,1	2,1	-
Nuclear	-	-	-	-
Óleos Comb.	0,0	-	-	-
Biomassa	1,3	4,6	3,4	5,0
Eólica	2,1	2,1	45,9	70,0
Solar	0,0	0,0	-	10,0
Gás Natural CCS	-	2,1	3,0	3,1
<b>Total</b>	<b>21,0</b>	<b>26,4</b>	<b>68,6</b>	<b>102,3</b>
<b>Total SIN</b>	<b>159,7</b>	<b>241,3</b>	<b>344,5</b>	<b>441,2</b>

A expansão da capacidade instalada por subsistema apresenta a especialização em determinadas fontes com base na qualidade de recursos disponíveis. Outro ponto de destaque é a escolha do modelo dentre as diferentes tecnologias eólicas representadas. Conforme Tabela 21, houve uma busca preferencial do modelo pela tecnologia relacionada à costa do Nordeste, sendo as outras adotadas posteriormente e todas atingindo a capacidade limite informada no modelo.

Tabela 21 – Capacidade instalada por tecnologias eólicas ao longo do horizonte de análise – caso neutro em emissões.

Potência Acumulada - SIN (GW)				
	2020	2030	2040	2050
Eólica Costa NE	6,2	80,0	80,0	80,0
Eólica Interior NE	5,9	14,7	77,7	80,0
Eólica RS	2,1	2,1	45,9	70,0
<b>Total</b>	<b>14,2</b>	<b>96,8</b>	<b>203,6</b>	<b>230,0</b>

### 5.2.3. Sistema de transmissão

A capacidade de transmissão do SIN variou principalmente no reforço à rede de transmissão intrarregional ao longo do horizonte de análise, conforme Tabela 22. As redes inter-regionais foram utilizadas até o fim de suas vidas úteis, sendo a interligação entre Norte e Sudeste abandonada após esse período. A ligação entre Sul-Sudeste é mantida com 38% de sua capacidade inicial de transmissão. As interligações que, após o final da vida útil da capacidade existente, recebem reforço maior que a capacidade instalada são as ligações Nordeste-Sudeste e Norte-Nordeste, a qual a primeira supera em mais de 20 vezes e a capacidade instalada de 2020. Há um aumento de transmissão de energia entre os subsistemas, sendo o ápice em 2040. O subsistema Nordeste se torna o principal exportador de energia, logo a partir de 2030, elevando-se aproximadamente 80% do total de energia exportada para 95% em 2050. O maior importador de energia ao final do horizonte de análise é o subsistema Sudeste, mantendo-se próximo dos 90% de energia transmitida entre subsistemas. Na Tabela 23, seguem os dados sobre transmissão de energia entre subsistemas.

Tabela 22 – Capacidade das linhas de transmissão do SIN no caso neutro em emissões.

	2020	2030	2040	2050
<b>Norte</b>		<b>14,9</b>	<b>17,5</b>	<b>21,7</b>
grid 1	5,0	5,0	5,0	6,2
grid interno	6,6	9,9	12,5	15,6
<b>Nordeste</b>		<b>50,6</b>	<b>75,8</b>	<b>81,1</b>
grid 2	2,5	32,3	52,5	51,7
grid interno	13,2	18,3	23,3	29,4
<b>Sul</b>		<b>34,3</b>	<b>41,0</b>	<b>46,0</b>
grid 4	11,2	11,2	11,2	4,2
grid interno	18,0	23,1	29,8	41,8
<b>Sudeste</b>		<b>79,4</b>	<b>100,0</b>	<b>115,2</b>
grid 3	9,5	9,5	9,5	0,0
grid interno	51,2	70,0	90,6	115,2
<b>Total Geral</b>		<b>179,3</b>	<b>234,4</b>	<b>264,0</b>

Tabela 23 – Energia transportada por linhas de transmissão inter-regionais – Caso neutro em emissões

Energia Transmitida (MWmed)	2030	2040	2050
<b>Grid 1</b>	<b>458,7</b>	<b>1.969,7</b>	<b>2.847,9</b>
ne-to-n	458,7	1.969,7	2.847,9
n-to-ne	-	-	-
<b>Grid 2</b>	<b>21.792,8</b>	<b>37.447,4</b>	<b>35.835,9</b>
ne-to-se	21.792,8	37.426,5	35.835,9
se-to-ne	-	21,0	-
<b>Grid 4</b>	<b>4.334,1</b>	<b>2.888,7</b>	<b>1.872,6</b>
se-to-s	4.334,1	2.880,2	1.589,9
s-to-se	-	8,6	282,7

<b>Grid 3</b>	<b>953,3</b>	<b>384,1</b>	-
n-to-se	953,3	384,1	-
se-to-n	-	-	-
<b>Total Geral</b>	<b>27.538,9</b>	<b>42.690,0</b>	<b>40.556,4</b>

#### 5.2.4. Potência complementar

Unidades de potência complementar foram adicionadas ao sistema e em todos os subsistemas, entretanto não foram explicitadas no item 5.2.2 por não atuar exclusivamente na geração. Cabe ressaltar que, conforme explicitado no item 4.2.3.2, as alternativas de armazenamento foram representadas por 2 tecnologias, uma de carga e descarga e outra de armazenamento de energia. Na Tabela 24, estão as capacidades instaladas dessas tecnologias no SIN nos anos simulados. Não são apresentadas as tecnologias das UHR por este tipo de unidade não ter sido escolhido pelo modelo para expansão do SIN.

Tabela 24 – Capacidades instaladas, separadas por atributo, para as baterias de larga escala nos anos de projeção do modelo – caso sem emissões.

Subsistema	Atributo	Ano		
		2030	2040	2050
Norte	Potência	-	0,2	0,3
	Armazenamento	-	0,2	0,4
Nordeste	Potência	1,0	1,5	1,6
	Armazenamento	1,7	1,3	1,6
Centro-Oeste / Sudeste	Potência	0,2	3,6	3,6
	Armazenamento	0,4	6,4	6,6
Sul	Potência	3,9	5,3	4,4
	Armazenamento	7,1	7,5	5,4
Total	Potência	<b>5,1</b>	<b>10,6</b>	<b>9,9</b>
	Armazenamento	<b>9,2</b>	<b>15,4</b>	<b>13,9</b>

As capacidades dos atributos não são somadas para compor a unidade de potência complementar, pois ela precisa dos dois atributos, não sendo corretamente expressa apenas por um ou pela soma deles. A maior necessidade por energia ou por potência se traduz na relação entre as capacidades de armazenamento e potência. Proporções maiores entre capacidades de potência frente à capacidade de armazenamento traduzem maior necessidade de reserva de potência.

Os subsistemas que apresentam os maiores valores tanto de armazenamento, quanto de potência, são Sul e Sudeste, dada a maior variação na demanda elétrica a depender do horário e da estação considerada. No subsistema Nordeste, há uma variação na característica mais desejada das baterias, sendo, em 2030, armazenamento e, em 2040, potência. No subsistema Sul, se observa uma redução nas capacidades instaladas de bateria entre 2040 e 2050 devido à forte expansão em fontes intermitentes nesse mesmo período. Isso torna elevada a capacidade de geração do

subsistema, expandindo a exportação de energia em 2050 frente a 2040. Ao apresentar cada vez mais oferta de energia frente à demanda interna, se reduz a necessidade de capacidade de baterias para gestão do balanço energético dentro do subsistema. Pelo resultado apresentado, nota-se maior necessidade do SIN por armazenamento do que por potência, dado os limites de capacidade disponibilizada alcançados por algumas tecnologias de armazenamento. Além disso, a necessidade em subsistemas com grande oscilação de demanda e pequena diferença entre demanda e oferta dentro do subsistema.

### 5.2.5. Sazonalidade

A sazonalidade informada ao modelo busca representar a geração por fontes intermitentes, variações em condições climáticas e em estações de colheita, além de alterações na demanda ao longo do dia. Considerando todas as variáveis informadas ao modelo, retiram-se informações sobre o comportamento da geração e operação de unidades de potência complementar. A geração elétrica por fontes intermitentes simulada pelo modelo é observada na Figura 29. A maior produção se dá na estação de inverno, vide média das estações, devido ao período mais seco, o que resulta em maior capacidade de geração eólica e mais dias de sol. A geração se diferencia entre estações, sendo a maior variação de produção no verão observada entre os períodos diurnos, caracterizando a contribuição das parcelas de fonte solar. No inverno, a variação de geração ocorre no início/final dos dias, representando comportamento influenciado pela fonte eólica.

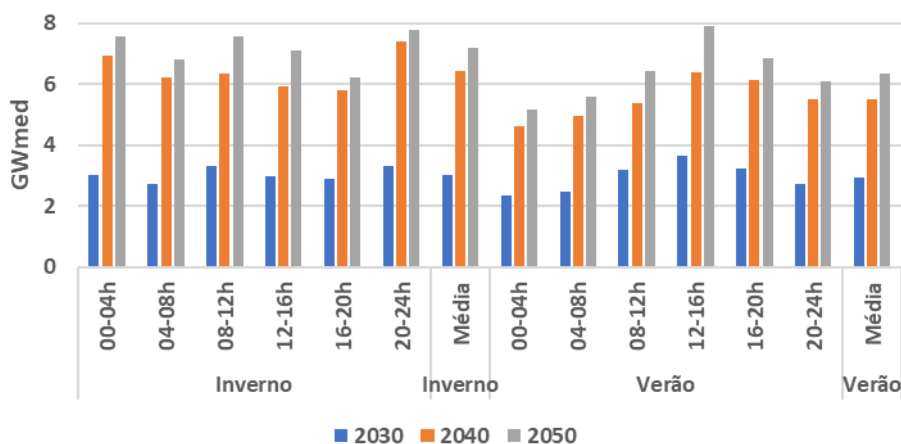


Figura 29 – Geração de energia por fontes intermitentes ao longo dos períodos considerados na simulação – caso neutro em emissões.

Pela necessidade de casamento entre oferta e demanda de energia elétrica, é observada uma flexibilidade na atuação das térmicas a gás. Conforme Figura 30, percebe-se o perfil de maior produção no verão em relação ao inverno, além do maior despacho das usinas em períodos de maior demanda. O inverno explicita bem essa diferença entre períodos de maior ou menor demanda, dado que não se observa geração no horário de 00 às 04 horas, ao mesmo tempo em que se constata a maior produção de térmicas nesta estação entre 16 e 20 horas, pico de demanda. Cabe ressaltar que essa fonte atua com o intuito de fornecer energia, não sendo alternativa para absorção de excedente de energia de fontes intermitentes, ou seja, ela não remedia situações de “vertimento energético”.

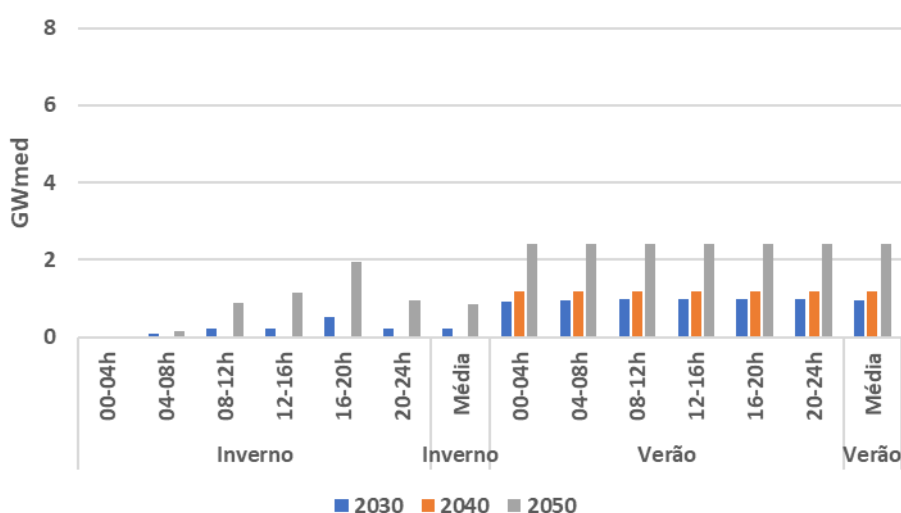


Figura 30 – Geração de energia por térmicas a gás no caso neutro em emissões ao longo do horizonte.

No caso das unidades complementares (UHR e bateria), a atuação se dá quando há oferta ou demanda excedente, dado que essas unidades podem atuar como carga ou como fornecedora de energia para o SIN. Devido às unidades complementares adicionadas se encontrarem no nível final de energia, seus comportamentos serão apresentados por subsistema. A Figura 31 apresenta o impacto para o SIN de acordo com comportamento das unidades de potência complementar, bem como a demanda do subsistema normalizada com o pico de demanda anual<sup>22</sup>. Valores positivos se referem ao fornecimento de energia para o SIN, ou seja, descarregamento das unidades

<sup>22</sup> Dado obtido com a demanda horária ao longo do ano. Fonte: (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2022b)

de potência complementar, e valores negativos se referem a períodos de absorção de energia do SIN, isto é, carregamento das unidades de potência complementar.

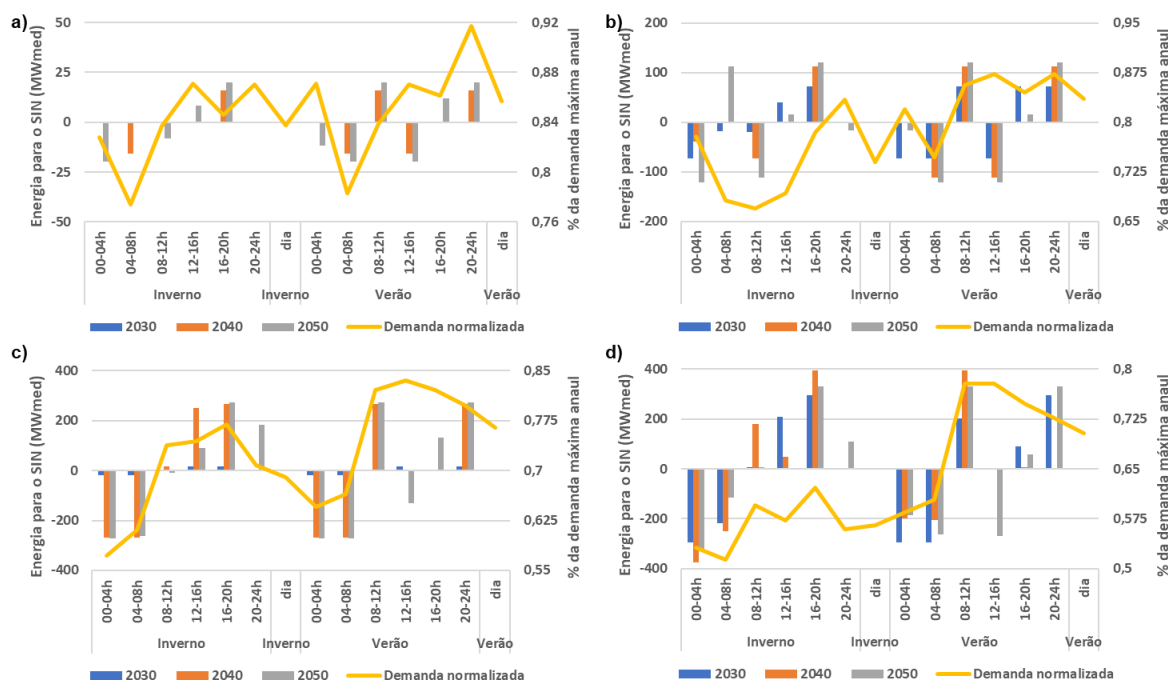


Figura 31 – Gestão do estoque das unidades complementares juntamente com a demanda normalizada dos subsistemas a) N; b) NE; c) CO/SE d) S – caso neutro em emissões.

Os horários de carregamento das unidades de potência complementar em praticamente todos os subsistemas são de 00 às 08 horas, independentemente da estação. Isso ocorre pelo fator de capacidade alto da fonte eólica aliado à demanda baixa, ambos em relação aos outros pacotes de tempo do dia típico. Os horários do final do dia, 16 às 24 horas, geralmente são momentos de descarregamento das unidades de potência complementar devido aos picos de demanda observados. Cabe ressaltar que os momentos de carregamento e descarregamento são praticamente semelhantes em ambas as estações, dado que em baterias não é permitido o armazenamento entre estações. As maiores necessidades de capacidade de carregamento/d Descarregamento ocorrem em subsistemas com maior variação de demanda entre estações (Sul e Sudeste), além de maiores valores absolutos de demanda (Sudeste). Conforme mencionado no item 5.2.4, não houve adição de capacidade instalada de hidrelétricas reversíveis. Na gestão de água nos REE existentes, não foram observados padrões no armazenamento de água condizentes com a sazonalidade hídrica. Isso se justifica pela limitação de geração elétrica pré-estabelecida, condizente com a operação do SIN em anos anteriores, o que faz com que a vazão de água seja consideravelmente alta frente ao limite de geração estabelecido. Essa operação abaixo do fator de capacidade

considerado é consequência da multiplicidade de usos da água, bem como da incerteza de períodos de pluviosidade esperados.



## 6. ANÁLISE DOS RESULTADOS

### 6.1. Casos Simulados

Na construção do modelo, busca-se representar o sistema da forma mais detalhada possível, tendo em mente a necessidade de adoção de determinadas simplificações em favor da redução do custo computacional para a simulação.

#### 6.1.1. *Preferências por baterias*

Em todos os casos analisados, se observa a escolha pelas baterias ao invés da alternativa hídrica reversível. Existem alguns pontos que favorecem essa escolha: (i) Os custos de CAPEX, constantes para os casos das hidrelétricas reversíveis e em trajetória de redução para as baterias, favorecem a utilização das baterias; (ii) A gestão de água nas barragens das hídricas, conforme modelagem elaborada, não considera a insegurança na oferta da água, fazendo com que os dados de vazão informados sejam tratados de forma determinística. Essa indiferença resulta em um modelo no qual a geração elétrica não é impactada pelo risco pluviométrico. Conforme mencionado no item 4.4.4, limitou-se a geração hidrelétrica em cada subsistema com base nos máximos em geração entre 2018 e 2020. Essa decisão busca considerar o impacto do risco pluviométrico mesmo que de forma indireta. Entretanto essa visão acaba por limitar a produção em cascata das alternativas reversíveis, dado que impede a produção adicional de eletricidade nas hídricas convencionais com o uso da água proveniente da barragem da hidrelétrica reversível. Com isso, a água que seria responsável por esse adicional de energia elétrica acaba sendo vertida. Em suma, com a modelagem apresentada e condições de contorno assumidas, as hidrelétricas reversíveis não conseguem expor todo impacto geracional que proporcionariam na prática.

#### 6.1.2. *Expansão em fontes eólicas no caso Base*

Em ambos os casos, a expansão eólica chega à condição limite em todas as tecnologias modeladas. Entretanto no caso base, fica mais explícita uma preferência por algumas tecnologias. Na Tabela 25, são apresentadas as médias entre os fatores de capacidade representativos para cada tecnologia eólica, bem como sua respectiva correlação com o pacote de dados que representa a demanda de seu subsistema.

Tabela 25 – Correlação entre % do pico de demanda anual e fator de capacidade de tecnologias eólicas.

<b>Tecnologia</b>	<b>Subsistema</b>	<b>Correlação</b>	<b>Fator de capacidade médio</b>
<b>Eólica Costa NE</b>	Nordeste	0,007	0,36
<b>Eólica Interior NE</b>	Nordeste	-0,090	0,41
<b>Eólica RS</b>	Sul	0,419	0,20

Com base nos valores apresentados na tabela acima e na evolução da capacidade instalada dessas tecnologias, vide Tabela 15 e Tabela 21, constata-se que o modelo busca prioritariamente tecnologias com maiores fatores de capacidade médios, mesmo com correlações baixas ou até negativas. Isso ocorre por a energia gerada por determinada tecnologia não estar necessariamente atrelada ao subsistema em que a capacidade se encontra. A presença de transmissão entre subsistemas e a adição de capacidade instalada de baterias contribui para maior indiferença relacionada à correlação entre geração e demanda. Por tal motivo, se observa uma despriorização inicial na expansão da tecnologia eólica no Sul, dado que ela apresenta fator de capacidade médio abaixo das tecnologias análogas do Nordeste, mesmo com correlação com a maior demanda. Entretanto, não é esperado que ocorra, na prática, expansão eólica somente com uma tecnologia, dado que, na prática, o recurso eólico não apresenta grande capacidade disponível com a mesma qualidade.

### *6.1.3. Comparação entre os casos analisados*

#### *6.1.3.1. Caso neutro em emissões contra caso base*

A escolha por um caminho de emissões de GEE compensadas até 2050 resulta em um aumento de custo com a expansão do SIN em 4,3% frente ao caso base. Tal aumento de custos se traduz em um SIN com maior capacidade instalada geracional (6,1% a mais que o caso base), menor capacidade instalada em transmissão entre subsistemas (2,7% a menos que o caso base) e menor capacidade em armazenamento e carregamento/descarregamento em unidades complementares (respectivamente 8,6% e 18,1% a menos que ao caso base). Devido à restrição de emissões de GEE, o investimento em fontes eólicas ocorre com maior intensidade nos primeiros anos do modelo, além de serem mais explorados recursos solares, nucleares e a alternativa a biomassa, que no caso base é descontinuada. Isso ocorre devido ao maior custo da

alternativa térmica a gás natural, em consequência da tecnologia de captura de carbono, resultando assim em uma diferença entre capacidade instalada dessa tecnologia no último ano do modelo (28,9% a menos de capacidade instalada frente ao caso base).

Em princípio pode parecer um contrassenso haver uma menor necessidade por armazenamento e transmissão entre subsistemas em um caso mais restritivo. Entretanto a solução encontrada pelo modelo foi de desenvolvimento de outras tecnologias no subsistema com a maior carga nacional. Esse subsistema possui um parque geracional 22,8% maior em capacidade instalada que seu análogo no caso base, ou seja, no caso neutro em emissões, o modelo opta por desenvolver capacidade geracional próximo à demanda, reduzindo expansão em linhas de importação de energia, além de menor necessidade de armazenamento.

Essa maior oferta no subsistema Sudeste torna esse subsistema majoritariamente exportador no ano de 2050 em relação ao subsistema Sul, diferentemente do que ocorre no caso base em que a relação é inversa. Mesmo com uma menor necessidade de armazenamento e de carregamento/descarregamento, o caso neutro em emissões apresentou maior necessidade por potência ao longo do dia nos subsistemas Nordeste e Sul, vide Figura 25 e Figura 31. No Sul, isso ocorre devido à redução de importação de energia advinda do Sudeste nos anos de 2030 e 2040, sendo necessária a existência de baterias para regularização da oferta frente à demanda desse subsistema, já o Nordeste possui pequeno aumento de necessidade de potência entre pacotes de tempo, entretanto passou a carregar/descarregar em períodos do dia em que não entrava em operação. Isso ocorre devido à menor exportação de energia no caso neutro em emissões, necessitando mais de armazenamento de forma a equalizar demanda e oferta no subsistema em cada pacote de tempo.

Ao analisar os dois casos, constata-se que a adoção de uma agenda para alcance da neutralidade em emissões de efeito estufa não proporciona grande incrementos em gastos, nem grande diferencial de expansão em linhas de transmissão ou fontes intermitentes, entretanto a incorporação dessas ocorre de forma mais acelerada e outras fontes devem ser consideradas para a expansão do SIN.

#### *6.1.4. Estimativa de custo de abatimento*

Com base nos resultados obtidos nos casos simulados, é possível se estimar um custo por unidade de carbono abatida. Utilizando a taxa de retorno esperada, já apresentada no item 4.4.1, a diferença de emissões entre os casos e a diferença entre custos de expansão dos cenários analisados é possível se chegar a um custo por

unidade mássica de CO<sub>2</sub> equivalente abatido, conforme equação (9). Esse número representa o esforço financeiro por unidade mássica de se praticamente neutralizar o setor elétrico de emissões diretas de GEE.

$$\text{custo abat.} = \frac{OBJ(\text{base}) - OBJ(\text{neutro em emissões})}{\sum_y [\text{emis.}(\text{base})_y - \text{emis.}(\text{neutro em emissões})_y] * \text{desc\_per}_y} \quad (9)$$

O valor obtido, 7,76 R\$/ton CO<sub>2eq</sub>, explicita o custo baixo para descarbonização do setor elétrico. Isso ocorre pela característica de o SIN ser atualmente um sistema com baixa emissão de carbono associada.

Outro ponto que se pode inferir é que, em um objetivo de neutralidade de emissões do Brasil, a busca por neutralidade no setor elétrico seria priorizada, considerando a perspectiva de custo e abatimento de emissões.

## 6.2. Plano Nacional de Energia 2050

O Plano Nacional de Energia é um documento para dar suporte ao planejamento da estrutura de longo prazo do governo em relação ao setor de energia através de recomendações e diretrizes a serem seguidas na construção do Plano de Ações para direcionamento esperado no horizonte 2050. Esse documento também apresenta fatores que influenciam a evolução do setor energético, bem como resultados do exercício de expansão, tanto em uma perspectiva consolidada, quanto desagregada por fonte (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020). Apesar de o modelo apresentado possuir praticamente a mesma fonte de premissas do PNE 2050, alguns dados de entrada dos modelos possuem diferenças. A demanda energética é um exemplo. No modelo simulado nesta dissertação, foi considerado o impacto da COVID, além de se utilizar dados reais de 2019, ao invés dos dados de 2015 (premissa do PNE 2050), fatos que resultaram em uma diferença considerável entre demandas dos modelos, apresentada na Figura 32, conforme mencionado no item 4.4.1.

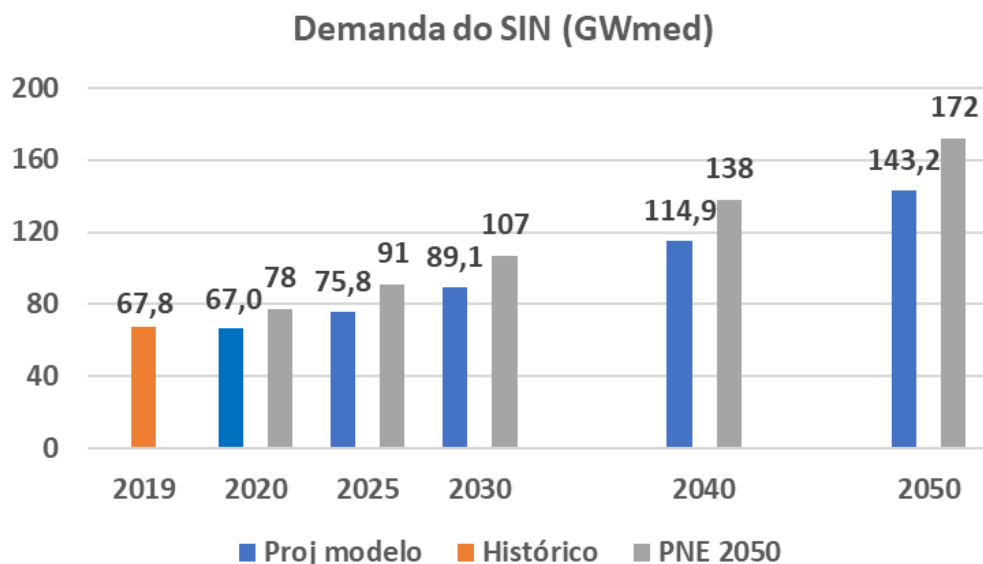


Figura 32 – Demanda para o SIN no horizonte de análise para o modelo simulado e para o PNE 2050.

As características consideradas em cada modelo também são fonte de divergência. No modelo do PNE, não há variação de fator de capacidade com base na estação ou no período do dia assumidos para as fontes eólicas e solares<sup>23</sup>, respectivamente Figura 33 e Figura 34, além de serem consideradas outras fontes intermitentes<sup>24</sup>.

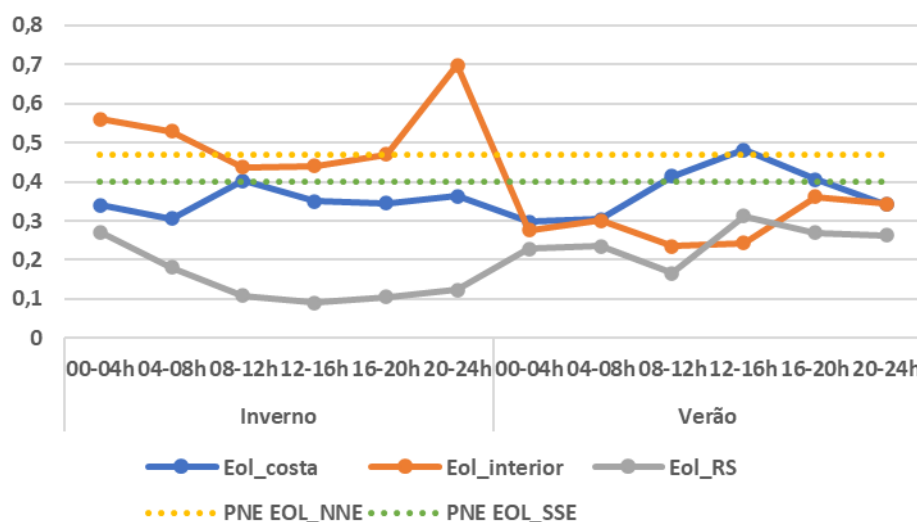


Figura 33 – Fatores de capacidade das tecnologias eólicas onshore para ambos os modelos.

<sup>23</sup> Somente na consideração do balanço de potência, realizada pelo modelo do PNE.

<sup>24</sup> O modelo do PNE considera as alternativas de eólica offshore e de concentração de energia solar (CSP).

Fonte: Elaboração com base em dados realizados e (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020)

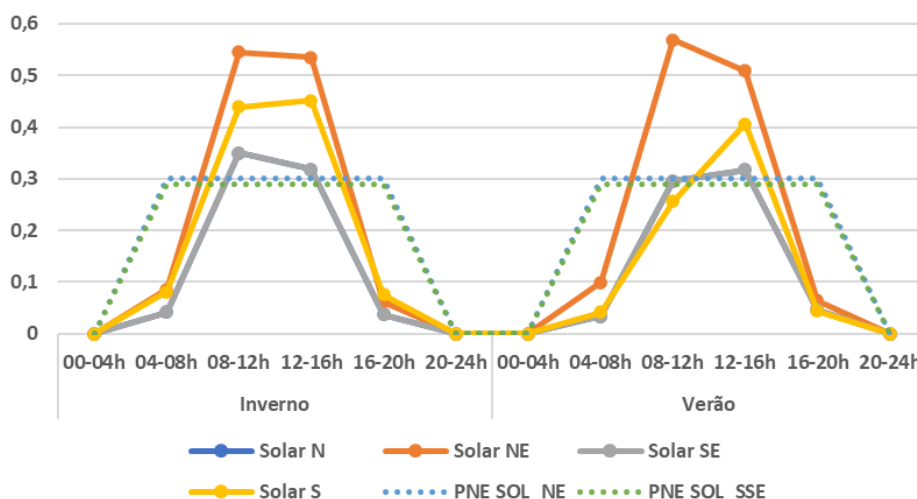


Figura 34 – Fatores de capacidade das tecnologias solares fotovoltaicas para ambos os modelos.

Fonte: Elaboração com base em dados realizados e premissa do (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020)

No modelo utilizado pelo PNE 2050, as unidades de potência complementar foram desenhadas com o intuito de atender a um balanço de potência realizado pelo modelo. Sua representação, por simplicidade, foi similar a uma unidade de combustão interna em ciclo diesel sem emissões de GEE. Entretanto, a indicação de necessidade de potência complementar nos casos do PNE 2050 representa espaço para crescimento das tecnologias mais competitivas que apresentem reserva de potência para o SIN. No caso das fontes térmicas a gás natural e a carvão, o modelo do PNE 2050 apresenta um maior detalhamento das fontes como diferenciação entre funcionamento da unidade (ciclo simples ou ciclo combinado), insumo utilizado (gás a 4 ou 6 US\$/MMBtu, carvão nacional ou importado) e possibilidade de revitalização de unidades existentes, diferentemente do modelo apresentado nesta dissertação em que se considera somente diferenciação pelo preço do insumo, sendo unidades a gás natural representadas por 3 tecnologias e unidades a carvão diferenciação para o Sul pelo custo variável. Esse maior detalhamento de fontes térmicas proporciona um melhor discernimento entre tecnologias consideradas para expansão do SIN.

Condições de contorno são mais uma possibilidade de divergência na expansão da matriz elétrica do SIN, por isso, a seleção dos casos do PNE para comparação é importante de forma a reduzir o impacto das condições de contorno adotadas. O PNE

2050 possui 64 cenários rodados considerando diferentes condições de contorno. De forma a se obter comparações mais aproximadas aos casos apresentados nessa dissertação, selecionaram-se os seguintes cenários: (i) Capacidade Instalada Total de PV Solar limitada a 50 GW (cada uma) no horizonte: Selecionado para comparação com o caso Base. Este cenário será referido como “limitação solar”; (ii) Matriz Elétrica com expansão 100% renovável: Selecionado para comparação com o cenário sem emissões. Este cenário será referido como “cenário renovável”.

### 6.2.1. Limitação Solar

O cenário simulado pelo PNE 2050, conhecido neste documento como limitação solar, apresentou um custo total de R\$ 746 Bilhões. No quesito de emissões GEE, é observado uma redução um aumento em 2050, resultante do aumento da geração elétrica atrelada a gás natural, conforme mostra a Figura 35.

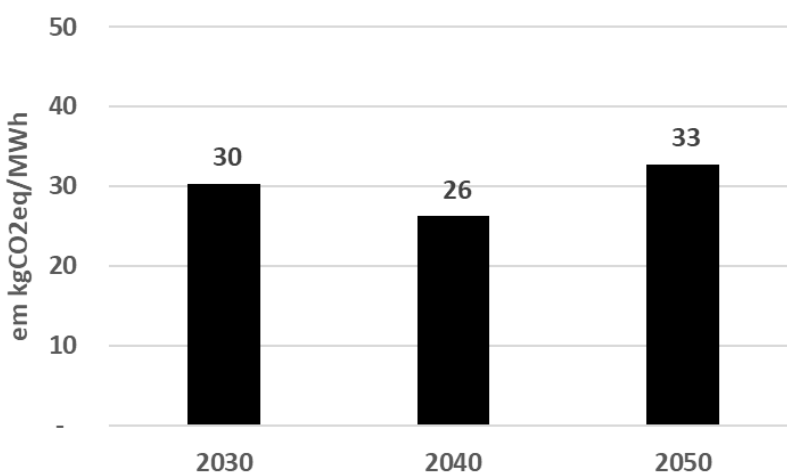


Figura 35 – Emissões GEE por energia produzida nos anos do modelo – limitação solar.

Fonte: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020), (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2022)

Analisando todo o período, é observado um crescimento nas fontes intermitentes (solar e eólica), compondo 64% de todas as adições de capacidade para o sistema. Corroborando com a necessidade de expansão em reserva de potência, o modelo aponta para crescimentos em potência complementar<sup>25</sup> (22%), hidrelétrica e UTE a gás

<sup>25</sup> Na análise dos casos do PNE 2050, as unidades de potência complementar são unidades de potência desenhadas com o intuito de evitar a ocorrência de déficits em algum subsistema, ou seja, seu desenho no PNE 2050 busca atender somente o balanço de potência do sistema.

natural (6% e 7%, respectivamente). Em contrapartida, há a retirada das fontes a carvão e a óleo combustível da matriz com o final da vida útil das unidades contratadas.

Tabela 26 – Adição de capacidade instalada no caso limitação solar ao longo do horizonte.

<b>Aumento de potência - SIN (GW)</b>		
		<b>Período</b>
<b>Hidrelétrica</b>	<b>6%</b>	<b>19,6</b>
<b>Gás Natural</b>	<b>7%</b>	<b>20,8</b>
<b>Carvão</b>	<b>0%</b>	<b>-3,5</b>
<b>Nuclear</b>	<b>0%</b>	<b>1,4</b>
<b>Óleos Comb.</b>	<b>0%</b>	<b>-5,2</b>
<b>Biomassa</b>	<b>0%</b>	<b>-0,4</b>
<b>Eólica</b>	<b>51%</b>	<b>157,3</b>
<b>Solar</b>	<b>13%</b>	<b>40,3</b>
<b>Outras</b>	<b>0%</b>	<b>-</b>
<b>Pot. Complementar</b>	<b>22%</b>	<b>68,6</b>
<b>Total</b>		<b>308,0</b>

Fonte: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020)

O cenário apresentado pelo PNE resulta, no ano de 2050, em uma matriz geradora de eletricidade predominantemente eólica (43%), seguida por hídrica (34%), solar (11%), termoelétrica a gás (8%), biomassa (3%) e nuclear (1%). As unidades complementares correspondem a quase 70 GW de capacidade instalada, ou seja, corresponde a aproximadamente a 15% de todo o parque geracional supracitado. A fonte eólica cresce principalmente entre 2030 e 2040, período em que as térmicas existentes a gás natural chegam ao final da sua vida útil. Na Figura 36, segue a visão dessas expansões.



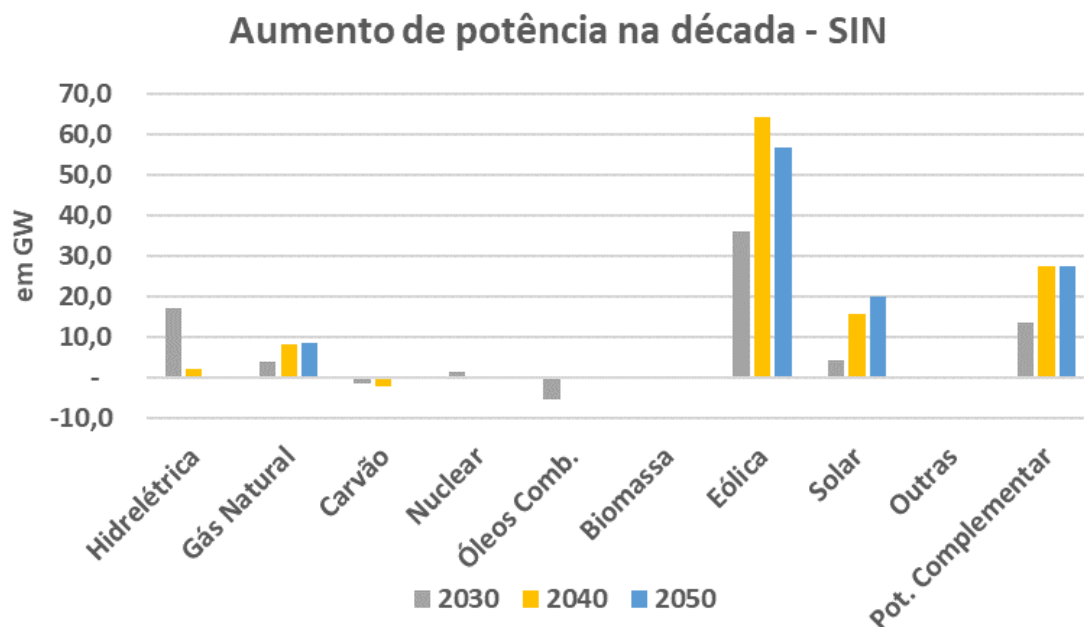


Figura 36 – Aumento de capacidade instalada no caso limitação solar ao longo do horizonte.

Fonte: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020)

Na geração energética por fontes, a eólica se firma como principal fornecedora de energia para o SIN em 2050, vide Figura 37, mesmo considerando o aumento na produção hídrica convencional. Excetuando-se a fonte a biomassa, que apresenta pequena redução ao longo do processo, todas as com capacidade instalada em 2050 apresentam aumento na geração energética.

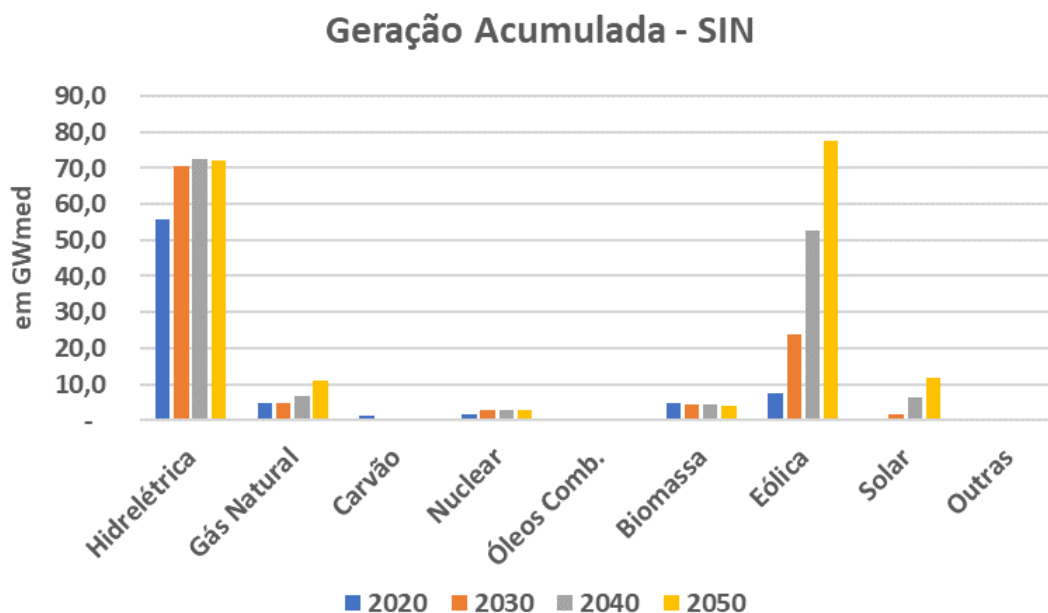


Figura 37 – Geração de energia no caso limitação solar ao longo do horizonte.

Fonte: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020)

Os dados fornecidos pelo PNE 2050 proporcionam uma visualização da expansão por subsistema. No subsistema Norte, predomina-se a fonte hidrelétrica, juntamente com um pouco de térmicas a gás natural e unidades de potência complementar. As outras fontes são desmobilizadas frente às alternativas escolhidas. No Nordeste, há uma prevalência da fonte eólica devido ao recurso diferenciado no subsistema, além da fonte termelétrica a gás e potência complementar. As outras fontes são desmobilizadas. A capacidade instalada do Sul se direciona às alternativas eólica e hídrica, devido aos recursos de qualidade dessas, havendo também investimento nas alternativas a gás natural e de potência complementar. As outras fontes são desmobilizadas, seja no começo ou no final do período de análise. No subsistema Sudeste, há uma expansão de todas as fontes, que não carvão, óleo combustível e eólica. Este é o único subsistema que apresenta crescimento de fonte solar fotovoltaica no SIN. Nas tabelas abaixo são apresentadas a capacidade instalada de cada subsistema.

Tabela 27 – Capacidade instalada da região Norte por fonte ao longo do horizonte de análise.

	Norte	2020	2030	2040	2050
Hidrelétrica		22,3	23,4	25,7	25,8
Gás Natural		2,4	3,9	3,9	3,8
Carvão		0,4	0,4	-	-

Nuclear	-	-	-	-
Óleos Comb.	0,7	-	-	-
Biomassa	0,4	0,3	-	-
Eólica	0,2	0,2	-	-
Solar	0,0	0,0	-	-
Outras	-	-	-	-
Pot. Complementar	-	-	3,6	7,2
<b>Total</b>	<b>26,4</b>	<b>28,3</b>	<b>33,2</b>	<b>36,8</b>
<b>Nordeste</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Hidrelétrica	11,2	11,6	11,6	11,6
Gás Natural	3,0	3,0	4,9	6,8
Carvão	1,1	1,1	-	-
Nuclear	-	-	-	-
Óleos Comb.	2,9	-	-	-
Biomassa	1,4	0,6	0,2	-
Eólica	14,2	50,3	104,0	148,3
Solar	1,6	1,6	-	-
Outras	-	-	-	-
Pot. Complementar	-	-	-	3,7
<b>Total</b>	<b>35,3</b>	<b>68,2</b>	<b>120,7</b>	<b>170,5</b>
<b>Sudeste</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Hidrelétrica	64,8	74,3	74,4	74,4
Gás Natural	6,8	6,8	12,1	17,5
Carvão	-	-	-	-
Nuclear	2,0	3,4	3,4	3,4
Óleos Comb.	1,6	-	-	-
Biomassa	10,3	11,8	13,2	13,0
Eólica	0,0	0,0	-	-
Solar	0,6	5,1	22,5	42,5
Outras	0,5	0,5	0,5	0,5
Pot. Complementar	-	12,7	27,0	35,7
<b>Total</b>	<b>86,6</b>	<b>114,7</b>	<b>153,1</b>	<b>187,0</b>
<b>Sul</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Hidrelétrica	17,4	23,5	23,5	23,5
Gás Natural	1,4	3,8	4,6	6,2
Carvão	2,1	0,8	0,3	-
Nuclear	-	-	-	-
Óleos Comb.	0,0	-	-	-
Biomassa	1,3	0,6	-	-
Eólica	2,1	1,9	13,0	25,4
Solar	0,0	0,0	-	-
Outras	-	-	-	-
Pot. Complementar	-	1,0	10,6	22,0
<b>Total</b>	<b>24,2</b>	<b>31,6</b>	<b>52,0</b>	<b>77,2</b>
<b>Total SIN</b>	<b>172,6</b>	<b>242,7</b>	<b>359,0</b>	<b>471,5</b>

Fonte: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020)

Ao se comparar a expansão estimada pelos 2 modelos, percebe-se alguns pontos:

- 1) Em ambos os modelos, as fontes a óleo combustível e carvão são desmobilizadas, sendo a primeira logo em 2030 e a segunda somente em 2050, com o Sul o último subsistema a gerar energia a carvão.
- 2) A fonte nuclear se restringiu ao Sudeste. Entretanto, no caso limitação solar, houve expansão dela, diferentemente do caso base, em que só se manteve a capacidade

existente. Entretanto cabe ressaltar que essa condição foi imposta pelo PNE 2050, dado que está em construção Angra III.

- 3) A fonte a biomassa foi desmobilizada ao final de sua vida útil no caso base. Entretanto, no caso limitação solar, ela foi mantida, sendo reposicionada no subsistema Sudeste.
- 4) A fonte hidrelétrica apresentou no caso limitação solar crescimento de mais de 1 GW em 3 dos 4 subsistemas. Diferentemente da manutenção de valores no caso base por condição de contorno assumida.
- 5) A fonte solar apresentou uma grande expansão, porém só no Sudeste para o caso limitação solar, diferentemente da expansão observada em 3 dos 4 subsistemas no caso base.
- 6) A fonte eólica apresentou maior expansão em ambos os modelos, sendo os subsistemas Nordeste e Sul responsáveis em ambos os casos.
- 7) A fonte a gás natural apresentou expansão em todos os subsistemas no caso limitação solar, porém com menor adição de capacidade instalada que o caso base.

Dentre as divergências entre caso base e limitação solar, a mais expressiva é a de emissões de GEE por energia produzida, conforme Figura 35 e Figura 20. Os valores observados no caso base são consequência da diferença na expansão da fonte térmica a gás natural e na demanda projetada em cada caso. Conforme Figura 38, constatam-se maiores valores de geração elétrica por térmicas a gás natural no caso base que no caso limitação solar, mesmo sendo este um maior demandante de energia. Com o maior impacto em emissões das fontes fósseis, aliado a menor demanda por energia, o indicador de emissões por energia gerada no caso base se apresenta da ordem de 3 vezes maior que o do caso limite solar.

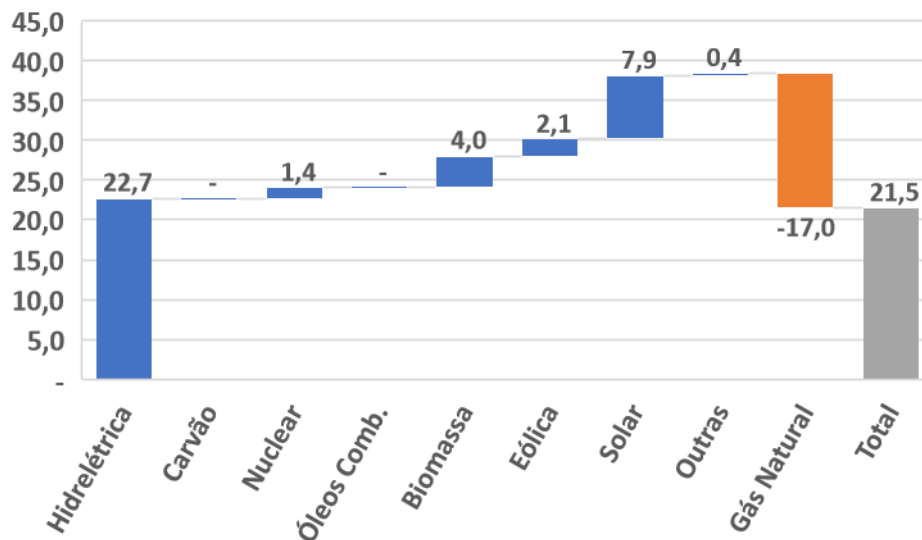


Figura 38 – Diferença entre geração de energia no caso limitação solar e no caso base por fonte em 2050.

Fonte: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020)

A diferença entre demandas por energia dos casos em comparação é totalmente suplantada pela expansão hídrica convencional ocorrida no caso do PNE e barrada no caso simulado nesta dissertação. Com isso, as diferenças entre as outras fontes em comparação acabam por se equilibrar, sendo o excedente de geração térmica a gás natural no caso base compensado pelo excesso de gerações eólica, solar, nuclear e a biomassa. No caso da fonte nuclear, o modelo do PNE, sem consideração de economicidade, parte da premissa que novas capacidades serão incorporadas ao SIN, dado que já estão em construção. Tal premissa não é assumida pelo modelo dessa dissertação por não poder afirmar o quando esta capacidade estará disponível, haja visto que essa obra já possui algumas décadas de atraso.

A divergência em expansão da fonte a biomassa se relaciona tanto aos dados de entrada da fonte, quanto à modelagem elaborada em cada modelo. Enquanto o caso limitação solar possui representação trimestral, que possibilita uma visão melhor do período entre safras, o caso base apresenta uma redução de fator de capacidade em todos os dados de uma estação como forma de representar o período entre safras. O caso limitação solar possui mais de uma alternativa para o abastecimento da fonte a biomassa, resultado da possibilidade de se operar com cavaco de madeira no período entre safras. A fonte solar, no caso de limitação solar, apresenta fator de capacidade constante e maior que a média dos fatores de capacidade levantados no caso base, conforme Tabela 28. O mesmo ocorre com a fonte eólica, a qual apresenta fator de

capacidade constante e maior, no caso limitação solar, que a média dos fatores de capacidade levantados no caso base, conforme Tabela 29. Cabe ressaltar que a presença de condições de contorno limitando a quantidade de capacidade instalada também influencia na existência de diferença entre casos analisados neste item.

Tabela 28 – Média dos fatores de capacidade da fonte solar fotovoltaica nos modelos analisados.

Subsistema	Fator de capacidade médio	
	Limitação solar	Base
<b>Norte</b>	0,30	0,12
<b>Nordeste</b>	0,30	0,21
<b>Centro Oeste Sudeste</b>	0,29	0,12
<b>Sul</b>	0,29	0,15

Fonte: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020)

Tabela 29 – Média dos fatores de capacidade da fonte eólica nos modelos analisados.

Tecnologia	Fator de capacidade médio	
	Limitação solar	Base
<b>NE costa</b>	0,47	0,36
<b>NE interior</b>	0,47	0,41
<b>RS</b>	0,4	0,20

Fonte: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020)

Merece destaque a diferença de custo de expansão entre os casos. Mesmo com menor quantidade de energia gerada devido ao impacto da COVID, o caso base apresentou um custo de expansão e operação do SIN 31% maior que o caso limitação solar. Tal fato ocorre por premissas adotadas em cada modelo:

- 1) O detalhamento de variações intra-diário, tanto na oferta de energia, quanto na demanda energética, proporciona maior nível de dificuldade no balanceamento entre oferta e demanda para o modelo do caso neutro em emissões.
- 2) As fontes eólica e solar com fatores de capacidade médios maiores no caso limitação solar proporcionam maior quantidade de energia considerando a mesma

capacidade instalada, reduzindo assim os custos para atendimento da demanda elétrica.

- 3) O maior detalhamento das fontes térmicas a gás natural, no caso limitação solar, proporciona uma otimização de gastos, aliado a possibilidade de recontração de térmicas existentes por um valor menor que o investimento em uma unidade nova. Esse menor valor busca representar um custo de revitalização da unidade.
- 4) A diferença de modelagem entre as alternativas de potência complementar. Enquanto o caso base modela esta alternativa como uma unidade de armazenamento de energia para uso em momento posterior, sendo basicamente uma unidade consumidora líquida de energia<sup>26</sup>, o caso limite solar a modela como uma fornecedora de potência para os subsistemas, não participando do balanço de oferta e demanda de energia do SIN.
- 5) A diferenciação de transmissão entre subsistemas e distribuição dentro do próprio subsistema também contribuiu para o maior valor da expansão do SIN no caso neutro em emissões. Isso devido a se colocar para o sistema mais uma etapa entre geração e consumo, o que resulta em maior perda de energia gerada.

A forma como foi modelada a alternativa de potência complementar no modelo do PNE 2050 não consegue informar se é viável economicamente a adoção de baterias ou hidrelétricas reversíveis, nem visão de utilização dessas alternativas ao longo dos dias e das estações. Com isso, não é possível comparar os resultados de potência complementar apresentados nessa dissertação com aqueles obtidos pelo PNE 2050.

### 6.2.2. *Sem emissões líquidas*

O cenário simulado pelo PNE 2050, conhecido neste documento como sem emissões líquidas, não permite a expansão da matriz em fontes fósseis (termoelétricas a carvão, a gás natural e a óleo combustível), sendo estas alternativas abandonadas após o final a vida útil das capacidades instaladas existentes<sup>27</sup>. Este cenário, apresentou um custo total de R\$ 772 Bilhões. No quesito de emissões GEE, é observada redução até a neutralidade em 2050, conforme mostra a Figura 39.

---

<sup>26</sup> Levando em consideração as perdas inerentes aos processos de conversão.

<sup>27</sup> Cabe ressaltar que, mesmo com restrição a usinas não renováveis, foi considerada a expansão de Angra III.

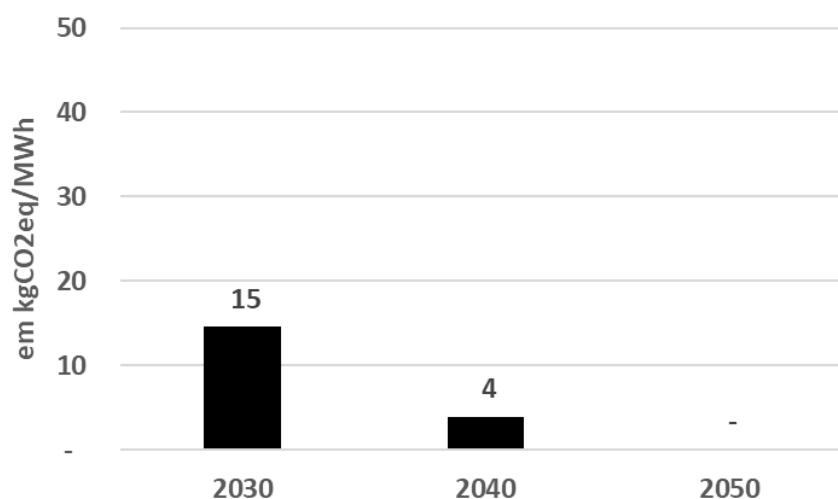


Figura 39 – Emissões GEE por energia produzida nos anos do modelo – sem emissões líquidas.

Fonte: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020) e (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2022)

Analisando todo o período, é observado um crescimento forte nas fontes solar e eólica, compondo 71% de todas as adições de capacidade para o sistema. Corroborando com a necessidade de expansão em reserva de potência, o modelo aponta para crescimentos em potência complementar<sup>25</sup> (22%), hidrelétrica (6%), UTE a gás natural e nuclear (cada uma com menos de 1%). Em contrapartida, há a retirada das fontes a carvão e a óleo combustível da matriz com o final da vida útil das unidades contratadas.

Tabela 30 – Adição de capacidade instalada no caso sem emissões líquidas ao longo do horizonte.

<b>Aumento de potência na década - SIN (GW)</b>		
		<b>Período</b>
<b>Hidrelétrica</b>	<b>6%</b>	<b>19,7</b>
<b>Gás Natural</b>	<b>0%</b>	<b>0,8</b>
<b>Carvão</b>	<b>0%</b>	<b>-3,5</b>
<b>Nuclear</b>	<b>0%</b>	<b>1,4</b>
<b>Óleos Comb.</b>	<b>0%</b>	<b>-5,2</b>
<b>Biomassa</b>	<b>1%</b>	<b>2,4</b>
<b>Eólica</b>	<b>48%</b>	<b>171,8</b>
<b>Solar</b>	<b>23%</b>	<b>81,8</b>
<b>Outras</b>	<b>0%</b>	<b>-0,5</b>
<b>Pot. Complementar</b>	<b>22%</b>	<b>79,7</b>
<b>Total</b>		<b>357,7</b>

Fonte: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020)



O cenário apresentado pelo PNE resulta, no ano de 2050, em uma matriz geradora de eletricidade predominantemente eólica (43%), seguida por hídrica (31%), solar (19%), biomassa (4%), termoelétrica a gás (3%) e nuclear (1%). As unidades complementares correspondem a quase 80 GW de capacidade instalada, ou seja, corresponde a aproximadamente a 18% de todo o parque geracional supracitado. As fontes eólica e solar crescem principalmente entre 2040 e 2050, além do período entre 2030 e 2040. A fonte hídrica tem seu maior crescimento entre 2020 e 2030, com expansão em quase 20 GW nesse período. A fonte térmica a gás natural apresenta aproximadamente uma manutenção de sua capacidade instalada de 2020, buscando a renovação com novas unidades contendo tecnologia de captura de carbono. Na Figura 40, segue a visão dessas expansões.

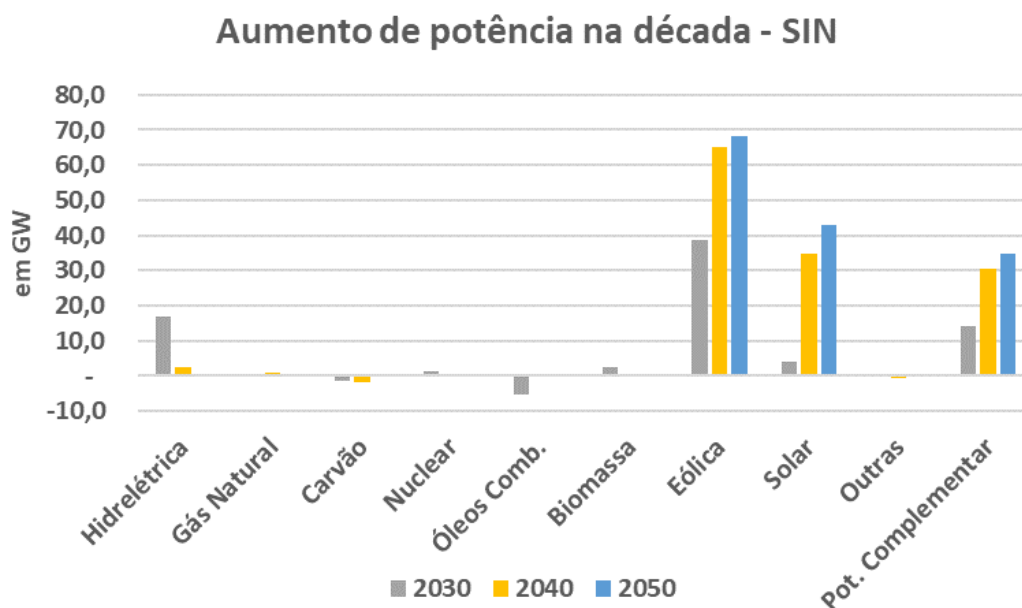


Figura 40 – Aumento de capacidade instalada no caso sem emissões líquidas ao longo do horizonte.

Fonte: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020)

Na geração energética por fontes, a eólica se firma como principal fornecedora de energia para o SIN em 2050, vide Figura 41, mesmo considerando o aumento na produção hídrica convencional. Excetuando-se gás natural, que apresenta decréscimo em geração de energia, e biomassa, que mantém o nível de geração, as outras fontes com capacidade instalada em 2050 apresentam aumento na geração energética.

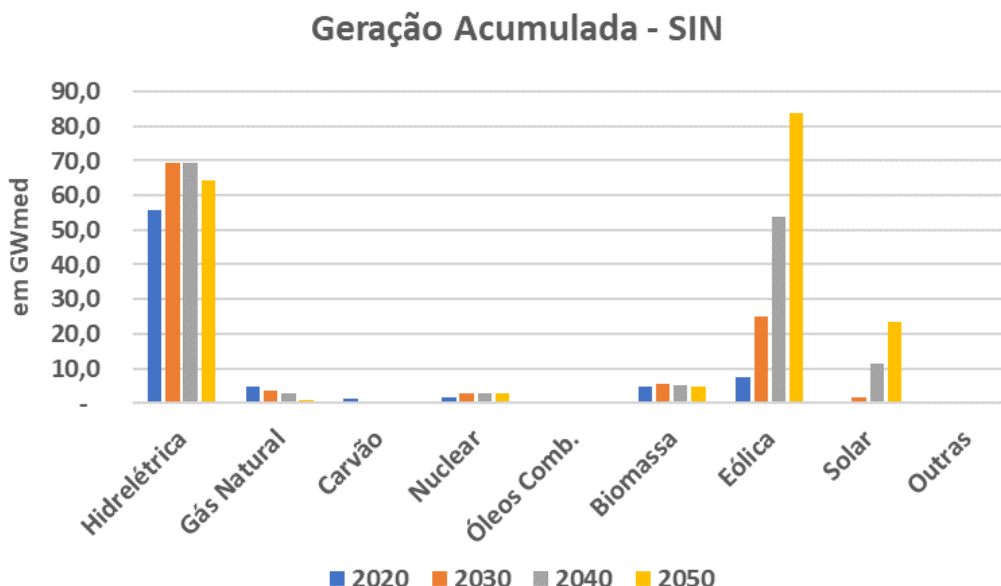


Figura 41 – Geração de energia no caso sem emissões líquidas ao longo do horizonte.

Fonte: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020)

Os dados fornecidos pelo PNE 2050 proporcionam uma visualização da expansão por subsistema. No subsistema Norte, predomina-se a fonte hidrelétrica, juntamente com um pouco de térmicas a gás natural com tecnologia de captura de carbono, além de unidades de potência complementar. As outras fontes são desmobilizadas frente às alternativas escolhidas. No Nordeste, há uma prevalência da fonte eólica devido ao recurso diferenciado no subsistema, também se tem uma manutenção da capacidade hídrica e da capacidade termelétrica a gás, colocando-se a tecnologia de captura de carbono. As outras fontes são desmobilizadas. A capacidade instalada do Sul se direciona às alternativas eólica e hídrica, devido aos recursos de qualidade dessas, havendo também investimento nas alternativas a gás natural e de potência complementar. A capacidade instalada de fonte a biomassa se reduz, porém, permanece no parque gerador até o final do período do modelo. As outras fontes são desmobilizadas, seja no começo ou no final do período de análise. No subsistema Sudeste, há uma expansão de todas as fontes, que não carvão, óleo combustível e eólica. Este é o único subsistema que apresenta crescimento de fonte solar fotovoltaica no SIN, além de fonte nuclear. Nas tabelas abaixo são apresentadas a capacidade instalada de cada subsistema.

Tabela 31 – Capacidade instalada em todos subsistemas por fonte ao longo do horizonte de análise – caso sem emissões líquidas.

<b>Norte</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Hidrelétrica	22,3	23,4	25,7	25,7
Gás Natural	2,4	2,8	2,8	2,5
Carvão	0,4	0,4	-	-
Nuclear	-	-	-	-
Óleos Comb.	0,7	-	-	-
Biomassa	0,4	0,3	-	-
Eólica	0,2	0,2	-	-
Solar	0,0	0,0	-	-
Outras	-	-	-	-
Pot. Complementar	-	0,1	4,4	7,0
<b>Total</b>	<b>26,4</b>	<b>27,2</b>	<b>32,9</b>	<b>35,2</b>
<b>Nordeste</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Hidrelétrica	11,2	11,6	11,6	11,6
Gás Natural	3,0	3,0	3,0	3,0
Carvão	1,1	1,1	-	-
Nuclear	-	-	-	-
Óleos Comb.	2,9	-	-	-
Biomassa	1,4	0,6	0,2	-
Eólica	14,2	52,9	102,8	155,9
Solar	1,6	1,6	-	-
Outras	-	-	-	-
Pot. Complementar	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>35,3</b>	<b>70,8</b>	<b>117,6</b>	<b>170,6</b>
<b>Sudeste</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
Hidrelétrica	64,8	74,3	74,6	74,6
Gás Natural	6,8	6,8	6,8	6,8
Carvão	-	-	-	-
Nuclear	2,0	3,4	3,4	3,4
Óleos Comb.	1,6	-	-	-
Biomassa	10,3	13,6	14,9	15,1
Eólica	0,0	0,0	-	-
Solar	0,6	4,8	41,0	84,0
Outras	0,5	0,5	-	-
Pot. Complementar	-	10,6	28,3	53,9
<b>Total</b>	<b>86,6</b>	<b>114,0</b>	<b>169,1</b>	<b>237,8</b>

Fonte: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020)

Ao se comparar a expansão estimada pelos 2 modelos, percebe-se alguns pontos:

- 1) As fontes a óleo combustível e carvão são desmobilizadas, sendo a primeira logo em 2030 e a segunda somente em 2050, com o Sul o último subsistema a gerar energia a carvão. Isso em ambos os modelos.
- 2) A fonte nuclear se restringiu ao Sudeste. Em ambos os casos simulados, houve expansão dessa fonte, apesar de, no caso sem emissões líquidas, a expansão partir como premissa do modelo, diferentemente do caso neutro em emissões.
- 3) A fonte a biomassa se concentrou basicamente no Sudeste em ambas as análises. A diferença entre os casos reside na presença de capacidade instalada no Norte no caso neutro em emissões, diferentemente do caso apresentado pelo PNE 2050.

- 4) A fonte hidrelétrica apresentou crescimento de mais de 1 GW em 3 dos 4 subsistemas no caso sem emissões líquidas. Diferentemente da manutenção de valores no caso sem emissões por condição de contorno assumida.
- 5) A fonte solar apresentou grande expansão para o caso sem emissões líquidas, concentrada no Sudeste, entretanto a expansão observada no caso neutro em emissões foi bem menor e se distribuiu também pelo Sul.
- 6) A fonte eólica apresentou maior expansão dentre todas as fontes em ambos os modelos, sendo Nordeste e Sul responsáveis por essa expansão.
- 7) A fonte a gás natural, no caso sem emissões líquidas, apresentou expansão somente no Sul, porém manteve suas capacidades instaladas nos outros subsistemas. Por outro lado, o caso neutro em emissões apresentou expansão em todos os subsistemas. Todos os casos considerando a adoção da tecnologia de captura de carbono.

As emissões de GEE são a divergência mais expressiva entre os casos análogos com objetivo de neutralidade de emissões, principalmente nos primeiros anos de simulação, conforme Figura 39 e Figura 26. Elas são representadas considerando a divisão por unidade de energia gerada de forma a possibilitar sua comparação. Tal qual a comparação entre caso base e caso limitação solar, a grande diferença no nível de emissões nos anos iniciais das simulações é consequência da utilização da fonte térmica a gás natural sem tecnologia de captura de carbono nos 2 modelos. Enquanto ocorre, no caso sem emissões líquidas, uma expansão em fontes hídrica convencional e solar de forma mais acentuada. No caso neutro em emissões, a expansão se dá principalmente por fonte térmica a gás natural atrelada à tecnologia de captura de carbono. Segue a diferença de geração por fonte entre os casos na Figura 42.

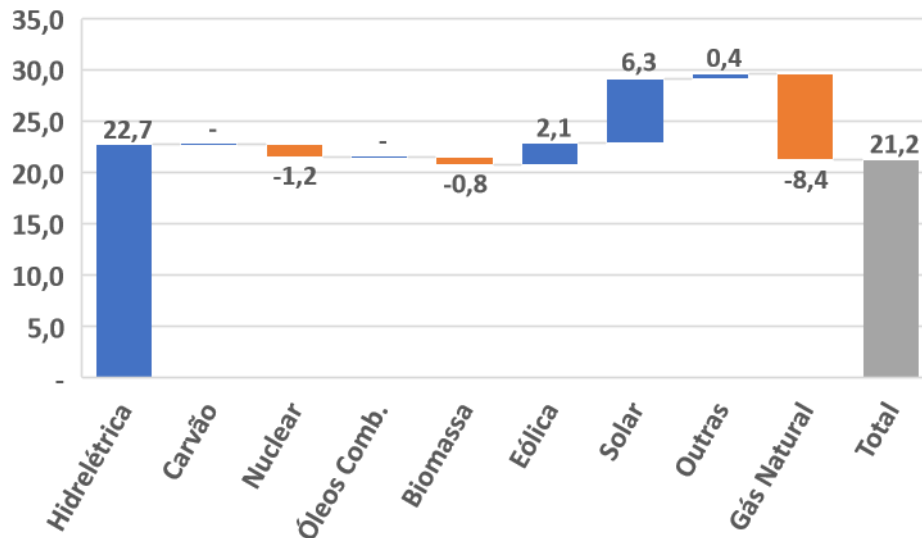


Figura 42 – Diferença entre geração de energia por fonte nos casos sem emissões líquidas e neutro em emissões em 2050.

Fonte: (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020)

A diferença entre demandas por energia dos casos em comparação é totalmente suplantada pela expansão hídrica convencional ocorrida no caso do PNE e barrada no caso simulado nesta dissertação. Com isso, as diferenças entre as outras fontes em comparação acabam por se equilibrar. O excedente de geração térmica a gás natural do caso neutro em emissões é basicamente compensado pelo excesso de produção das fontes solar e eólica no caso sem emissões líquidas. No caso da fonte nuclear, apesar de alcançarem a mesma capacidade instalada, o modelo da dissertação acaba por gerar mais energia que o do PNE. Isso ocorre pela simulação de ambos os modelos. No modelo discutido nesta dissertação não foi feita qualquer restrição sobre a operação da tecnologia nuclear. A divergência em expansão da fonte a biomassa, apesar de pequena, é resultado das premissas entre modelos, além da incorporação de maior capacidade no caso neutro em emissões. Esses efeitos acabam indo de encontro um ao outro. O caso sem emissões líquidas apresenta um maior fator de capacidade, resultado da possibilidade de se operar com cavaco de madeira no período entre safras.

A diferença entre modelos nas fontes eólica e solar é resultado dos mesmos pontos colocados no item 6.2.1. Diferenças em modelagem, fatores de capacidade diferentes entre modelos, além de condições de contorno. Tal qual os casos base e limitação solar, o custo de expansão e operação do caso em emissões se mantém na faixa de 32% maior que o caso sem emissões líquidas. Os motivos para tal variação são semelhantes aos já mencionados no item 6.2.1, dado que eles tratam de premissas na

construção do modelo e não somente de dados de entrada ou condições de contorno. A forma como foi modelada a alternativa de potência complementar no modelo do PNE 2050 não consegue informar se é viável economicamente a adoção de baterias ou hidrelétricas reversíveis, nem visão de utilização dessas alternativas ao longo dos dias e das estações. Com isso, não é possível comparar os resultados de potência complementar apresentados nessa dissertação com aqueles obtidos pelo PNE 2050.

Cabe ressaltar que o PNE 2050 também apresentou um caso considerando a matriz 100% renovável, ou seja, sem a possibilidade de se investir em fontes fósseis, mesmo que estas estejam associadas a mecanismos de compensação de emissão de GEE. Em relação ao cenário sem emissões líquidas apresentado pelo próprio PNE, o cenário 100% renovável apresenta trajetória semelhante em emissões de GEE, tal qual Figura 35. Entretanto, por ser mais restritivo, ele apresenta um acréscimo de aproximadamente 3% no custo total em relação ao caso sem emissões líquidas. A capacidade instalada geracional se apresenta de forma similar ao caso sem emissões líquidas, excetuando-se pela ausência de unidades termoelétricas a gás natural, o que acaba resultando em capacidades adicionais eólicas, a biomassa e de potência complementar.

## 7. CONCLUSÃO

O desenvolvimento desse trabalho começou se baseando em determinadas projeções para o sistema elétrico de longo prazo: (i) aumento na utilização de eletricidade como vetor energético; (ii) aumento percentual de capacidade instalada das fontes intermitentes renováveis nos sistemas elétricos ao redor do mundo. De posse dessa visão, projeta-se um aumento em cobranças, destinadas ao setor elétrico, devido aos impactos causados.

Com isso, a motivação desse trabalho foi analisar a expansão do sistema elétrico, ao se considerar uma redução de preços das fontes intermitentes, além da possibilidade de se incorporar ao sistema alternativas de armazenamento.

O objetivo do trabalho era verificar como seria o SIN no futuro, mais especificamente, se, em uma visão econômica, essas alternativas de armazenamento seriam adotadas e o que se projetaria do funcionamento delas, seja em cenários com menores ou maiores restrições em relação a emissões.

A metodologia apresentada proporciona robustez à análise pretendida, pois ela consegue: (i) Explicitar a dificuldade de atendimento da demanda por uma oferta predominantemente variável em fontes intermitentes, através da granularidade temporal; (ii) Incorporar a redução de custos observada nas fontes intermitentes e nas baterias de larga escala, resultados de melhoramento das tecnologias, bem como de ganhos de escala alcançados pela indústria; (iii) Considerar a dimensão continental do Brasil, identificando centros de demanda e diferenciando locais com base na qualidade de seus recursos para geração de energia; e (iv) Utilizar uma visão econômica de minimização de custos para definição de visões da expansão do SIN.

Considerou-se positiva a escolha da ferramenta pelos seguintes fatores: (i) Através dela, se pode incorporar os aspectos positivos apresentados acima; (ii) A utilização de uma ferramenta de código aberto proporciona redução de retrabalho, haja visto que se pode construir novos modelos a partir de versões anteriores, além de se permitir o compartilhamento de conhecimento, que, como consequência, resulta em redução de erros e maior robustez dos modelos; (iii) A consideração detalhada de carregamento e descarregamento de unidades, dado que, com esta consideração, se consegue identificar mais detalhadamente momentos de excesso de oferta de energia e quando esse excesso deverá ser utilizado, o que resulta em uma redução do vertimento energético do sistema.

Cabe ressaltar que, neste trabalho, não foi incorporada previamente nenhuma capacidade instalada das alternativas analisadas, ou seja, a decisão de contratação e sua forma de utilização partiu unicamente da otimização proporcionada pelo modelo.

Deste trabalho, conclui-se que se deve refletir sobre as formas de remunerar essas alternativas de armazenamento, dado que, apesar de serem consideradas parte da solução, seus atributos agregados ao sistema ainda precisam ser mapeados coerentemente sob o aspecto remuneratório e regulatório.

Outro aspecto a ser considerado é a busca por um SIN neutro em emissões diretas, dado o reduzido custo de abatimento estimado para o alcance desse objetivo. Possuir um SIN neutro em emissões pode proporcionar futuros pontos positivos desconsiderados na análise como possibilidade de receita devido à taxaço de carbono, por exemplo.

Outro ponto de conclusão é pela descontinuidade de fontes a carvão e a óleo, seja em relação aos impactos ambientais causados, ou pelo próprio aspecto econômico, dado que a utilização delas onera mais o sistema, além de elevar seu nível de emissões.

Finalmente se entende a importância do SIN para a Brasil, pois sua principal característica, a integração, proporciona a todos seus clientes o usufruto dos melhores recursos disponíveis no país.

Espera-se que a contribuição deste trabalho proporcione estudos mais profundos de forma a identificar, tanto tecnologias, quanto formas de remuneração, que possam potencializar os recursos disponíveis no país, à medida em que se agrega segurança ao sistema, tendo sempre em mente a redução de impactos ambientais.

Outro ponto relevante do trabalho é o fornecimento dos códigos do modelo do SIN elaborado, tanto nos anexos, quanto em domínio digital<sup>28</sup>, dado que se entende ser o compartilhamento a melhor forma de crescimento intelectual da sociedade como um todo.

### **7.1. Limitações do modelo**

O modelo não considera curvas estocásticas em seu desenvolvimento. Com isso, não é possível vislumbrar o impacto da incerteza inerente a determinados recursos, como pluviosidade nas bacias hídricas ou geração das fontes intermitentes, nem inerente a preço das *commodities*, utilizados para geração de fontes fósseis. Como consequência, se obtém um único resultado por grupo de premissas, ao invés de uma nuvem de resultados, com base na incerteza dessas premissas. Em suma, a expansão do SIN é dada pelo que se espera que ocorra e não com base no que possa ocorrer a depender da incerteza das premissas utilizadas.

---

<sup>28</sup> Disponível em: <[FernandoAsfor/SIN-model: Brazilian's electrical system model \(github.com\)](https://github.com/FernandoAsfor/SIN-model)>



Outra limitação do modelo é o número de intervalos temporais considerados para cada ano de modelagem. Apesar de os pacotes de 4 horas conseguirem representar de forma coerente os dados diários de geração/demanda, a representação das estações com somente 2 dias no modelo, um para cada estação, e 2 estações inviabiliza a consideração de máximos e mínimos no conjunto de dados. Foram buscadas análises com maior quantidade de intervalos temporais, considerando mais estações ou aquisição de dados semanais como um todo, porém o modelo travou devido ao custo computacional<sup>29</sup>.

Uma menor resolução na escala de intervalos de tempo resulta em suavização de desníveis entre oferta e demanda, o que reduz a quantidade de capacidade instalada de geração frente a um caso com maior resolução temporal, apesar de simulações com armazenamento e menor percentual de intermitentes frente ao parque geracional apresentarem menor diferença de capacidade instalada (PFENNINGER, 2017).

A modelagem utilizada nas unidades hidrelétricas proporciona algumas limitações na utilização dessa fonte em simulações de expansão do SIN. A falta de uma análise estocástica desconsidera o risco de períodos secos, o que impacta a geração hidrelétrica e acaba por exigir mais das outras fontes, conforme já citado nesse item. Entretanto, a solução com o uso de condições de contorno de forma a garantir correlação entre operação histórica e simulada para essas unidades limita ganhos de eficiência delas, seja por modificações na operação do sistema propriamente dito, o que este trabalho não contempla, ou pelo ganho de geração elétrica em cascata proporcionado pela adoção de unidades reversíveis a montante dos reservatórios equivalentes identificados. Por limitar a geração elétrica das unidades convencionais, a modelagem adotada não consegue reproduzir completamente o benefício proporcionado para o sistema, em relação à geração elétrica, com a adoção de unidades reversíveis.

## **7.2. Sugestões para trabalhos futuros**

A modelagem das unidades hídricas convencionais deve ser trabalhada sob a perspectiva de aumento na capacidade de geração pela unidade convencional no caso de construção de hidrelétrica reversível à montante. Entretanto também é necessário definir e representar no modelo a limitação de geração de energia para a capacidade existente de acordo com o histórico de operação. Para esse ponto, uma condição de

---

<sup>29</sup> Foi utilizada uma máquina com memória de 8Gb para simulação.

contorno flexibilizada ao longo do tempo poderia ser alternativa, dado que a geração histórica também é influenciada pela operação do sistema, que pode ser alterada.

Outro ponto de desenvolvimento do modelo seria a interação com outros setores, tanto pela interdependência de insumos para algumas fontes geradoras, como termoelétrica a biomassa, como pela variação de absorção da demanda de outros setores. Dado que a ferramenta já permite essa expansão, possuir um modelo que consiga identificar mais variáveis robustece a análise a ser executada e as conclusões obtidas.

Análise com diversos cenários de preços para insumos das fontes despacháveis, além de fatores de capacidade diversos para as fontes intermitentes, proporcionam a consideração da incerteza na expansão do SIN. Outro ponto de sugestão é a consideração de vários anos para a seleção de valores representativos para entrada no modelo, cujo intuito é evitar desconsideração de variações nas variáveis incertas, como vazão e fatores de capacidade de fontes não despacháveis.

Finalmente se recomenda a busca por otimizações nos códigos utilizados na construção do modelo desta dissertação de forma a reduzir o custo computacional e, com isso, obter resultados de forma mais rápida ou implantar códigos mais detalhados devido à redução desses custos. Entre as possíveis melhorias, poderia se buscar método de seleção de dados representativos que comportasse mais informação a ser passada para o modelo.

## 8. BIBLIOGRAFIA

ADELAIDE, M. **A Importância das Usinas Hidrelétricas Reversíveis.** , Seminário Usinas Hidrelétricas Reversíveis - Experiências Internacionais. Rio de Janeiro, [s.n.], 12 mar. 2020.

BAJAY, S., BARBOSA, P., ADELAIDE, M., *et al.* **Aspectos Técnicos e Operativos das UHRs no Setor Elétrico: Experiências Internacionais.** . Rio de Janeiro, [s.n.], 2020.

BRANDL, P., BUI, M., HALLETT, J. P., *et al.* "Beyond 90% capture: Possible, but at what cost?", **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 105, 1 fev. 2021. DOI: 10.1016/j.ijggc.2020.103239. .

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Biblioteca Virtual da CCEE.** 5 dez. 2022. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso\\_rapido\\_header\\_publico\\_nao\\_logado/biblioteca\\_virtual?tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&\\_afLoop=105652312276420&\\_adf.ctrl-state=17wrpwtmri\\_34#!%40%40%3F\\_afLoop%3D105652312276420%26tipo%3DResultado](https://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_afLoop=105652312276420&_adf.ctrl-state=17wrpwtmri_34#!%40%40%3F_afLoop%3D105652312276420%26tipo%3DResultado). Acesso em: 4 dez. 2022.

COLE, W., FRAZIER, A. W., AUGUSTINE, C. **Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update.** . Golden, [s.n.], jun. 2021. Disponível em: [www.nrel.gov/publications](http://www.nrel.gov/publications).

DALDER, J., OLULEYE, G., CANNONE, C., *et al.* "Modelling Policy Pathways to Maximise Renewable Energy Growth and Investment in the Democratic Republic of the Congo Using OSeMOSYS (Open Source Energy Modelling System)", **Energies**, v. 17, n. 2, p. 342, 10 jan. 2024. DOI: 10.3390/en17020342. .

DE ASSIS, N., WEBER, B. **Seasonal Pumped Hydropower Storage Role in Responding to Climate Change Impacts on the Brazilian Electrical Sector.** 2023. D. Sc. – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2023.

DE, G., CAVADOS, A. **Análise do Impacto da Introdução das Fontes Intermitentes no Setor Elétrico Brasileiro: Estudo de Caso da Região Nordeste.** . Rio de Janeiro, [s.n.], 2015.

DENG, Y., CAO, K.-K., HU, W., *et al.* "Harmonized and Open Energy Dataset for Modeling a Highly Renewable Brazilian Power System", **Scientific Data**, v. 10, n. 1, p. 103, 22 fev. 2023. DOI: 10.1038/s41597-023-01992-9. .

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020.** Rio de Janeiro, [s.n.], 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos sobre Preços de Gás Natural Projeções Internacionais.** . Rio de Janeiro, [s.n.], 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Informativo Técnico n.011/2022.** . Rio de Janeiro, [s.n.], dez. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no Horizonte 2050.** , nº NT PR 07/18. Rio de Janeiro, [s.n.], nov. 2018. Disponível em: [www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br).

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Sistemas de Armazenamento em Baterias Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento.** . Rio de Janeiro, [s.n.], nov. 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Desafios para Inserção em Mercados de Energia Elétrica.** . Rio de Janeiro, [s.n.], fev. 2021. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, U. **Battery Storage in the United States: An Update on Market Trends.** . [S.l: s.n.], 2021. Disponível em: [www.eia.gov](http://www.eia.gov).

GRAFSTRÖM, J., POUDINEH, R. **A critical assessment of learning curves for solar and wind power technologies.** [S.l: s.n.], 2021.

GROISSBÖCK, M. "Are open source energy system optimization tools mature enough for serious use?", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 102, p. 234–248, mar. 2019. DOI: 10.1016/j.rser.2018.11.020. .

HUNT, J. D., BYERS, E., RIAHI, K., *et al.* "Comparison between seasonal pumped-storage and conventional reservoir dams from the water, energy and land nexus perspective", **Energy Conversion and Management**, v. 166, p. 385–401, 15 jun. 2018. DOI: 10.1016/j.enconman.2018.04.044. .

HUNT, J. D., FALCHETTA, G., PARKINSON, S., *et al.* "Hydropower and seasonal pumped hydropower storage in the Indus basin:pros and cons", **Journal of Energy Storage**, v. 41, 1 set. 2021. DOI: 10.1016/j.est.2021.102916. .

HUNT, J. D., FREITAS, M. A. V. de, PEREIRA JUNIOR, A. O. **A review of seasonal pumped-storage combined with dams in cascade in Brazil. Renewable and Sustainable Energy Reviews.** [S.l.], Elsevier Ltd. , 1 abr. 2017

HUPPMANN, D., GIDDEN, M., FRICKO, O., *et al.* "The MESSAGE Integrated Assessment Model and the ix modeling platform (ixmp): An open framework for integrated and cross-cutting analysis of energy, climate, the environment, and sustainable development", **Environmental Modelling & Software**, v. 112, p. 143–156, fev. 2019. DOI: 10.1016/j.envsoft.2018.11.012. .

INSTITUTO E+ TRANSIÇÃO ENERGÉTICA. **Panorama do Sistema Elétrico Brasileiro.** Rio de Janeiro, [s.n.], 2019. Disponível em: [www.emaisenergia.org](http://www.emaisenergia.org).

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook 2023.** . [S.l: s.n.], 2023. Disponível em: [www.iea.org/terms](http://www.iea.org/terms).

INTERNATIONAL HYDROPOWER ASSOCIATION. **The world's water battery: Pumped Hydropower Storage and the Clean Energy Transition**. . Londres, [s.n.], dez. 2018.

INTERNATIONAL INSTITUTE FOR APPLIED SYSTEMS ANALYSIS. **The MESSAGEix Framework**. 12 out. 2021. Disponível em: <https://docs.messageix.org/en/stable/index.html>. Acesso em: 11 out. 2021.

IPCC. **Summary for Policymakers. In: An IPCC Special Report on climate change, desertification, land degradation, sustainable land management, food security, and greenhouse gas fluxes in terrestrial ecosystems Climate Change and Land**. [S.l.: s.n.], 2019.

KATSANEVAKIS, A., KONSTANTINIDIS, D., KARAGIANNIS, G., *et al.* "Simulation of an isolated system behavior at high RES penetration coupled with storage", **Discover Energy**, v. 2, n. 1, dez. 2022. DOI: 10.1007/s43937-022-00006-w. .

KOOHI-FAYEGH, S., ROSEN, M. A. **A review of energy storage types, applications and recent developments**. **Journal of Energy Storage**. [S.l.], Elsevier Ltd. , 1 fev. 2020

LUO, X., WANG, J., DOONER, M., *et al.* "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation", **Applied Energy**, v. 137, p. 511–536, 2015. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081. .

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2050**. Brasília, [s.n.], 2020.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Utility-Scale Battery Storage**. 3 ago. 2022. Annual Technology Baseline. Disponível em: [https://atb.nrel.gov/electricity/2022/utility-scale\\_battery\\_storage](https://atb.nrel.gov/electricity/2022/utility-scale_battery_storage). Acesso em: 2 ago. 2023.

NIKOLAUS, G., DE MOURA, P. **Long-Term Power Systems Integration Using OSeMOSYS SAMBA - South America Model Base and the Bargaining Power of Countries: a Cooperative Games Approach**. . Rio de Janeiro, [s.n.], 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Capacidade Instalada**. 12 set. 2022a. 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: 11 set. 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Energia Afluenta por Subsistema**. 11 nov. 2023. Disponível em: [https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia\\_afluenta\\_subsistema.aspx](https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluenta_subsistema.aspx). Acesso em: 10 nov. 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Geração de Energia**. 13 abr. 2022b. Disponível em: [http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao\\_energia.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx). Acesso em: 12 abr. 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Intercâmbios de Energia**. 5 abr. 2022c. Disponível em: [https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/intercambios\\_energia.aspx](https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/intercambios_energia.aspx). Acesso em: 4 abr. 2022.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Previsão de Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética ciclo 2020 (2020-2024) 2ª Revisão Quadrimestral 2020-2024**. . [S.l: s.n.], 20 jul. 2020.

PFENNINGER, S. "Dealing with multiple decades of hourly wind and PV time series in energy models: A comparison of methods to reduce time resolution and the planning implications of inter-annual variability", **Applied Energy**, v. 197, p. 1–13, 2017. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.03.051. .

PFENNINGER, S., DECAROLIS, J., HIRTH, L., *et al.* "The importance of open data and software: Is energy research lagging behind?", **Energy Policy**, v. 101, p. 211–215, 1 fev. 2017. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.11.046. .

QUEVEDO, J., MOYA, I. H. "Modeling of the dominican republic energy systems with OSeMOSYS to assess alternative scenarios for the expansion of renewable energy sources", **Energy Nexus**, v. 6, 16 jun. 2022. DOI: 10.1016/j.nexus.2022.100075. .

SISTEMA DE EMISSÕES E REMOÇÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA. **Emissões de Gases de Efeito Estufa por setor**. 11 nov. 2023. Disponível em: <http://seeg.eco.br/>: <https://plataforma.seeg.eco.br/sectors/energia>. Acesso em: 10 nov. 2023.

WORLD ENERGY COUNCIL. **Five Steps to Energy Storage**. . Londres, [s.n.], 2020. Disponível em: [www.worldenergy.org](http://www.worldenergy.org).

WORLD RESOURCES INSTITUTE. **Historical GHG Emissions**. 2022. Disponível em: <https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions>. Acesso em: 11 set. 2023.

ZAKERI, B., HUNT, J. D., LALDJEBAEV, M., *et al.* "Role of energy storage in energy and water security in Central Asia", **Journal of Energy Storage**, v. 50, 1 jun. 2022. DOI: 10.1016/j.est.2022.104587. .

## 9. ANEXOS

### 9.1. Anexo A

```
"""  
  
# load required packages  
#import itertools  
import pandas as pd  
  
import matplotlib.pyplot as plt  
plt.style.use('ggplot')  
  
import ixmp  
import message_ix  
  
from message_ix.utils import make_df  
  
mp = ixmp.Platform("default", jvmargs=["-Xmx8G"])  
  
# %% start  
model = "SIN Brasil expandido"  
scen = "base"  
scenario = message_ix.Scenario(mp, model, scen, version = 'new')  
  
history = [2020]  
horizon = [2030, 2040, 2050]  
scenario.add_horizon(  
    year= history + horizon,  
    firstmodelyear=horizon[0]  
)  
  
country = 'Brazil'  
scenario.add_spatial_sets({'country': country})  
  
# visualizing the set  
scenario.set('map_spatial_hierarchy')  
  
nodes = ['South', 'North', 'Northeast', 'Southeast']  
space_level = 'province'
```

```

scenario.add_set('lvl_spatial', space_level)
for node in nodes:
    scenario.add_set('node', node)
    scenario.add_set('map_spatial_hierarchy', [space_level, node, country])

scenario.set('map_spatial_hierarchy')

scenario.add_set("commodity", ["electricity", "water_1", "water_2", "water_3",
"water_4", "water_5", "water_6",
    "water_7", "water_8", "water_9", "water_10", "water_11",
"water_12"])#ion commodities are storage especifications for batteries
scenario.add_set("level", ["primary" , "secondary", "final"])
scenario.add_set('mode', ['n-to-ne', 'ne-to-n', 'n-to-se', 'se-to-n',
    'ne-to-se', 'se-to-ne', 'se-to-s', 's-to-se', 'M1','M2'])
scenario.set("mode")

scenario.add_par("interestrate", horizon, value=0.08, unit='-') #EPE

# centralized demand
elec_growth = pd.Series([1.31, 1.69, 2.11],
    index=pd.Index(horizon, name='Time'))

plants = [
    "bio_ppl",
    "gas_ppl",
    "gas_ppl_1",
    "gas_ppl_2",
    "gas_ppl_ccs",
    "gas_ppl_ccs_1",
    "gas_ppl_ccs_2",
    "coal_ppl",
    "nuc_ppl",
    "oil_ppl",
    "solar_pv_ppl"
]

north_hydro = ["hydro_4", "hydro_8", "hydro_9"]

```



```

northeast_hydro = ["hydro_3"]
southeast_hydro = ["hydro_1", "hydro_5", "hydro_6", "hydro_7", "hydro_10",
"hydro_12"]
south_hydro = ["hydro_2", "hydro_11"]

north_pump = ["sphs_4", "sphs_8", "sphs_9"]
northeast_pump = ["sphs_3"]
southeast_pump = ["sphs_1", "sphs_6", "sphs_7", "sphs_10", "sphs_12"]
south_pump = ["sphs_2", "sphs_11"]

north_res = [ "river4", "river8", "river9"]
northeast_res = ["river3"]
southeast_res = ["river1", "river5", "river6", "river7", "river10", "river12" ]
south_res = ["river2", "river11"]

north_wat = [ "water_supply_4", "water_supply_8", "water_supply_9"]
northeast_wat = ["water_supply_3"]
southeast_wat = ["water_supply_1", "water_supply_5", "water_supply_6",
"water_supply_7", "water_supply_10", "water_supply_12" ]
south_wat = ["water_supply_2", "water_supply_11"]

brazil_wind = ["wind_ppl"]
northeast_wind = ["wind_ppl_cos", "wind_ppl_int"]
south_wind = ["wind_ppl_rs"]
#wind_ppl_cos means wind_ppl on the coast of northeast of Brazil. To obtain it's
parameters, it was considered data from RN and CE states.
#wind_ppl_int means wind_ppl on inlands of northeast of Brazil. To obtain it's
parameters, it was considered data from BA and PI states.
#wind_ppl_rs means wind_ppl on Rio Grande do Sul state. To obtain it's
parameters, it was considered data from RS state.

battery_n = ['batt_n']
battery_ne = ['batt_ne']
battery_se = ['batt_se']
battery_s = ['batt_s']

```

```
final_energy_techs = ["grid1", "grid2", "grid3", "grid4", "grid_n", "grid_ne",  
"grid_se", "grid_s"]
```

```
technologies = plants + north_hydro + northeast_hydro + southeast_hydro +  
south_hydro + north_pump + northeast_pump + southeast_pump + south_pump  
+north_res + northeast_res + southeast_res + south_res + northeast_wind + south_wind  
+ brazil_wind + final_energy_techs + north_wat + northeast_wat + southeast_wat +  
south_wat + battery_n + battery_ne + battery_se + battery_s  
scenario.add_set("technology", technologies)
```

```
# %% Adding electricity demand
```

```
demand_per_year = {  
    'South': 11.67, # electricity demand GWh BEN year 2019  
    'North': 5.57,  
    'Northeast': 11.05,  
    'Southeast': 39.55,  
}
```

```
#elec_demand = sum(demand_per_year.values())  
#elec_growth = elec_demand * elec_growth  
#elec_growth.plot(title='Demand')
```

```
# Loop over nodes
```

```
for node, dem in demand_per_year.items():  
    demand_data = pd.DataFrame({  
        'node': node,  
        'commodity': 'electricity',  
        'level': 'final',  
        'year': horizon,  
        'time': 'year',  
        'value': dem * elec_growth, #retirada a multiplicação por demanda  
regional por esta ser incluída posteriormente. Caso se deseje voltar para o estágio  
anterior, é só colocar dem * na parte do value.  
        'unit': 'GWh',  
    })
```

```

scenario.add_par("demand", demand_data)

year_df = scenario.vintage_and_active_years()
vintage_years, act_years = year_df['year_vtg'], year_df['year_act']

[x for x in scenario.par_list() if 'mode' in scenario.idx_sets(x)]

# %% 1) North
lifetimes = {
    "hydro_4": 60, "hydro_8": 60, "hydro_9": 60, "sphs_4": 60, "sphs_8": 60,
"sphs_9": 60,
    "bio_ppl": 20, "gas_ppl": 20, "gas_ppl_1":20, "gas_ppl_2":20, "wind_ppl": 20,
"coal_ppl": 25, "batt_n": 15, "gas_ppl_ccs": 20, "gas_ppl_ccs_1": 20, "gas_ppl_ccs_2":
20,
    "nuc_ppl": 60, "solar_pv_ppl":20, "oil_ppl": 20,
    "grid1": 25, "grid_n": 25,"river4":1000, "river8":1000, "river9":1000,
    "water_supply_4":1000, "water_supply_8":1000, "water_supply_9":1000,
}
# considering NREL COST utility scale for batteries
# Adding technical lifetime
base_technical_lifetime_n = {
    'node_loc': 'North',
    'year_vtg': horizon,
    'unit': 'y',
}

# Adding a new unit to the library
mp.add_unit('m^3/s')

for tec, val in lifetimes.items():
    df_n = make_df(base_technical_lifetime_n, technology=tec, value=val)
    scenario.add_par('technical_lifetime', df_n)

# Adding input and output
base_input_n1 = {
    'node_loc': 'North',

```

```
'node_origin': 'North',  
'commodity': 'electricity',  
'year_vtg': vintage_years,  
'year_act': act_years,  
'mode': 'n-to-ne',  
'time': 'year',  
'time_origin': 'year',  
'unit': '-',  
}
```

```
base_output_n1 = {  
  'node_loc': 'North',  
  'node_dest': 'Northeast',  
  'commodity': 'electricity',  
  'year_vtg': vintage_years,  
  'year_act': act_years,  
  'mode': 'n-to-ne',  
  'time': 'year',  
  'time_dest': 'year',  
  'unit': '-',  
}
```

```
base_input_n2 = {  
  'node_loc': 'North',  
  'node_origin': 'Northeast',  
  'commodity': 'electricity',  
  'year_vtg': vintage_years,  
  'year_act': act_years,  
  'mode': 'ne-to-n',  
  'time': 'year',  
  'time_origin': 'year',  
  'unit': '-',  
}
```

```
base_output_n2 = {  
  'node_loc': 'North',  
  'node_dest': 'North',
```

```

    'commodity': 'electricity',
    'year_vtg': vintage_years,
    'year_act': act_years,
    'mode': 'ne-to-n',
    'time': 'year',
    'time_dest': 'year',
    'unit': '-',
}

```

```

#grids

```

```

grid_efficiency = 1/0.85
grid_out_n1      =      make_df(base_output_n1,      technology='grid1',
commodity='electricity',
                        level='secondary', value=1.0, unit="GWa")
scenario.add_par('output', grid_out_n1)

```

```

grid_in_n1       =      make_df(base_input_n1,       technology='grid1',
commodity='electricity',
                        level='secondary', value=grid_efficiency, unit="GWa")
scenario.add_par('input', grid_in_n1)

```

```

grid_out_n2      =      make_df(base_output_n2,      technology='grid1',
commodity='electricity',
                        level='secondary', value=1.0, unit="GWa")
scenario.add_par('output', grid_out_n2)

```

```

grid_in_n2       =      make_df(base_input_n2,       technology='grid1',
commodity='electricity',
                        level='secondary', value=grid_efficiency, unit="GWa")
scenario.add_par('input', grid_in_n2)

```

```

input_n = {
    'node_loc': 'North',
    'node_origin': 'North',
    'year_vtg': vintage_years,
    'year_act': act_years,
}

```

```

'mode': 'M1',
'time': 'year',
'time_origin': 'year',
'unit': '-',
}

output_n = {
    'node_loc': 'North',
    'node_dest': 'North',
    'year_vtg': vintage_years,
    'year_act': act_years,
    'mode': 'M1',
    'time': 'year',
    'time_dest': 'year',
    'unit': '-',
}

# regional grid

grid_eff = 1/0.9
grid_out_n = make_df(output_n, technology='grid_n', commodity='electricity',
                    level='final', value=1.0, unit="GWa")
scenario.add_par('output', grid_out_n)

grid_in_n = make_df(input_n, technology='grid_n', commodity='electricity',
                    level='secondary', value=grid_eff, unit="GWa")
scenario.add_par('input', grid_in_n)

#primary to secondary for hydro_ppl

n_hydro_out = {"hydro_4": 1,
               "hydro_8": 1,
               "hydro_9": 1}

for h_plant, val in n_hydro_out.items():
    h_plant_out_n = make_df(output_n, technology= h_plant, commodity=
'electricity',

```

```

        level='secondary', value= val, unit="GWa")

# Removing extra years based on lifetime
condition = h_plant_out_n['year_act'] < h_plant_out_n['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]
h_plant_out_n = h_plant_out_n.loc[condition]

scenario.add_par('output', h_plant_out_n)

n_hydro_out_2 = {"hydro_4": 1558.6,
                "hydro_8": 1317.0,
                "hydro_9": 4898.5}

for h_plant, val in n_hydro_out_2.items():
    wat = 'water_' + h_plant.split('hydro_')[1]
    h_plant_out_n_2 = make_df(output_n, technology= h_plant, commodity= wat,
                             level='secondary', value=val, unit="m^3/s")

# Removing extra years based on lifetime
condition = h_plant_out_n_2['year_act'] < h_plant_out_n_2['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]
h_plant_out_n_2 = h_plant_out_n_2.loc[condition]

scenario.add_par('output', h_plant_out_n_2)

n_hydro_in = {"hydro_4": 1558.6,
              "hydro_8": 1317.0,
              "hydro_9": 4898.5}

for h_plant, val in n_hydro_in.items():
    wat = 'water_' + h_plant.split('hydro_')[1]
    h_plant_in_n = make_df(input_n, technology= h_plant, commodity= wat,
                           level='primary', value= val, unit="m^3/s")

# Removing extra years based on lifetime
condition = h_plant_in_n['year_act'] < h_plant_in_n['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]

```

```

h_plant_in_n = h_plant_in_n.loc[condition]
scenario.add_par('input', h_plant_in_n)

for river in north_res:
    riv = 'water_' + river.split('river')[1]
    river_out_n = make_df(output_n, technology= river, commodity= riv,
                          level='primary', value=val, unit="m^3/s")
    scenario.add_par('output', river_out_n)

#secondary to secondary for sphs_ppl

n_sphs_out = {"sphs_4": 1,
              "sphs_8": 1,
              "sphs_9": 1}

for h_plant, val in n_sphs_out.items():
    h_plant_out_n_3 = make_df(output_n, technology= h_plant, commodity=
'electricity',
                              level='secondary', value= val, unit="Gwa")

    # Removing extra years based on lifetime
    condition = h_plant_out_n_3['year_act'] < h_plant_out_n_3['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]
    h_plant_out_n_3 = h_plant_out_n_3.loc[condition]

    scenario.add_par('output', h_plant_out_n_3)

n_sphs_out_2 = {"sphs_4": 73.,
                "sphs_8": 86.,
                "sphs_9": 23.}

for h_plant, val in n_sphs_out_2.items():
    wat = 'water_' + h_plant.split('sphs_')[1]
    h_plant_out_n_4 = make_df(output_n, technology= h_plant, commodity= wat,
                              level='secondary', value=val, unit="m^3/s")

```



```

# Removing extra years based on lifetime
condition = h_plant_out_n_4['year_act'] < h_plant_out_n_4['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]
h_plant_out_n_4 = h_plant_out_n_4.loc[condition]

scenario.add_par('output', h_plant_out_n_4)

n_sphs_in = {"sphs_4": 73.,
            "sphs_8": 86.,
            "sphs_9": 23.}

for h_plant, val in n_sphs_in.items():
    wat = 'water_' + h_plant.split('sphs_')[1]
    h_plant_in_n_2 = make_df(input_n, technology= h_plant, commodity= wat,
                             level='secondary', value= val, unit="m^3/s")

# Removing extra years based on lifetime
condition = h_plant_in_n_2['year_act'] < h_plant_in_n_2['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]

h_plant_in_n_2 = h_plant_in_n_2.loc[condition]
scenario.add_par('input', h_plant_in_n_2)

n_sphs_in_2 = {"sphs_4": 1.2,
              "sphs_8": 1.2,
              "sphs_9": 1.2}

for h_plant, val in n_sphs_in_2.items():
    h_plant_in_n_3 = make_df(input_n, technology= h_plant, commodity=
'electricity',
                             level='secondary', value= val, unit="GWa")

# Removing extra years based on lifetime
condition = h_plant_in_n_3['year_act'] < h_plant_in_n_3['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]

h_plant_in_n_3 = h_plant_in_n_3.loc[condition]

```

```

scenario.add_par('input', h_plant_in_n_3)

# secondary to final to water_supply

n_water_out = {"water_supply_4": 1558.6,
               "water_supply_8": 1317.0,
               "water_supply_9": 4898.5}

for w_supply, val in n_water_out.items():
    wat = 'water_' + w_supply.split('water_supply_')[1]
    w_supply_out_n = make_df(output_n, technology= w_supply, commodity=
wat,
                             level='final', value= val, unit="m^3/s")
    scenario.add_par('output', w_supply_out_n)

n_water_in = {"water_supply_4": 1558.6,
              "water_supply_8": 1317.0,
              "water_supply_9": 4898.5}

for w_supply, val in n_water_in.items():
    wat = 'water_' + w_supply.split('water_supply_')[1]
    w_supply_in_n = make_df(input_n, technology= w_supply, commodity= wat,
                             level='secondary', value= val, unit="m^3/s")

    scenario.add_par('input', w_supply_in_n)

#secondary to useful e_tecs

for tech in brazil_wind:
    tech_out_n = make_df(output_n, technology=tech, commodity='electricity',
                          level='secondary', value=1., unit="GWa")

    # Removing extra years based on lifetime
    condition = tech_out_n['year_act'] < tech_out_n['year_vtg'] + lifetimes[tech]
    tech_out_n = tech_out_n.loc[condition]

    scenario.add_par('output', tech_out_n)

```

```

for tech in plants:
    tech_out_n = make_df(output_n, technology=tech, commodity='electricity',
                        level='secondary', value=1., unit="GWa")

    # Removing extra years based on lifetime
    condition = tech_out_n['year_act'] < tech_out_n['year_vtg'] + lifetimes[tech]
    tech_out_n = tech_out_n.loc[condition]
    scenario.add_par('output', tech_out_n)

#secondary to final for batteries

for tech in battery_n:
    tech_out_n = make_df(output_n, technology=tech, commodity='electricity',
                        level='secondary', value=1., unit="GWa")

    # Removing extra years based on lifetime
    condition = tech_out_n['year_act'] < tech_out_n['year_vtg'] + lifetimes[tech]
    tech_out_n = tech_out_n.loc[condition]
    scenario.add_par('output', tech_out_n)

for tech in battery_n:
    tech_in_n = make_df(input_n, technology=tech, commodity='electricity',
                       level='secondary', value=1.2, unit="GWa")

    # Removing extra years based on lifetime
    condition = tech_in_n['year_act'] < tech_in_n['year_vtg'] + lifetimes[tech]
    tech_in_n = tech_in_n.loc[condition]
    scenario.add_par('input', tech_in_n)

base_capacity_factor_n = {
    'node_loc': 'North',
    'year_vtg': vintage_years,
    'year_act': act_years,
    'time': 'year',
    'unit': '-',
}

```

```

capacity_factor = {
  "hydro_4": 0.9, #EPE
  "hydro_8": 0.9, #EPE
  "hydro_9": 0.9, #EPE
  "sphs_4": 0.7, #EPE
  "sphs_8": 0.7, #EPE
  "sphs_9": 0.7, #EPE
  "bio_ppl": 0.33, #EPE
  "gas_ppl": 0.75, #EPE 56% of gas_ppl are combined cycle
  "gas_ppl_1": 0.75, #EPE 56% of gas_ppl are combined cycle
  "gas_ppl_2": 0.75, #EPE 56% of gas_ppl are combined cycle
  "gas_ppl_ccs": 0.75, #EPE 56% of gas_ppl are combined cycle
  "gas_ppl_ccs_1": 0.75, #EPE 56% of gas_ppl are combined cycle
  "gas_ppl_ccs_2": 0.75, #EPE 56% of gas_ppl are combined cycle
  "wind_ppl": 0.435, #EPE 0.4 in South and Southeast and 0.47 in North and
Northeast
  "coal_ppl": 0.69, #EPE
  "nuc_ppl": 0.85, #EPE - eff 33%
  "solar_pv_ppl": 0.3,
  "oil_ppl": 0.75,
  "grid1": 0.8,
  "batt_n": 0.85,
  "grid_n": 0.8,
}

```

```

for tec, val in capacity_factor.items():
  df = make_df(base_capacity_factor_n, technology=tec, value=val)
  # Removing extra years based on lifetime
  condition = df['year_act'] < df['year_vtg'] + lifetimes[tec]
  df = df.loc[condition]
  scenario.add_par('capacity_factor', df)

```

```

base_capacity_n = {
  'year_vtg': history,
  'time': 'year',
  'node_loc': 'North',
  'unit': 'GWa',

```

```
}
```

```
#base capacity [GW] in 07/2019 according to CCEE historical operation for each  
subsystem [North, Northeast, SE/MW, South]
```

```
thermal_capacity = 3.87
```

```
hydro_capacity= 22.12
```

```
transmission_capacity = 5.02
```

```
transmission_internal_capacity = 6.59
```

```
times = 10.
```

```
base_cap = {
```

```
    "hydro_4": 9.6/times,
```

```
    "hydro_8": 11.03/times,
```

```
    "hydro_9": 1.2/times,
```

```
    "sphs_4": 0./times,
```

```
    "sphs_8": 0./times,
```

```
    "sphs_9": 0./times,
```

```
    "bio_ppl": thermal_capacity*0.111/times,
```

```
    "gas_ppl": thermal_capacity*0.623/times,
```

```
    "gas_ppl_1": thermal_capacity*0./times,
```

```
    "gas_ppl_2": thermal_capacity*0./times,
```

```
    "gas_ppl_ccs": 0./times,
```

```
    "gas_ppl_ccs_1": 0./times,
```

```
    "gas_ppl_ccs_2": 0./times,
```

```
    "wind_ppl": 0.33/times,
```

```
    "coal_ppl": thermal_capacity*0.093/times,
```

```
    "nuc_ppl": 0./times,
```

```
    "solar_pv_ppl": 0.05/times,
```

```
    "oil_ppl": thermal_capacity*0.173/times,
```

```
    "grid1": transmission_capacity/times,
```

```
    "batt_n": 0./times,
```

```
    "grid_n": transmission_internal_capacity/times,
```

```
}
```

```
for tec, val in base_cap.items():
```

```
    df = make_df(base_capacity_n, technology=tec, value=val, unit= 'GW')
```

```
scenario.add_par('historical_new_capacity', df) #fixed_capacity or
fixed_new_capacity?
```

```
# %% Adding costs
```

```
base_inv_cost_n = {
  'node_loc': 'North',
  'year_vtg': horizon,
  'unit': 'MMUSD/GWa',
}
```

```
# Adding a new unit to the library
mp.add_unit('MMUSD/GWa')
```

```
# in $ / kW (specific investment cost) dollar price in 2015 R$ 3,87 source:
https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-456/NT%20PR%20007-2018%20Premissas%20e%20Custos%20Oferta%20de%20Energia%20EI%C3%A9trica.pdf
```

```
costs = {
  "hydro_4": 1352, #EPE mean value for UHE
  "hydro_8": 1352, #EPE mean value for UHE
  "hydro_9": 1352, #EPE mean value for UHE
  "sphs_4": 1500, #EPE
  "sphs_8": 1500, #EPE
  "sphs_9": 1500, #EPE
  "bio_ppl": 1200, #EPE
  "gas_ppl": 900, #EPE mean value
  "gas_ppl_1": 1000, #EPE mean value
  "gas_ppl_2": 1000, #EPE mean value
  "gas_ppl_ccs": 1.8*900, #PNE value
  "gas_ppl_ccs_1": 1.8*1000, #PNE value
  "gas_ppl_ccs_2": 1.8*1000, #PNE value
  "wind_ppl": 1200, #EPE mean value
  "coal_ppl": 2500, #EPE
```

```

    "nuc_ppl": 5000,#EPE
    "solar_pv_ppl":1100, #min value in EPE, max value is 1350
    "oil_ppl": 1100,
    'grid1': 359,
    "batt_n": 1271,#NREL study
    'grid_n': 205,
}

```

```

for tec, val in costs.items():
    df = make_df(base_inv_cost_n, technology=tec, value=val)
    scenario.add_par('inv_cost', df)

```

```

base_fix_cost_n = {
    'node_loc': 'North',
    'year_vtg': vintage_years,
    'year_act': act_years,
    'unit': 'MMUSD/GWa',
}

```

# in \$ / kW / year (every year a fixed quantity is destined to cover part of the O&M costs

# based on the size of the plant, e.g. lightening, labor, scheduled maintenance, etc.)

```

costs = {
    "hydro_4": 12.8, #EPE
    "hydro_8": 12.8, #EPE
    "hydro_9": 12.8,#EPE
    "sphs_4": 20.5, #EPE
    "sphs_8": 20.5, #EPE
    "sphs_9": 20.5,#EPE
    "bio_ppl": 30.8, #EPE
    "gas_ppl": 43.6,#EPE
    "gas_ppl_1": 43.6,#EPE
    "gas_ppl_2": 43.6,#EPE
    "gas_ppl_ccs": 43.6,#PNE
}

```

```

"gas_ppl_ccs_1": 43.6,#PNE
"gas_ppl_ccs_2": 43.6,#PNE
"wind_ppl": 25.6,#EPE
"coal_ppl": 89.7,#EPE
"nuc_ppl": 83.3, #EPE
"solar_pv_ppl":16.7, #EPE
"oil_ppl": 56.4,
"batt_n": 31.8, #NREL
}

for tec, val in costs.items():
    df = make_df(base_fix_cost_n, technology=tec, value=val)
    scenario.add_par('fix_cost', df)

### Adding variable cost = fuel cost to thermal power plants

var_cost_n = {
    'node_loc': 'North',
    'year_vtg': vintage_years,
    'year_act': act_years,
    'mode': 'M1',
    'time': 'year',
    'unit': 'MMUSD/GWa',
}

costs = {
    "gas_ppl": 219.8, #Considering Gas cost of 4 US$/MMBtu
    "gas_ppl_1": 329.8, #Considering Gas cost of 6 US$/MMBtu
    "gas_ppl_2": 439.7, #Considering Gas cost of 8 US$/MMBtu
    "gas_ppl_ccs": 219.8, #Considering Gas cost of 4 US$/MMBtu
    "gas_ppl_ccs_1": 329.8, #Considering Gas cost of 6 US$/MMBtu
    "gas_ppl_ccs_2": 439.7, #Considering Gas cost of 8 US$/MMBtu
    "coal_ppl": 298.7, #EPE
    "oil_ppl": 898,
    "bio_ppl":0.000001,#Considering an irrelevant cost to guarantee that the
generation can be different from capacity factor
}

```



```

for tec, val in costs.items():
    df = make_df(var_cost_n, technology=tec, value=val)
    scenario.add_par('var_cost', df)

# %% Activity and Capacity

### 1.1) North baseline and growth parameters
base_activity_n = {
    'node_loc': 'North',
    'year_act': history,
    'mode': 'M1',
    'time': 'year',
    'unit': 'GWa',
}

base_activity_n1 = {
    'node_loc': 'North',
    'year_act': history,
    'mode': 'n-to-ne',
    'time': 'year',
    'unit': 'GWa',
}

base_activity_n2 = {
    'node_loc': 'North',
    'year_act': history,
    'mode': 'ne-to-n',
    'time': 'year',
    'unit': 'GWa',
}

thermal_act = 1.82
hydro_act = 7.53
transmission_act_1 = 0.43*transmission_capacity
transmission_act_2 = 0.40*transmission_capacity
transmission_internal_act = 0.41*transmission_internal_capacity

```

```
#old activity basen on 2019 BEN
```

```
old_activity = {  
    "hydro_4": 0.35*9.6,  
    "hydro_8": 0.35*11.03,  
    "hydro_9": 0.35*1.2,  
    'bio_ppl': thermal_act *0.09,  
    'gas_ppl': thermal_act *0.81,  
    'gas_ppl_1': 0.,  
    'gas_ppl_2': 0.,  
    'gas_ppl_ccs': 0.,  
    'gas_ppl_ccs_1': 0.,  
    'gas_ppl_ccs_2': 0.,  
    'wind_ppl': 0.13,  
    'coal_ppl': thermal_act *0.09,  
    'nuc_ppl': 0.,  
    'solar_pv_ppl': 0.001,  
    'oil_ppl': thermal_act *0.01,  
    'grid_n': transmission_internal_act,  
}
```

```
# Adding the old activity of transmission sistem in both modes
```

```
old_activity_1 = {  
    'grid1': transmission_act_1,  
}
```

```
old_activity_2 = {  
    'grid1': transmission_act_2,  
}
```

```
for tec, val in old_activity.items():  
    df = make_df(base_activity_n, technology=tec, value=val)  
    scenario.add_par('historical_activity', df)
```

```
for tec, val in old_activity_1.items():  
    df = make_df(base_activity_n1, technology=tec, value=val)  
    scenario.add_par('historical_activity', df)
```

```

for tec, val in old_activity_2.items():
    df = make_df(base_activity_n2, technology=tec, value=val)
    scenario.add_par('historical_activity', df)

```

```

base_growth_n = {
    'node_loc': 'North',
    'year_act': horizon,
    'time': 'year',
    'mode': 'M1',
    'unit': 'Gwa',
}

```

# Bound activities of hydros based on this source peak generation between 2018-2020 for the subsystem in order to keep the historical production from this source

```

bound_technologies = {
    "hydro_4": 3.41,
    "hydro_8": 3.91,
    "hydro_9": 0.43,
}

```

```

for tec, val in bound_technologies.items():
    df = make_df(base_growth_n, technology=tec, value=val)
    scenario.add_par('bound_activity_up', df)

```

## Bound capacity up

```

total_cap_n = {'hydro_4': 9.6,
               'hydro_8': 11.03,
               'hydro_9': 1.2,
               #'sphs_4': 1.,
               #'sphs_8': 1.,
               #'sphs_9': 1.,
               'wind_ppl': 0.18,
               'nuc_ppl': 0.,
               'gas_ppl': 1.5*thermal_capacity*0.623,

```

```

'gas_ppl_1':2*thermal_capacity*0.623,
'gas_ppl_ccs':1.5*thermal_capacity*0.623,
'gas_ppl_ccs_1':2*thermal_capacity*0.623,
"bio_ppl": 3.,
'solar_pv_ppl': 5.,
'coal_ppl': 2.9,
'oil_ppl': 0.6, #oil ppl won't be able to raise up it's capacity on the
country, considering the environmental restrictions related to this resource.
#"batt_n": 10.,
}

```

```

base_capa = {
'node_loc': 'North',
'year_act': horizon,
#'time': 'year',
'unit': 'GW',
}

```

```

for tec, val in total_cap_n.items():
df = make_df(base_capa, technology=tec, value=val)
scenario.add_par('bound_total_capacity_up', df)

```

```

# %% 2) Northeast baseline

```

```

lifetimes = {
"hydro_3": 60, "sphs_3": 60, "bio_ppl": 20, "gas_ppl": 20, "gas_ppl_1": 20,
"gas_ppl_2": 20, "gas_ppl_ccs": 20, "gas_ppl_ccs_1": 20, "gas_ppl_ccs_2": 20,
"wind_ppl_int": 20, "wind_ppl_cos": 20,
"coal_ppl": 25, "nuc_ppl": 60, "solar_pv_ppl":20, "oil_ppl": 20, "batt_ne": 15,
"grid2": 25, "grid_ne": 25, "river3":1000,"water_supply_3":1000,
}

```

```

base_input_ne1 = {
'node_loc': 'Northeast',
'node_origin': 'Northeast',
'commodity': 'electricity',
'year_vtg': vintage_years,
}

```

```
'year_act': act_years,
'mode': 'ne-to-se',
'time': 'year',
'time_origin': 'year',
'unit': '-',
}

base_output_ne1 = {
  'node_loc': 'Northeast',
  'node_dest': 'Southeast',
  'commodity': 'electricity',
  'year_vtg': vintage_years,
  'year_act': act_years,
  'mode': 'ne-to-se',
  'time': 'year',
  'time_dest': 'year',
  'unit': '-',
}

base_input_ne2 = {
  'node_loc': 'Northeast',
  'node_origin': 'Southeast',
  'commodity': 'electricity',
  'year_vtg': vintage_years,
  'year_act': act_years,
  'mode': 'se-to-ne',
  'time': 'year',
  'time_origin': 'year',
  'unit': '-',
}

base_output_ne2 = {
  'node_loc': 'Northeast',
  'node_dest': 'Northeast',
  'commodity': 'electricity',
  'year_vtg': vintage_years,
  'year_act': act_years,
```

```

    'mode': 'se-to-ne',
    'time': 'year',
    'time_dest': 'year',
    'unit': '-',
}

#grids

grid_efficiency = 1/0.85
grid_out_ne1 = make_df(base_output_ne1, technology='grid2',
commodity='electricity',
                    level='secondary', value=1.0, unit="GWa")
scenario.add_par('output', grid_out_ne1)

grid_in_ne1 = make_df(base_input_ne1, technology='grid2',
commodity='electricity',
                    level='secondary', value=grid_efficiency, unit="GWa")
scenario.add_par('input', grid_in_ne1)

grid_out_ne2 = make_df(base_output_ne2, technology='grid2',
commodity='electricity',
                    level='secondary', value=1.0, unit="GWa")
scenario.add_par('output', grid_out_ne2)

grid_in_ne2 = make_df(base_input_ne2, technology='grid2',
commodity='electricity',
                    level='secondary', value=grid_efficiency, unit="GWa")
scenario.add_par('input', grid_in_ne2)

input_ne = {
    'node_loc': 'Northeast',
    'node_origin': 'Northeast',
    'year_vtg': vintage_years,
    'year_act': act_years,
    'mode': 'M1',
    'time': 'year',
    'time_origin': 'year',

```

```

    'unit': '-',
}

output_ne = {
    'node_loc': 'Northeast',
    'node_dest': 'Northeast',
    'year_vtg': vintage_years,
    'year_act': act_years,
    'mode': 'M1',
    'time': 'year',
    'time_dest': 'year',
    'unit': '-',
}

# regional grid

grid_eff = 1/0.9
grid_out_ne = make_df(output_ne, technology='grid_ne', commodity='electricity',
                      level='final', value=1.0, unit="GWa")
scenario.add_par('output', grid_out_ne)

grid_in_ne = make_df(input_ne, technology='grid_ne', commodity='electricity',
                    level='secondary', value=grid_eff, unit="GWa")
scenario.add_par('input', grid_in_ne)

#primary to secondary for hydro_ppl

ne_hydro_out = {"hydro_3": 1.,
               }
# REE 3

for h_plant, val in ne_hydro_out.items():
    h_plant_out_ne = make_df(output_ne, technology= h_plant, commodity=
'electricity',
                            level='secondary', value=val, unit="GWa")

# Removing extra years based on lifetime

```

```

        condition = h_plant_out_ne['year_act'] < h_plant_out_ne['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]
        h_plant_out_ne = h_plant_out_ne.loc[condition]
        scenario.add_par('output', h_plant_out_ne)

ne_hydro_out_2 = {"hydro_3": 595.1,
                }

for h_plant, val in ne_hydro_out_2.items():
    wat = 'water_' + h_plant.split('hydro_')[1]
    h_plant_out_ne_2 = make_df(output_ne, technology= h_plant, commodity=
wat,
                             level='secondary', value=val, unit="m^3/s")

    # Removing extra years based on lifetime
    condition = h_plant_out_ne_2['year_act'] < h_plant_out_ne_2['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]
    h_plant_out_ne_2 = h_plant_out_ne_2.loc[condition]

    scenario.add_par('output', h_plant_out_ne_2)

ne_hydro_in = {"hydro_3": 595.1,
              }

for h_plant, val in ne_hydro_in.items():
    wat = 'water_' + h_plant.split('hydro_')[1]
    h_plant_in_ne = make_df(input_ne, technology= h_plant, commodity= wat,
                             level='primary', value= val, unit="m^3/s")
    scenario.add_par('input', h_plant_in_ne)

for river in northeast_res:
    riv = 'water_' + river.split('river')[1]
    river_out_ne = make_df(output_ne, technology= river, commodity= riv,
                             level='primary', value=val, unit="m^3/s")
    scenario.add_par('output', river_out_ne)

#secondary to secondary for sphs_ppl

```



```

ne_sphs_out = {"sphs_3": 1,
              }

for h_plant, val in ne_sphs_out.items():
    h_plant_out_ne_3 = make_df(output_ne, technology= h_plant, commodity=
'electricity',
                              level='secondary', value= val, unit="GWa")

    # Removing extra years based on lifetime
    condition = h_plant_out_ne_3['year_act'] < h_plant_out_ne_3['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]
    h_plant_out_ne_3 = h_plant_out_ne_3.loc[condition]

    scenario.add_par('output', h_plant_out_ne_3)

ne_sphs_out_2 = {"sphs_3": 190.,
                }

for h_plant, val in ne_sphs_out_2.items():
    wat = 'water_' + h_plant.split('sphs_')[1]
    h_plant_out_ne_4 = make_df(output_ne, technology= h_plant, commodity=
wat,
                              level='secondary', value=val, unit="m^3/s")

    # Removing extra years based on lifetime
    condition = h_plant_out_ne_4['year_act'] < h_plant_out_ne_4['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]
    h_plant_out_ne_4 = h_plant_out_ne_4.loc[condition]

    scenario.add_par('output', h_plant_out_ne_4)

ne_sphs_in = {"sphs_3": 190.,
             }

for h_plant, val in ne_sphs_in.items():
    wat = 'water_' + h_plant.split('sphs_')[1]

```

```

h_plant_in_ne_2 = make_df(input_ne, technology= h_plant, commodity= wat,
                          level='secondary', value= val, unit="m^3/s")

# Removing extra years based on lifetime
condition = h_plant_in_ne_2['year_act'] < h_plant_in_ne_2['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]

h_plant_in_ne_2 = h_plant_in_ne_2.loc[condition]
scenario.add_par('input', h_plant_in_ne_2)

ne_sphs_in_2 = {"sphs_3": 1.2,
               }

for h_plant, val in ne_sphs_in_2.items():
    h_plant_in_ne_3 = make_df(input_ne, technology= h_plant, commodity=
'electricity',
                              level='secondary', value= val, unit="GWa")

# Removing extra years based on lifetime
condition = h_plant_in_ne_3['year_act'] < h_plant_in_ne_3['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]

h_plant_in_ne_3 = h_plant_in_ne_3.loc[condition]
scenario.add_par('input', h_plant_in_ne_3)

# secondary to final to water_supply

ne_water_out = {"water_supply_3": 595.1,
                }

for w_supply, val in ne_water_out.items():
    wat = 'water_' + w_supply.split('water_supply_')[1]
    w_supply_out_ne = make_df(output_ne, technology= w_supply, commodity=
wat,
                              level='final', value= val, unit="m^3/s")
    scenario.add_par('output', w_supply_out_ne)

```

```

ne_water_in = {"water_supply_3": 595.1,
              }

for w_supply, val in ne_water_in.items():
    wat = 'water_' + w_supply.split('water_supply_')[1]
    w_supply_in_ne = make_df(input_ne, technology= w_supply, commodity=
wat,
                             level='secondary', value= val, unit="m^3/s")
    scenario.add_par('input', w_supply_in_ne)

#secondary to useful e_tecs

for tech in plants:
    tech_out_ne = make_df(output_ne, technology=tech, commodity='electricity',
                          level='secondary', value=1., unit="GWa")
    # Removing extra years based on lifetime
    condition = tech_out_ne['year_act'] < tech_out_ne['year_vtg'] + lifetimes[tech]
    tech_out_ne = tech_out_ne.loc[condition]
    scenario.add_par('output', tech_out_ne)

for tech in northeast_wind:
    tech_out_ne = make_df(output_ne, technology=tech, commodity='electricity',
                          level='secondary', value=1., unit="GWa")
    # Removing extra years based on lifetime
    condition = tech_out_ne['year_act'] < tech_out_ne['year_vtg'] + lifetimes[tech]
    tech_out_ne = tech_out_ne.loc[condition]
    scenario.add_par('output', tech_out_ne)

#secondary to secondary for batteries

for tech in battery_ne:
    tech_out_ne = make_df(output_ne, technology=tech, commodity='electricity',
                          level='secondary', value=1., unit="GWa")

    # Removing extra years based on lifetime
    condition = tech_out_ne['year_act'] < tech_out_ne['year_vtg'] + lifetimes[tech]

```

```
tech_out_ne = tech_out_ne.loc[condition]
scenario.add_par('output', tech_out_ne)
```

```
for tech in battery_ne:
    tech_in_ne = make_df(input_ne, technology=tech, commodity='electricity',
                        level='secondary', value=1.2, unit="GWa")
    # Removing extra years based on lifetime
    condition = tech_in_ne['year_act'] < tech_in_ne['year_vtg'] + lifetimes[tech]
    tech_in_ne = tech_in_ne.loc[condition]
    scenario.add_par('input', tech_in_ne)
```

```
base_technical_lifetime_ne = {
    'node_loc': 'Northeast',
    'year_vtg': horizon,
    'unit': 'y',
}
```

```
for tec, val in lifetimes.items():
    df_ne = make_df(base_technical_lifetime_ne, technology=tec, value=val)
    scenario.add_par('technical_lifetime', df_ne)
```

```
base_capacity_factor_ne = {
    'node_loc': 'Northeast',
    'year_vtg': vintage_years,
    'year_act': act_years,
    'time': 'year',
    'unit': '-',
}
```

```
capacity_factor = {
    "hydro_3": 0.9, #EPE
    "sphs_3": 0.7, #EPE
    "bio_ppl": 0.33, #EPE
    "gas_ppl": 0.75, #EPE 56% of gas_ppl are combined cycle
    "gas_ppl_1": 0.75, #EPE 56% of gas_ppl are combined cycle
    "gas_ppl_2": 0.75, #EPE 56% of gas_ppl are combined cycle
```

```
"gas_ppl_ccs": 0.75,#EPE 56% of gas_ppl are combined cycle
"gas_ppl_ccs_1": 0.75,#EPE 56% of gas_ppl are combined cycle
"gas_ppl_ccs_2": 0.75,#EPE 56% of gas_ppl are combined cycle
"wind_ppl_cos": 0.47,#For now, the EPE data of 0.47 in North and Northeast
is maintained.
```

```
"wind_ppl_int": 0.47,#For now, the EPE data of 0.47 in North and Northeast is
maintained.
```

```
"coal_ppl": 0.69,#EPE
"nuc_ppl": 0.85, #EPE - eff 33%
"solar_pv_ppl":0.3,
"oil_ppl": 0.75, #EPE
"grid2": 0.8,
"batt_ne": 0.85,
"grid_ne": 0.8,
}
```

```
for tec, val in capacity_factor.items():
```

```
    df = make_df(base_capacity_factor_ne, technology=tec, value=val)
    # Removing extra years based on lifetime
    condition = df['year_act'] < df['year_vtg'] + lifetimes[tec]
    df = df.loc[condition]
    scenario.add_par('capacity_factor', df)
```

```
base_capacity_ne = {
    'year_vtg': history,
    'time': 'year',
    'node_loc': 'Northeast',
    'unit': 'GWa',
}
```

```
#base capacity [GW] of the BES in 2019 according to ONS historical operation
for each subsystem [North, Northeast, SE/MW, South]
```

```
thermal_capacity = 8.40
hydro_capacity = 11.0
transmission_capacity = 2.51
transmission_internal_capacity = 13.23
base_cap = {
```

```

"hydro_3": 8.3/times,
"sphs_3": 0./times,
"bio_ppl": thermal_capacity*0.164/times,
"gas_ppl": thermal_capacity*0.359/times,
"gas_ppl_1": thermal_capacity*0./times,
"gas_ppl_2": thermal_capacity*0./times,
"gas_ppl_ccs": 0./times,
"gas_ppl_ccs_1": 0./times,
"gas_ppl_ccs_2": 0./times,
"wind_ppl_cos": 6.2/times,
"wind_ppl_int": 5.94/times,
"coal_ppl": thermal_capacity*0.129/times,
"nuc_ppl": 0./times,
"solar_pv_ppl": 1.4/times,
"oil_ppl": thermal_capacity*0.348/times,
"grid2": transmission_capacity/times,
"batt_ne": 0./times,
"grid_ne": transmission_internal_capacity/times,
}

```

```

for tec, val in base_cap.items():
    df = make_df(base_capacity_ne, technology=tec, value=val, unit= 'GW')
    scenario.add_par('historical_new_capacity', df) #fixed_capacity or
fixed_new_capacity?

```

```

# %% Adding costs

```

```

base_inv_cost_ne = {
    'node_loc': 'Northeast',
    'year_vtg': horizon,
    'unit': 'MMUSD/GWa',
}

```

# in \$ / kW (specific investment cost) dollar price in 2015 R\$ 3,87 source:  
<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico->

456/NT%20PR%20007-

2018%20Premissas%20e%20Custos%20Oferta%20de%20Energia%20EI%C3%A9tric  
a.pdf

```
costs = {
    "hydro_3": 1352,#EPE mean value for UHE
    "sphs_3": 1500,#EPE
    "bio_ppl": 1200,#EPE
    "gas_ppl": 900, #EPE mean value
    "gas_ppl_1": 1000, #EPE mean value
    "gas_ppl_2": 1000, #EPE mean value
    "gas_ppl_ccs": 1.8*900, #PNE
    "gas_ppl_ccs_1": 1.8*1000, #PNE
    "gas_ppl_ccs_2": 1.8*1000, #PNE
    "wind_ppl_cos": 1200,#It will be considered same values. The only difference
will be capacity factor
    "wind_ppl_int": 1200,#It will be considered same values. The only difference
will be capacity factor
    "coal_ppl": 2500, #EPE
    "nuc_ppl": 5000,#EPE
    "solar_pv_ppl":1100, #min value in EPE, max value is 1350
    "oil_ppl": 1100,
    'grid2': 359,
    "batt_ne": 1271, #NREL study
    'grid_ne': 205,
}

for tec, val in costs.items():
    df = make_df(base_inv_cost_ne, technology=tec, value=val)
    scenario.add_par('inv_cost', df)

base_fix_cost_ne = {
    'node_loc': 'Northeast',
    'year_vtg': vintage_years,
    'year_act': act_years,
    'unit': 'MMUSD/GWa',
}
```

# in \$ / kW / year (every year a fixed quantity is destined to cover part of the O&M costs

# based on the size of the plant, e.g. lightning, labor, scheduled maintenance, etc.)

```
costs = {
    "hydro_3": 12.8,#EPE
    "sphs_3": 20.5,#EPE
    "bio_ppl": 30.8, #EPE
    "gas_ppl": 43.6,#EPE
    "gas_ppl_1": 43.6,#EPE
    "gas_ppl_2": 43.6,#EPE
    "gas_ppl_ccs": 43.6,#EPE
    "gas_ppl_ccs_1": 43.6,#EPE
    "gas_ppl_ccs_2": 43.6,#EPE
    "wind_ppl_cos": 25.6,#EPE
    "wind_ppl_int": 25.6,#EPE
    "coal_ppl": 89.7,#EPE
    "nuc_ppl": 83.3, #EPE
    "solar_pv_ppl":16.7, #EPE
    "oil_ppl": 56.4,
    "batt_ne": 31.8,#NREL
}

for tec, val in costs.items():
    df = make_df(base_fix_cost_ne, technology=tec, value=val)
    scenario.add_par('fix_cost', df)

### Adding variable cost = fuel cost to thermal power plants
var_cost_ne = {
    'node_loc': 'Northeast',
    'year_vtg': vintage_years,
    'year_act': act_years,
    'mode': 'M1',
    'time': 'year',
    'unit': 'MMUSD/GWa',
}
```



```

costs = {
  "gas_ppl": 219.8, #EPE mean value
  "gas_ppl_1": 329.8, #EPE mean value
  "gas_ppl_2": 439.7, #EPE mean value
  "gas_ppl_ccs": 219.8, #EPE mean value
  "gas_ppl_ccs_1": 329.8, #EPE mean value
  "gas_ppl_ccs_2": 439.7, #EPE mean value
  "coal_ppl": 298.7, #EPE
  "oil_ppl": 898,
  "bio_ppl":0.000001,#Considering an irrelevant cost to guarantee that the
generation can be different from capacity factor
}

```

```

for tec, val in costs.items():
  df = make_df(var_cost_ne, technology=tec, value=val)
  scenario.add_par('var_cost', df)

```

```

# %% Acitivity and Capacity

```

```

### 2.2) Northeast base and growth

```

```

base_activity_ne = {
  'node_loc': 'Northeast',
  'year_act': history,
  'mode': 'M1',
  'time': 'year',
  'unit': 'GWa',
}

```

```

base_activity_ne1 = {
  'node_loc': 'Northeast',
  'year_act': history,
  'mode': 'ne-to-se',
  'time': 'year',
  'unit': 'GWa',
}

```

```

}
base_activity_ne2 = {
  'node_loc': 'Northeast',
  'year_act': history,
  'mode': 'se-to-ne',
  'time': 'year',
  'unit': 'GWa',
}

thermal_act = 1.98
hydro_act = 2.47
transmission_act_1 = 0.49*transmission_capacity
transmission_act_2 = 0.24*transmission_capacity
transmission_internal_act = 0.42*transmission_internal_capacity

```

#old activity basen on 2019 BEN

```

old_activity = {
  "hydro_3": 0.3*8.3,
  'bio_ppl': thermal_act*0.102,
  'gas_ppl': thermal_act*0.493,
  'gas_ppl_1': thermal_act*0.,
  'gas_ppl_2': thermal_act*0.,
  'gas_ppl_ccs': 0.,
  'gas_ppl_ccs_1': 0.,
  'gas_ppl_ccs_2': 0.,
  'wind_ppl_cos': 2.86,#Based on 2019 BEN 5.54 GWa informed, using
percentages of generation from 2018 in RN and CE compared to the total amount of
Northeast region.
  'wind_ppl_int': 2.68,#Based on 2019 BEN 5.54 GWa informed, using
percentages of generation from 2018 in BA and PI compared to the total amount of
Northeast region.
  'coal_ppl': thermal_act*0.335,
  'nuc_ppl': 0. ,
  'solar_pv_ppl': 0.37,
  'oil_ppl': thermal_act *0.071,
  'grid_ne': transmission_internal_act,
}

```

```
# Adding the old activity of transmission sistem in both modes
```

```
old_activity_1 = {  
    'grid2': transmission_act_1,  
}
```

```
old_activity_2 = {  
    'grid2': transmission_act_2,  
}
```

```
for tec, val in old_activity.items():  
    df = make_df(base_activity_ne, technology=tec, value=val)  
    scenario.add_par('historical_activity', df)
```

```
for tec, val in old_activity_1.items():  
    df = make_df(base_activity_ne1, technology=tec, value=val)  
    scenario.add_par('historical_activity', df)
```

```
for tec, val in old_activity_2.items():  
    df = make_df(base_activity_ne2, technology=tec, value=val)  
    scenario.add_par('historical_activity', df)
```

```
base_growth_ne = {  
    'node_loc': 'Northeast',  
    'year_act': horizon,  
    'time': 'year',  
    'mode': 'M1',  
    'unit': 'GWa',  
}
```

```
# Bound activities of hydros based on this source peak generation between 2018-  
2020 for the subsystem in order to keep the historical production from this source
```

```
bound_technologies = {  
    "hydro_3": 4.33,  
}
```

```

for tec, val in bound_technologies.items():
    df = make_df(base_growth_ne, technology=tec, value=val)
    scenario.add_par('bound_activity_up', df)

## Bound capacity

total_cap_ne = {'hydro_3': 8.3,
                #'sphs_3': 1.,
                'wind_ppl_cos': 80,
                'wind_ppl_int': 80,
                'solar_pv_ppl': 10,
                "gas_ppl": 4.71,
                "gas_ppl_1": 16,
                "gas_ppl_ccs": 4.71,
                "gas_ppl_ccs_1": 16,
                'nuc_ppl': 0.,
                "bio_ppl": 5.,
                'coal_ppl': 7.0,
                'oil_ppl': 2.9, #oil ppl won't be able to raise up it's capacity on the
country, considering the environmental restrictions related to this resource
                #"batt_ne": 20,
}

base_capa = {
    'node_loc': 'Northeast',
    'year_act': horizon,
    #'time': 'year',
    'unit': 'GW',
}

for tec, val in total_cap_ne.items():
    df = make_df(base_capa, technology=tec, value=val)
    scenario.add_par('bound_total_capacity_up', df)

# %% 3) Southeast baseline

lifetimes = {

```

```

    "hydro_1": 60, "hydro_5": 60, "hydro_6": 60, "hydro_7": 60, "hydro_10": 60,
    "hydro_12": 60,
    "sphs_1": 60, "sphs_6": 60, "sphs_7": 60, "sphs_10": 60, "sphs_12": 60,
    "bio_ppl": 20, "gas_ppl": 20, "gas_ppl_1": 20, "gas_ppl_2": 20, "gas_ppl_ccs":
    20, "gas_ppl_ccs_1": 20, "gas_ppl_ccs_2": 20, "wind_ppl": 20, "coal_ppl": 25, "batt_se":
    15,
    "nuc_ppl": 60, "solar_pv_ppl": 20, "oil_ppl": 20,
    "grid3": 25, "grid_se": 25, "river1": 1000, "river5": 1000, "river6": 1000,
    "river7": 1000, "river10": 1000, "river12": 1000,
    "water_supply_1": 1000, "water_supply_5": 1000, "water_supply_6": 1000,
    "water_supply_7": 1000, "water_supply_10": 1000, "water_supply_12": 1000
  }

```

```

base_input_se1 = {
  'node_loc': 'Southeast',
  'node_origin': 'Southeast',
  'commodity': 'electricity',
  'year_vtg': vintage_years,
  'year_act': act_years,
  'mode': 'se-to-n',
  'time': 'year',
  'time_origin': 'year',
  'unit': '-',
}

```

```

base_output_se1 = {
  'node_loc': 'Southeast',
  'node_dest': 'North',
  'commodity': 'electricity',
  'year_vtg': vintage_years,
  'year_act': act_years,
  'mode': 'se-to-n',
  'time': 'year',
  'time_dest': 'year',
  'unit': '-',
}

```

```

base_input_se2 = {
  'node_loc': 'Southeast',
  'node_origin': 'North',
  'commodity': 'electricity',
  'year_vtg': vintage_years,
  'year_act': act_years,
  'mode': 'n-to-se',
  'time': 'year',
  'time_origin': 'year',
  'unit': '-',
}

```

```

base_output_se2 = {
  'node_loc': 'Southeast',
  'node_dest': 'Southeast',
  'commodity': 'electricity',
  'year_vtg': vintage_years,
  'year_act': act_years,
  'mode': 'n-to-se',
  'time': 'year',
  'time_dest': 'year',
  'unit': '-',
}

```

#grids

```

grid_efficiency = 1/0.85
grid_out_se1 = make_df(base_output_se1, technology='grid3',
commodity='electricity',
                      level='secondary', value=1.0, unit="GWa")
scenario.add_par('output', grid_out_se1)

grid_in_se1 = make_df(base_input_se1, technology='grid3',
commodity='electricity',
                  level='secondary', value=grid_efficiency, unit="GWa")
scenario.add_par('input', grid_in_se1)

```

```

grid_out_se2      =      make_df(base_output_se2,      technology='grid3',
commodity='electricity',
                    level='secondary', value=1.0, unit="GWa")
scenario.add_par('output', grid_out_se2)

```

```

grid_in_se2       =      make_df(base_input_se2,        technology='grid3',
commodity='electricity',
                    level='secondary', value=grid_efficiency, unit="GWa")
scenario.add_par('input', grid_in_se2)

```

```

input_se = {
  'node_loc': 'Southeast',
  'node_origin': 'Southeast',
  'year_vtg': vintage_years,
  'year_act': act_years,
  'mode': 'M1',
  'time': 'year',
  'time_origin': 'year',
  'unit': '-',
}

```

```

output_se = {
  'node_loc': 'Southeast',
  'node_dest': 'Southeast',
  'year_vtg': vintage_years,
  'year_act': act_years,
  'mode': 'M1',
  'time': 'year',
  'time_dest': 'year',
  'unit': '-',
}

```

```
# regional grid
```

```

grid_eff = 1/0.9
grid_out_se = make_df(output_se, technology='grid_se', commodity='electricity',
                      level='final', value=1.0, unit="GWa")

```

```

scenario.add_par('output', grid_out_se)

grid_in_se = make_df(input_se, technology='grid_se', commodity='electricity',
                    level='secondary', value=grid_eff, unit="GWa")
scenario.add_par('input', grid_in_se)

se_hydro_out = {"hydro_1": 1,
                "hydro_5": 1.,
                "hydro_6": 1.,
                "hydro_7": 1.,
                "hydro_10": 1.,
                "hydro_12": 1.,
                }

for h_plant, val in se_hydro_out.items():
    h_plant_out_se = make_df(output_se, technology= h_plant, commodity=
'electricity',
                            level='secondary', value=val, unit="GWa")

    # Removing extra years based on lifetime
    condition = h_plant_out_se['year_act'] < h_plant_out_se['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]
    h_plant_out_se = h_plant_out_se.loc[condition]
    scenario.add_par('output', h_plant_out_se)

se_hydro_out_2 = {"hydro_1": 456.0,
                  "hydro_5": 968.0,
                  "hydro_6": 3793.4,
                  "hydro_7": 1205.3,
                  "hydro_10": 560.6,
                  "hydro_12": 1004.9,
                  }

for h_plant, val in se_hydro_out_2.items():
    wat = 'water_' + h_plant.split('hydro_')[1]

```



```

h_plant_out_se_2 = make_df(output_se, technology= h_plant, commodity=
wat,
    level='secondary', value=val, unit="m^3/s")

# Removing extra years based on lifetime
condition = h_plant_out_se_2['year_act'] < h_plant_out_se_2['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]
h_plant_out_se_2 = h_plant_out_se_2.loc[condition]
scenario.add_par('output', h_plant_out_se_2)

se_hydro_in = {"hydro_1": 456.0,
"hydro_5": 968.0,
"hydro_6": 3793.4,
"hydro_7": 1205.3,
"hydro_10": 560.6,
"hydro_12": 1004.9,
}

for h_plant, val in se_hydro_in.items():
    wat = 'water_' + h_plant.split('hydro_')[1]
    h_plant_in_se = make_df(input_se, technology= h_plant, commodity= wat,
        level='primary', value= val, unit="m^3/s")

    # Removing extra years based on lifetime
    condition = h_plant_in_se['year_act'] < h_plant_in_se['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]
    h_plant_in_se = h_plant_in_se.loc[condition]
    scenario.add_par('input', h_plant_in_se)

for river in southeast_res:
    riv = 'water_' + river.split('river')[1]
    river_out_se = make_df(output_se, technology= river, commodity= riv,
        level='primary', value=val, unit="m^3/s")
    scenario.add_par('output', river_out_se)

#secondary to secondary for sphs_ppl

```

```

se_sphs_out = {"sphs_1": 1,
               "sphs_6": 1,
               "sphs_7": 1,
               "sphs_10": 1,
               "sphs_12": 1
               }

for h_plant, val in se_sphs_out.items():
    h_plant_out_se_3 = make_df(output_se, technology= h_plant, commodity=
'electricity',
                              level='secondary', value= val, unit="GWa")

    # Removing extra years based on lifetime
    condition = h_plant_out_se_3['year_act'] < h_plant_out_se_3['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]
    h_plant_out_se_3 = h_plant_out_se_3.loc[condition]

    scenario.add_par('output', h_plant_out_se_3)

se_sphs_out_2 = {"sphs_1": 248,
                 "sphs_6": 30,
                 "sphs_7": 94,
                 "sphs_10": 202,
                 "sphs_12": 112
                 }

for h_plant, val in se_sphs_out_2.items():
    wat = 'water_' + h_plant.split('sphs_')[1]
    h_plant_out_se_4 = make_df(output_se, technology= h_plant, commodity=
wat,
                              level='secondary', value=val, unit="m^3/s")

    # Removing extra years based on lifetime
    condition = h_plant_out_se_4['year_act'] < h_plant_out_se_4['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]
    h_plant_out_se_4 = h_plant_out_se_4.loc[condition]

```

```

scenario.add_par('output', h_plant_out_se_4)

se_sphs_in = {"sphs_1": 248,
              "sphs_6": 30,
              "sphs_7": 94,
              "sphs_10": 202,
              "sphs_12": 112
              }

for h_plant, val in se_sphs_in.items():
    wat = 'water_' + h_plant.split('sphs_')[1]
    h_plant_in_se_2 = make_df(input_se, technology= h_plant, commodity= wat,
                             level='secondary', value= val, unit="m^3/s")

    # Removing extra years based on lifetime
    condition = h_plant_in_se_2['year_act'] < h_plant_in_se_2['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]

    h_plant_in_se_2 = h_plant_in_se_2.loc[condition]
    scenario.add_par('input', h_plant_in_se_2)

se_sphs_in_2 = {"sphs_1": 1.2,
                "sphs_6": 1.2,
                "sphs_7": 1.2,
                "sphs_10": 1.2,
                "sphs_12": 1.2
                }

for h_plant, val in se_sphs_in_2.items():
    h_plant_in_se_3 = make_df(input_se, technology= h_plant, commodity=
'electricity',
                             level='secondary', value= val, unit="GWa")

    # Removing extra years based on lifetime
    condition = h_plant_in_se_3['year_act'] < h_plant_in_se_3['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]

```

```

h_plant_in_se_3 = h_plant_in_se_3.loc[condition]
scenario.add_par('input', h_plant_in_se_3)

# secondary to final to water_supply

se_water_out = {"water_supply_1": 456.0,
                "water_supply_5": 968.0,
                "water_supply_6": 3793.4,
                "water_supply_7": 1205.3,
                "water_supply_10": 560.6,
                "water_supply_12": 1004.9,
                }

for w_supply, val in se_water_out.items():
    wat = 'water_' + w_supply.split('water_supply_')[1]
    w_supply_out_se = make_df(output_se, technology= w_supply, commodity=
wat,
                             level='final', value= val, unit="m^3/s")
    scenario.add_par('output', w_supply_out_se)

se_water_in = {"water_supply_1": 456.0,
               "water_supply_5": 968.0,
               "water_supply_6": 3793.4,
               "water_supply_7": 1205.3,
               "water_supply_10": 560.6,
               "water_supply_12": 1004.9,
               }

for w_supply, val in se_water_in.items():
    wat = 'water_' + w_supply.split('water_supply_')[1]
    w_supply_in_se = make_df(input_se, technology= w_supply, commodity= wat,
                             level='secondary', value= val, unit="m^3/s")
    scenario.add_par('input', w_supply_in_se)

#secondary to useful e_tecs

for tech in brazil_wind:

```

```

tech_out_se = make_df(output_se, technology=tech, commodity='electricity',
                      level='secondary', value=1., unit="GWa")
# Removing extra years based on lifetime
condition = tech_out_se['year_act'] < tech_out_se['year_vtg'] + lifetimes[tech]
tech_out_se = tech_out_se.loc[condition]
scenario.add_par('output', tech_out_se)

```

for tech in plants:

```

tech_out_se = make_df(output_se, technology=tech, commodity='electricity',
                      level='secondary', value=1., unit="GWa")
# Removing extra years based on lifetime
condition = tech_out_se['year_act'] < tech_out_se['year_vtg'] + lifetimes[tech]
tech_out_se = tech_out_se.loc[condition]
scenario.add_par('output', tech_out_se)

```

#secondary to secondary for batteries

for tech in battery\_se:

```

tech_out_se = make_df(output_se, technology=tech, commodity='electricity',
                      level='secondary', value=1., unit="GWa")

```

```

# Removing extra years based on lifetime
condition = tech_out_se['year_act'] < tech_out_se['year_vtg'] + lifetimes[tech]
tech_out_se = tech_out_se.loc[condition]
scenario.add_par('output', tech_out_se)

```

for tech in battery\_se:

```

tech_in_se = make_df(input_se, technology=tech, commodity='electricity',
                    level='secondary', value=1.2, unit="GWa")

```

```

# Removing extra years based on lifetime
condition = tech_in_se['year_act'] < tech_in_se['year_vtg'] + lifetimes[tech]
tech_in_se = tech_in_se.loc[condition]
scenario.add_par('input', tech_in_se)

```

```

base_technical_lifetime_se = {
    'node_loc': 'Southeast',
    'year_vtg': horizon,

```

```
'unit': 'y',  
}
```

```
for tec, val in lifetimes.items():
```

```
    df_se = make_df(base_technical_lifetime_se, technology=tec, value=val)  
    scenario.add_par('technical_lifetime', df_se)
```

```
base_capacity_factor_se = {  
    'node_loc': 'Southeast',  
    'year_vtg': vintage_years,  
    'year_act': act_years,  
    'time': 'year',  
    'unit': '-',  
}
```

```
capacity_factor = {  
    "hydro_1": 0.9, #EPE  
    "hydro_5": 0.9,#EPE  
    "hydro_6": 0.9,#EPE  
    "hydro_7": 0.9,#EPE  
    "hydro_10": 0.9,#EPE  
    "hydro_12": 0.9,#EPE  
    "sphs_1": 0.7, #EPE  
    "sphs_6": 0.7,#EPE  
    "sphs_7": 0.7,#EPE  
    "sphs_10": 0.7,#EPE  
    "sphs_12": 0.7,#EPE  
    "bio_ppl": 0.33, #EPE  
    "gas_ppl": 0.75,#EPE 56% of gas_ppl are combined cycle  
    "gas_ppl_1": 0.75,#EPE 56% of gas_ppl are combined cycle  
    "gas_ppl_2": 0.75,#EPE 56% of gas_ppl are combined cycle  
    "gas_ppl_ccs": 0.75,#EPE 56% of gas_ppl are combined cycle  
    "gas_ppl_ccs_1": 0.75,#EPE 56% of gas_ppl are combined cycle  
    "gas_ppl_ccs_2": 0.75,#EPE 56% of gas_ppl are combined cycle  
    "wind_ppl": 0.435,#EPE 0.4 in South and Southeast and 0.47 in North and  
Northeast  
    "coal_ppl": 0.69,#EPE
```

```

    "nuc_ppl": 0.85, #EPE - eff 33%
    "solar_pv_ppl":0.29,
    "oil_ppl": 0.75, #EPE
    "grid3": 0.8,
    "batt_se": 0.85,
    "grid_se": 0.8,
}

```

```

for tec, val in capacity_factor.items():
    df = make_df(base_capacity_factor_se, technology=tec, value=val)
    # Removing extra years based on lifetime
    condition = df['year_act'] < df['year_vtg'] + lifetimes[tec]
    df = df.loc[condition]
    scenario.add_par('capacity_factor', df)

```

```

base_capacity_se = {
    'year_vtg': history,
    'time': 'year',
    'node_loc': 'Southeast',
    'unit': 'GWa',
}

```

#base capacity [GW] of the BES in 2019 according to ONS historical operation  
for each subsystem [North, Northeast, SE/MW, South]

```

thermal_capacity = 18.69
hydro_capacity = 65.2
transmission_capacity = 9.46
transmission_internal_capacity = 51.2
base_cap = {
    "hydro_1": 6.4/times,
    "hydro_5": 14./times,
    "hydro_6": 7.3/times,
    "hydro_7": 3.2/times,
    "hydro_10": 27.6/times,
    "hydro_12": 2.4/times,
    "sphs_1": 0./times,
    "sphs_6": 0./times,
}

```

```

"sphs_7": 0./times,
"sphs_10": 0./times,
"sphs_12": 0./times,
"bio_ppl": thermal_capacity*0.552/times,
"gas_ppl": thermal_capacity*0.364/times,
"gas_ppl_1": thermal_capacity*0./times,
"gas_ppl_2": thermal_capacity*0./times,
"gas_ppl_ccs": 0./times,
"gas_ppl_ccs_1": 0./times,
"gas_ppl_ccs_2": 0./times,
"wind_ppl": 0.03/times,
"coal_ppl": thermal_capacity*0.0/times,
"nuc_ppl": 2.0/times,
"solar_pv_ppl": 0.74/times,
"oil_ppl": thermal_capacity*0.084/times,
"grid3": transmission_capacity/times,
"batt_se": 0./times,
"grid_se": transmission_internal_capacity/times,
}

```

```

for tec, val in base_cap.items():
    df = make_df(base_capacity_se, technology=tec, value=val, unit= 'GW')
    scenario.add_par('historical_new_capacity', df) #fixed_capacity or
fixed_new_capacity?

```

```

# %% Adding costs

```

```

base_inv_cost_se = {
    'node_loc': 'Southeast',
    'year_vtg': horizon,
    'unit': 'MMUSD/GWa',
}

```

# in \$ / kW (specific investment cost) dollar price in 2015 R\$ 3,87 source:  
<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico->



456/NT%20PR%20007-

2018%20Premissas%20e%20Custos%20Oferta%20de%20Energia%20El%C3%A9tric  
a.pdf

```
costs = {
    "hydro_1": 1352,#EPE mean value for UHE
    "hydro_5": 1352,#EPE mean value for UHE
    "hydro_6": 1352,#EPE mean value for UHE
    "hydro_7": 1352,#EPE mean value for UHE
    "hydro_10": 1352,#EPE mean value for UHE
    "hydro_12": 1352,#EPE mean value for UHE
    "sphs_1": 1500,#EPE
    "sphs_6": 1500,#EPE
    "sphs_7": 1500,#EPE
    "sphs_10": 1500,#EPE
    "sphs_12": 1500,#EPE
    "bio_ppl": 1200,#EPE
    "gas_ppl": 900, #EPE mean value
    "gas_ppl_1": 1000, #EPE mean value
    "gas_ppl_2": 1000, #EPE mean value
    "gas_ppl_ccs": 1.8*900, #EPE mean value
    "gas_ppl_ccs_1": 1.8*1000, #EPE mean value
    "gas_ppl_ccs_2": 1.8*1000, #EPE mean value
    "wind_ppl": 1200,#EPE mean value
    "coal_ppl": 2500, #EPE
    "nuc_ppl": 5000,#EPE
    "solar_pv_ppl":1100, #min value in EPE, max value is 1350
    "oil_ppl": 1100,
    'grid3': 462,
    "batt_se": 1271, #NREL study
    'grid_se': 205,
}

for tec, val in costs.items():
    df = make_df(base_inv_cost_se, technology=tec, value=val)
    scenario.add_par('inv_cost', df)

base_fix_cost_se = {
```

```
'node_loc': 'Southeast',  
'year_vtg': vintage_years,  
'year_act': act_years,  
'unit': 'MMUSD/GWa',  
}
```

```
costs = {  
    "hydro_1": 12.8,  
    "hydro_5": 12.8,  
    "hydro_6": 12.8,  
    "hydro_7": 12.8,  
    "hydro_10": 12.8,  
    "hydro_12": 12.8,  
    "sphs_1": 20.5,#EPE  
    "sphs_6": 20.5,#EPE  
    "sphs_7": 20.5,#EPE  
    "sphs_10": 20.5,#EPE  
    "sphs_12": 20.5,#EPE  
    "bio_ppl": 30.8, #EPE  
    "gas_ppl": 43.6,#EPE  
    "gas_ppl_1": 43.6,#EPE  
    "gas_ppl_2": 43.6,#EPE  
    "gas_ppl_ccs": 43.6,#EPE  
    "gas_ppl_ccs_1": 43.6,#EPE  
    "gas_ppl_ccs_2": 43.6,#EPE  
    "wind_ppl": 25.6,#EPE  
    "coal_ppl": 89.7,#EPE  
    "nuc_ppl": 83.3, #EPE  
    "solar_pv_ppl":16.7, #EPE  
    "oil_ppl": 56.4,  
    "batt_se": 31.8, #NREL  
}
```

```
for tec, val in costs.items():  
    df = make_df(base_fix_cost_se, technology=tec, value=val)  
    scenario.add_par('fix_cost', df)
```

```
### Adding variable cost = fuel cost to thermal power plants
```

```
var_cost_se = {  
  'node_loc': 'Southeast',  
  'year_vtg': vintage_years,  
  'year_act': act_years,  
  'mode': 'M1',  
  'time': 'year',  
  'unit': 'MMUSD/GWa',  
}
```

```
costs = {  
  "gas_ppl": 219.8, #EPE mean value  
  "gas_ppl_1": 329.8, #EPE mean value  
  "gas_ppl_2": 439.7, #EPE mean value  
  "gas_ppl_ccs": 219.8, #EPE mean value  
  "gas_ppl_ccs_1": 329.8, #EPE mean value  
  "gas_ppl_ccs_2": 439.7, #EPE mean value  
  "coal_ppl": 298.7, #EPE  
  "oil_ppl": 898,  
  "nuc_ppl": 53.3,  
  "bio_ppl":0.000001, #Considering an irrelevant cost to guarantee that the  
generation can be different from capacity factor  
}
```

```
for tec, val in costs.items():  
  df = make_df(var_cost_se, technology=tec, value=val)  
  scenario.add_par('var_cost', df)
```

```
# %% Acitivity and Capacity
```

```
### 3.1) Southeast base and growth
```

```
base_activity_se = {  
  'node_loc': 'Southeast',  
  'year_act': history,
```

```
'mode': 'M1',  
'time': 'year',  
'unit': 'GWa',  
}
```

```
base_activity_se1 = {  
  'node_loc': 'Southeast',  
  'year_act': history,  
  'mode': 'n-to-se',  
  'time': 'year',  
  'unit': 'GWa',  
}
```

```
base_activity_se2 = {  
  'node_loc': 'Southeast',  
  'year_act': history,  
  'mode': 'se-to-n',  
  'time': 'year',  
  'unit': 'GWa',  
}
```

thermal\_act = 5.11

hydro\_act = 28.93

transmission\_act\_1 = 0.48\*transmission\_capacity

transmission\_act\_2 = 0.05\*transmission\_capacity

transmission\_internal\_act = 0.48\*transmission\_internal\_capacity

#old activity basen on 2019 BEN

```
old_activity = {  
  "hydro_1": 0.48*6.4,  
  "hydro_5": 0.48*14,  
  "hydro_6": 0.48*7.3,  
  "hydro_7": 0.48*3.2,  
  "hydro_10": 0.48*27.6,  
  "hydro_12": 0.48*2.4,  
  'bio_ppl': thermal_act*0.445,  
  'gas_ppl': thermal_act*0.522,  
  'gas_ppl_1': thermal_act*0.,
```

```

'gas_ppl_2': thermal_act*0.,
'gas_ppl_ccs': 0.,
'gas_ppl_ccs_1': 0.,
'gas_ppl_ccs_2': 0.,
'wind_ppl': 0.007,
'coal_ppl': thermal_act*0.0,
'nuc_ppl': 1.841,
'solar_pv_ppl': 0.19,
'oil_ppl': thermal_act *0.033,
'grid_se': transmission_internal_act,
}

# Adding the old activity of transmission sistem in both modes
old_activity_1 = {
    'grid3': transmission_act_1,
}

old_activity_2 = {
    'grid3': transmission_act_2,
}

for tec, val in old_activity.items():
    df = make_df(base_activity_se, technology=tec, value=val)
    scenario.add_par('historical_activity', df)

for tec, val in old_activity_1.items():
    df = make_df(base_activity_se1, technology=tec, value=val)
    scenario.add_par('historical_activity', df)

for tec, val in old_activity_2.items():
    df = make_df(base_activity_se2, technology=tec, value=val)
    scenario.add_par('historical_activity', df)

base_growth_se = {
    'node_loc': 'Southeast',
    'year_act': horizon,
    'time': 'year',

```

```
'mode':'M1',  
'unit': 'GWa',  
}
```

# Bound activities of hydros based on this source peak generation between 2018-2020 for the subsystem in order to keep the historical production from this source

```
bound_technologies = {  
    "hydro_1": 3.15,  
    "hydro_5": 6.89,  
    "hydro_6": 3.59,  
    "hydro_7": 1.58,  
    "hydro_10": 13.58,  
    "hydro_12": 1.18,  
}
```

```
for tec, val in bound_technologies.items():  
    df = make_df(base_growth_se, technology=tec, value=val)  
    scenario.add_par('bound_activity_up', df)
```

## Bound capacity

```
total_cap_se = { "hydro_1": 6.4,  
    "hydro_5": 14.,  
    "hydro_6": 7.3,  
    "hydro_7": 3.2,  
    "hydro_10": 27.6,  
    "hydro_12": 2.4,  
    #"sphs_1": 1.,  
    #"sphs_6": 1.,  
    #"sphs_7": 1.,  
    #"sphs_10": 1.,  
    #"sphs_12": 1.,  
    "coal_ppl": 7.0,  
    "bio_ppl": 17.,  
    "oil_ppl": 3,  
    "gas_ppl": 12.24,  
    "gas_ppl_1": 30,
```

```

    "gas_ppl_ccs": 12.24,
    "gas_ppl_ccs_1": 30,
    "nuc_ppl": 5.,
    "wind_ppl": 0.03,
    "solar_pv_ppl": 25.,
    #"batt_se": 50.,
}

```

```

base_capa = {
    'node_loc': 'Southeast',
    'year_act': horizon,
    #'time': 'year',
    'unit': 'GW',
}

```

```

for tec, val in total_cap_se.items():
    df = make_df(base_capa, technology=tec, value=val)
    scenario.add_par('bound_total_capacity_up', df)

```

```

# %% 4) South baseline

```

```

lifetimes = {
    "hydro_2": 60, "hydro_11": 60, "sphs_2": 60, "sphs_11": 60, "bio_ppl": 20,
    "gas_ppl": 20, "gas_ppl_1": 20, "gas_ppl_2": 20, "gas_ppl_ccs": 20, "gas_ppl_ccs_1": 20,
    "gas_ppl_ccs_2": 20, "wind_ppl_rs": 20,
    "coal_ppl": 25, "nuc_ppl": 60, "solar_pv_ppl": 20, "oil_ppl": 20, "batt_s": 15,
    "grid4": 25, "grid_s": 25, "river2": 1000, "river11": 1000, "water_supply_2": 1000,
    "water_supply_11": 1000
}

```

```

base_input_s1 = {
    'node_loc': 'South',
    'node_origin': 'South',
    'commodity': 'electricity',
    'year_vtg': vintage_years,
    'year_act': act_years,
    'mode': 's-to-se',
}

```

```

    'time': 'year',
    'time_origin': 'year',
    'unit': '-',
}

base_output_s1 = {
    'node_loc': 'South',
    'node_dest': 'Southeast',
    'commodity': 'electricity',
    'year_vtg': vintage_years,
    'year_act': act_years,
    'mode': 's-to-se',
    'time': 'year',
    'time_dest': 'year',
    'unit': '-',
}

base_input_s2 = {
    'node_loc': 'South',
    'node_origin': 'Southeast',
    'commodity': 'electricity',
    'year_vtg': vintage_years,
    'year_act': act_years,
    'mode': 'se-to-s',
    'time': 'year',
    'time_origin': 'year',
    'unit': '-',
}

base_output_s2 = {
    'node_loc': 'South',
    'node_dest': 'South',
    'commodity': 'electricity',
    'year_vtg': vintage_years,
    'year_act': act_years,
    'mode': 'se-to-s',
    'time': 'year',
}

```



```

    'time_dest': 'year',
    'unit': '-',
}

#grids

grid_efficiency = 1/0.85
grid_out_s1      =      make_df(base_output_s1,      technology='grid4',
commodity='electricity',
                        level='secondary', value=1.0, unit="GWa")
scenario.add_par('output', grid_out_s1)

grid_in_s1       =      make_df(base_input_s1,       technology='grid4',
commodity='electricity',
                        level='secondary', value=grid_efficiency, unit="GWa")
scenario.add_par('input', grid_in_s1)

grid_out_s2      =      make_df(base_output_s2,      technology='grid4',
commodity='electricity',
                        level='secondary', value=1.0, unit="GWa")
scenario.add_par('output', grid_out_s2)

grid_in_s2       =      make_df(base_input_s2,       technology='grid4',
commodity='electricity',
                        level='secondary', value=grid_efficiency, unit="GWa")
scenario.add_par('input', grid_in_s2)

input_s = {
    'node_loc': 'South',
    'node_origin': 'South',
    'year_vtg': vintage_years,
    'year_act': act_years,
    'mode': 'M1',
    'time': 'year',
    'time_origin': 'year',
    'unit': '-',
}

```

```

output_s = {
    'node_loc': 'South',
    'node_dest': 'South',
    'year_vtg': vintage_years,
    'year_act': act_years,
    'mode': 'M1',
    'time': 'year',
    'time_dest': 'year',
    'unit': '-',
}

# regional grid

grid_eff = 1/0.9
grid_out_s = make_df(output_s, technology='grid_s', commodity='electricity',
                    level='final', value=1.0, unit="GWa")
scenario.add_par('output', grid_out_s)

grid_in_s = make_df(input_s, technology='grid_s', commodity='electricity',
                    level='secondary', value=grid_eff, unit="GWa")
scenario.add_par('input', grid_in_s)

#primary to secondary for hydro_ppl

s_hydro_out = {"hydro_2": 1.,
               "hydro_11": 1.,
}

for h_plant, val in s_hydro_out.items():
    h_plant_out_s = make_df(output_s, technology= h_plant, commodity=
'electricity',
                            level='secondary', value=val, unit="GWa")

    # Removing extra years based on lifetime
    condition = h_plant_out_s['year_act'] < h_plant_out_s['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]

```

```

h_plant_out_s = h_plant_out_s.loc[condition]
scenario.add_par('output', h_plant_out_s)

s_hydro_out_2 = {"hydro_2": 431.4,
                 "hydro_11": 457.4,
                 }

for h_plant, val in s_hydro_out_2.items():
    wat = 'water_' + h_plant.split('hydro_')[1]
    h_plant_out_s_2 = make_df(output_s, technology= h_plant, commodity= wat,
                              level='secondary', value=val, unit="m^3/s")

    # Removing extra years based on lifetime
    condition = h_plant_out_s_2['year_act'] < h_plant_out_s_2['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]
    h_plant_out_s_2 = h_plant_out_s_2.loc[condition]
    scenario.add_par('output', h_plant_out_s_2)

s_hydro_in = {"hydro_2": 431.4,
              "hydro_11": 457.4,
              }

for h_plant, val in s_hydro_in.items():
    wat = 'water_' + h_plant.split('hydro_')[1]
    h_plant_in_s = make_df(input_s, technology= h_plant, commodity= wat,
                            level='primary', value= val, unit="m^3/s")

    # Removing extra years based on lifetime
    condition = h_plant_in_s['year_act'] < h_plant_in_s['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]
    h_plant_in_s = h_plant_in_s.loc[condition]
    scenario.add_par('input', h_plant_in_s)

for river in south_res:
    riv = 'water_' + river.split('river')[1]
    river_out_s = make_df(output_s, technology= river, commodity= riv,
                           level='primary', value=val, unit="m^3/s")
    scenario.add_par('output', river_out_s)

```

```

#secondary to secondary for sphs_ppl

s_sphs_out = {"sphs_2": 1,
              "sphs_11": 1,
              }

for h_plant, val in s_sphs_out.items():
    h_plant_out_s_3 = make_df(output_s, technology= h_plant, commodity=
'electricity',
                             level='secondary', value= val, unit="GWa")

    # Removing extra years based on lifetime
    condition = h_plant_out_s_3['year_act'] < h_plant_out_s_3['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]
    h_plant_out_s_3 = h_plant_out_s_3.loc[condition]

    scenario.add_par('output', h_plant_out_s_3)

s_sphs_out_2 = {"sphs_2": 263,
                "sphs_11": 247,
                }

for h_plant, val in s_sphs_out_2.items():
    wat = 'water_' + h_plant.split('sphs_')[1]
    h_plant_out_s_4 = make_df(output_s, technology= h_plant, commodity= wat,
                             level='secondary', value=val, unit="m^3/s")

    # Removing extra years based on lifetime
    condition = h_plant_out_s_4['year_act'] < h_plant_out_s_4['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]
    h_plant_out_s_4 = h_plant_out_s_4.loc[condition]

    scenario.add_par('output', h_plant_out_s_4)

s_sphs_in = {"sphs_2": 263,
             "sphs_11": 247,

```

```

    }

for h_plant, val in s_sphs_in.items():
    wat = 'water_' + h_plant.split('sphs_')[1]
    h_plant_in_s_2 = make_df(input_s, technology= h_plant, commodity= wat,
                             level='secondary', value= val, unit="m^3/s")

    # Removing extra years based on lifetime
    condition = h_plant_in_s_2['year_act'] < h_plant_in_s_2['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]

    h_plant_in_s_2 = h_plant_in_s_2.loc[condition]
    scenario.add_par('input', h_plant_in_s_2)

s_sphs_in_2 = {"sphs_2": 1.2,
               "sphs_11": 1.2,
               }

for h_plant, val in s_sphs_in_2.items():
    h_plant_in_s_3 = make_df(input_s, technology= h_plant, commodity=
'electricity',
                             level='secondary', value= val, unit="GWa")

    # Removing extra years based on lifetime
    condition = h_plant_in_s_3['year_act'] < h_plant_in_s_3['year_vtg'] +
lifetimes[h_plant]

    h_plant_in_s_3 = h_plant_in_s_3.loc[condition]
    scenario.add_par('input', h_plant_in_s_3)

# secondary to final to water_supply

s_water_out = {"water_supply_2": 431.4,
               "water_supply_11": 457.4,
               }

for w_supply, val in s_water_out.items():

```

```

wat = 'water_' + w_supply.split('water_supply_')[1]
w_supply_out_s = make_df(output_s, technology= w_supply, commodity=
wat,
        level='final', value= val, unit="m^3/s")
scenario.add_par('output', w_supply_out_s)

se_water_in = {"water_supply_2": 431.4,
        "water_supply_11": 457.4,
        }

for w_supply, val in se_water_in.items():
    wat = 'water_' + w_supply.split('water_supply_')[1]
    w_supply_in_s = make_df(input_s, technology= w_supply, commodity= wat,
        level='secondary', value= val, unit="m^3/s")
    scenario.add_par('input', w_supply_in_s)

#secondary to useful e_tecs

for tech in plants:
    tech_out_s = make_df(output_s, technology=tech, commodity='electricity',
        level='secondary', value=1., unit="GWa")
    # Removing extra years based on lifetime
    condition = tech_out_s['year_act'] < tech_out_s['year_vtg'] + lifetimes[tech]
    tech_out_s = tech_out_s.loc[condition]
    scenario.add_par('output', tech_out_s)

for tech in south_wind:
    tech_out_s = make_df(output_s, technology=tech, commodity='electricity',
        level='secondary', value=1., unit="GWa")
    # Removing extra years based on lifetime
    condition = tech_out_s['year_act'] < tech_out_s['year_vtg'] + lifetimes[tech]
    tech_out_s = tech_out_s.loc[condition]
    scenario.add_par('output', tech_out_s)

#secondary to secondary for batteries

for tech in battery_s:

```

```

tech_out_s = make_df(output_s, technology=tech, commodity='electricity',
                    level='secondary', value=1., unit="GWa")

# Removing extra years based on lifetime
condition = tech_out_s['year_act'] < tech_out_s['year_vtg'] + lifetimes[tech]
tech_out_s = tech_out_s.loc[condition]
scenario.add_par('output', tech_out_s)

for tech in battery_s:
    tech_in_s = make_df(input_s, technology=tech, commodity='electricity',
                      level='secondary', value=1.2, unit="GWa")
    # Removing extra years based on lifetime
    condition = tech_in_s['year_act'] < tech_in_s['year_vtg'] + lifetimes[tech]
    tech_in_s = tech_in_s.loc[condition]
    scenario.add_par('input', tech_in_s)

base_technical_lifetime_s = {
    'node_loc': 'South',
    'year_vtg': horizon,
    'unit': 'y',
}

for tec, val in lifetimes.items():
    df_s = make_df(base_technical_lifetime_s, technology=tec, value=val)
    scenario.add_par('technical_lifetime', df_s)

base_capacity_factor_s = {
    'node_loc': 'South',
    'year_vtg': vintage_years,
    'year_act': act_years,
    'time': 'year',
    'unit': '-',
}

capacity_factor = {
    "hydro_2": 0.9,#EPE
    "hydro_11": 0.9,#EPE

```

```

"sphs_2": 0.7,#EPE
"sphs_11": 0.7,#EPE
"bio_ppl": 0.33, #EPE
"gas_ppl": 0.75,#EPE 56% of gas_ppl are combined cycle
"gas_ppl_1": 0.75,#EPE 56% of gas_ppl are combined cycle
"gas_ppl_2": 0.75,#EPE 56% of gas_ppl are combined cycle
"gas_ppl_ccs": 0.75,#EPE 56% of gas_ppl are combined cycle
"gas_ppl_ccs_1": 0.75,#EPE 56% of gas_ppl are combined cycle
"gas_ppl_ccs_2": 0.75,#EPE 56% of gas_ppl are combined cycle
"wind_ppl_rs": 0.4,#EPE 0.4 in South and Southeast and 0.47 in North and

```

Northeast

```

"coal_ppl": 0.69,#EPE
"nuc_ppl": 0.85, #EPE - eff 33%
"solar_pv_ppl":0.29,
"oil_ppl": 0.75, #EPE
"grid4": 0.8,
"batt_s": 0.85,
"grid_s": 0.8,
}

```

```

for tec, val in capacity_factor.items():

```

```

    df = make_df(base_capacity_factor_s, technology=tec, value=val)
    # Removing extra years based on lifetime
    condition = df['year_act'] < df['year_vtg'] + lifetimes[tec]
    df = df.loc[condition]
    scenario.add_par('capacity_factor', df)

```

```

base_capacity_s = {
    'year_vtg': history,
    'time': 'year',
    'node_loc': 'South',
    'unit': 'GWa',
}

```

#base capacity [GW] of the BES in 2019 according to ONS historical operation for each subsystem [North, Northeast, SE/MW, South]

```

thermal_capacity = 4.72
transmission_capacity = 11.22
transmission_internal_capacity = 18.0
hydro_capacity = 17.0

```



```

base_cap = {
  "hydro_2": 6.9/times,
  "hydro_11": 7.3/times,
  "sphs_2": 0./times,
  "sphs_11": 0./times,
  "bio_ppl": thermal_capacity*0.266/times,
  "gas_ppl": thermal_capacity*0.291/times,
  "gas_ppl_1": thermal_capacity*0./times,
  "gas_ppl_2": thermal_capacity*0./times,
  "gas_ppl_ccs": 0./times,
  "gas_ppl_ccs_1": 0./times,
  "gas_ppl_ccs_2": 0./times,
  "wind_ppl_rs": 2.07/times,
  "coal_ppl": thermal_capacity*0.438/times,
  "nuc_ppl": 0./times,
  "solar_pv_ppl": 0.004/times,
  "oil_ppl": thermal_capacity*0.005/times,
  "grid4": transmission_capacity/times,
  "batt_s": 0./times,
  "grid_s": transmission_internal_capacity/times,
}

for tec, val in base_cap.items():
  df = make_df(base_capacity_s, technology=tec, value=val, unit= 'GW')
  scenario.add_par('historical_new_capacity', df) #fixed_capacity or
fixed_new_capacity?

# %% Adding costs

base_inv_cost_s = {
  'node_loc': 'South',
  'year_vtg': horizon,
  'unit': 'MMUSD/GWa',
}

# in $ / kW (specific investment cost) dollar price in 2015 R$ 3,87 source:
https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-456/NT%20PR%20007-2018%20Premissas%20e%20Custos%20Oferta%20de%20Energia%20EI%C3%A9trica.pdf

costs = {
  "hydro_2": 1352,#EPE mean value for UHE
  "hydro_11": 1352,
  "sphs_2": 1500,#EPE mean value for UHE
  "sphs_11": 1500,
  "bio_ppl": 1200,#EPE
  "gas_ppl": 900, #EPE mean value
  "gas_ppl_1": 1000, #EPE mean value
  "gas_ppl_2": 1000, #EPE mean value
  "gas_ppl_ccs": 1.8*900, #PNE
  "gas_ppl_ccs_1": 1.8*1000, #PNE
  "gas_ppl_ccs_2": 1.8*1000, #PNE
  "wind_ppl_rs": 1200,#EPE mean value
  "coal_ppl": 2100, #EPE

```

```

    "nuc_ppl": 5000,#EPE
    "solar_pv_ppl":1100, #min value in EPE, max value is 1350
    "oil_ppl": 1100,
    'grid4': 205,#EPE NT pr 007/2018
    "batt_s": 1271,#NREL study
    'grid_s': 205,
}

for tec, val in costs.items():
    df = make_df(base_inv_cost_s, technology=tec, value=val)
    scenario.add_par('inv_cost', df)

base_fix_cost_s = {
    'node_loc': 'South',
    'year_vtg': vintage_years,
    'year_act': act_years,
    'unit': 'MMUSD/GWa',
}

costs = {
    "hydro_2": 12.8,#EPE
    "hydro_11": 12.8,#EPE
    "sphs_2": 20.5,#EPE
    "sphs_11": 20.5,#EPE
    "bio_ppl": 30.8, #EPE
    "gas_ppl": 43.6,#EPE
    "gas_ppl_1": 43.6,#EPE
    "gas_ppl_2": 43.6,#EPE
    "gas_ppl_ccs": 43.6,#EPE
    "gas_ppl_ccs_1": 43.6,#EPE
    "gas_ppl_ccs_2": 43.6,#EPE
    "wind_ppl_rs": 25.6,#EPE
    "coal_ppl": 89.7,#EPE
    "nuc_ppl": 83.3, #EPE
    "solar_pv_ppl":16.7, #EPE
    "oil_ppl": 56.4,
    "batt_s": 31.8, #NREL
}

for tec, val in costs.items():
    df = make_df(base_fix_cost_s, technology=tec, value=val)
    scenario.add_par('fix_cost', df)

### Adding variable cost = fuel cost to thermal power plants

var_cost_s = {
    'node_loc': 'South',
    'year_vtg': vintage_years,
    'year_act': act_years,
    'mode': 'M1',
    'time': 'year',
    'unit': 'MMUSD/GWa',
}

costs = {

```

```

"gas_ppl": 219.8, #EPE mean value
"gas_ppl_1": 329.8, #EPE mean value
"gas_ppl_2": 439.7, #EPE mean value
"gas_ppl_ccs": 219.8, #EPE mean value
"gas_ppl_ccs_1": 329.8, #EPE mean value
"gas_ppl_ccs_2": 439.7, #EPE mean value
"coal_ppl": 136.6, #EPE national coal
"oil_ppl": 898,
"bio_ppl":0.000001,#Considering an irrelevant cost to guarantee that the
generation can be different from capacity factor
}

```

```

for tec, val in costs.items():
    df = make_df(var_cost_s, technology=tec, value=val)
    scenario.add_par('var_cost', df)

```

```

# %% Acitivity and Capacity
### 4.1) South base and growth

```

```

base_activity_s = {
    'node_loc': 'South',
    'year_act': history,
    'mode': 'M1',
    'time': 'year',
    'unit': 'GWa',
}

```

```

base_activity_s1 = {
    'node_loc': 'South',
    'year_act': history,
    'mode': 'se-to-s',
    'time': 'year',
    'unit': 'GWa',
}

```

```

base_activity_s2 = {
    'node_loc': 'South',
    'year_act': history,
    'mode': 's-to-se',
    'time': 'year',
    'unit': 'GWa',
}

```

```

thermal_act = 1.05
hydro_act = 7.45
transmission_act_1 = 0.47*transmission_capacity
transmission_act_2 = 0.11*transmission_capacity
transmission_internal_act = 0.42*transmission_internal_capacity
#old activity basen on 2019 BEN
old_activity = {
    "hydro_2": 0.52*6.9,
    "hydro_11": 0.52*7.3,
    "bio_ppl": 0.24*thermal_act,
    "gas_ppl": 0.023*thermal_act,
}

```

```

"gas_ppl_1": 0.0*thermal_act,
"gas_ppl_2": 0.0*thermal_act,
"gas_ppl_ccs": 0.,
"gas_ppl_ccs_1": 0.,
"gas_ppl_ccs_2": 0.,
"wind_ppl_rs": 0.7,
"coal_ppl": 0.717*thermal_act,
"nuc_ppl": 0.0,
"solar_pv_ppl": 0.01,
"oil_ppl": 0.019*thermal_act,
'grid_s': transmission_internal_act,
}

# Adding the old activity of transmission sistem in both modes
old_activity_1 = {
  'grid4': transmission_act_1,
}

old_activity_2 = {
  'grid4': transmission_act_2,
}

for tec, val in old_activity.items():
  df = make_df(base_activity_s, technology=tec, value=val)
  scenario.add_par('historical_activity', df)

for tec, val in old_activity_1.items():
  df = make_df(base_activity_s1, technology=tec, value=val)
  scenario.add_par('historical_activity', df)

for tec, val in old_activity_2.items():
  df = make_df(base_activity_s2, technology=tec, value=val)
  scenario.add_par('historical_activity', df)

base_growth_s = {
  'node_loc': 'South',
  'year_act': horizon,
  'time': 'year',
  'mode': 'M1',
  'unit': 'GWa',
}

# Bound activities of hydros based on this source peak generation between 2018-
2020 for the subsystem in order to keep the historical production from this source
bound_technologies = {
  "hydro_2": 3.66,
  "hydro_11": 3.87,
}

for tec, val in bound_technologies.items():
  df = make_df(base_growth_s, technology=tec, value=val)
  scenario.add_par('bound_activity_up', df)

## Bound capacity

```

```

total_cap_s = {"hydro_2": 6.9,
              "hydro_11": 7.3,
              #"sphs_2": 1.,
              #"sphs_11": 1.,
              "coal_ppl": 7.0,
              "oil_ppl": 0.13,
              "gas_ppl": 1.5*thermal_capacity*0.291,
              "gas_ppl_1": 16,
              "gas_ppl_ccs": 1.5*thermal_capacity*0.291,
              "gas_ppl_ccs_1": 16,
              'nuc_ppl':0.,
              "bio_ppl": 5.,
              "wind_ppl_rs": 70.0,
              "solar_pv_ppl": 10.0,
              #"batt_s": 20.,
              }

base_capa = {
    'node_loc': 'South',
    'year_act': horizon,
    #'time': 'year',
    'unit': 'GW',
}

for tec, val in total_cap_s.items():
    df = make_df(base_capa, technology=tec, value=val)
    scenario.add_par('bound_total_capacity_up', df)

# %% solving the model

## Commit the datastructure and solve the model

scenario.commit(comment='Brazilian_base')

scenario.solve()
scenario.var('OBJ')['|v|']
scenario.set_as_default()
scenario.version
scenario.to_excel('SIN expandido base.xlsx')

#mp.close_db()

```

## 9.2. Anexo B

```

"""

import pandas as pd
import ixmp as ix
import message_ix
import itertools

from message_ix.utils import make_df
from matplotlib import pyplot as plt

```

```

# Loading modelling platform
mp = ix.Platform("default", jvmargs=["-Xmx8G"])

# %% Specifying model/scenario to be loaded from the database
model = 'SIN Brasil expandido'
scenario='base'
nodes = ['South', 'North', 'Northeast', 'Southeast']
base = message_ix.Scenario(mp, model, scenario= scenario)

# Cloning a scenario for adding time steps
scen = base.clone(model,'seasonal',keep_solution=False)
scen.check_out()

# Adding sub-annual time steps
time_steps_sea = ['winter','summer']

time_steps_win = ['winter_1','winter_2','winter_3','winter_4','winter_5','winter_6']

time_steps_sum =
['summer_1','summer_2','summer_3','summer_4','summer_5','summer_6']

time_steps = time_steps_win + time_steps_sum
time_steps_all = time_steps + time_steps_sea
scen.add_set('time', time_steps_all)

# We can see the elements of the set
scen.set('time')

# Defining a new temporal level

time_level_1 = ['season']
time_level_2 = ['subannual']
time_level_3 = ['winter_day']
time_level_4 = ['summer_day']

time_level = time_level_1 + time_level_2 + time_level_3 + time_level_4

```

```

scen.add_set('lvl_temporal', time_level)

# Adding temporal hierarchy
for t in time_steps_sea:
    scen.add_set('map_temporal_hierarchy', ['season', t, 'year'])

#for t in time_steps:
#    scen.add_set('map_temporal_hierarchy', ['subannual', t, 'year'])

for t in time_steps_win:
    scen.add_set('map_temporal_hierarchy', ['subannual', t, 'winter'])

for t in time_steps_sum:
    scen.add_set('map_temporal_hierarchy', ['subannual', t, 'summer'])

for t in time_steps_win:
    scen.add_set('map_temporal_hierarchy', ['winter_day', t, 'winter'])

for t in time_steps_sum:
    scen.add_set('map_temporal_hierarchy', ['summer_day', t, 'summer'])

# We can see the content of the set
scen.set('map_temporal_hierarchy')

# All parameters with at least one sub-annual time index
parameters = [p for p in scen.par_list() if 'time' in scen.idx_sets(p)]

# Those parameters with "time" index that are not empty in our model
[p for p in parameters if not scen.par(p).empty]

# Adding duration time
for t in time_steps:
    scen.add_par('duration_time', [t], 1/12, '-')

for t in time_steps_sea:
    scen.add_par('duration_time', [t], 1/2, '-')

```

```

# A function for adding sub-annual data to a parameter
def yearly_to_season(scen, parameter, data, filters=None):
    if filters:
        old = scen.par(parameter, filters)
    else:
        old = scen.par(parameter)
    scen.remove_par(parameter, old)

    # Finding "time" related indexes
    time_idx = [x for x in scen.idx_names(parameter) if 'time' in x]
    for h in data.keys():
        new = old.copy()
        for time in time_idx:
            new[time] = h
            new['value'] = data[h] * old['value']
        scen.add_par(parameter, new)

# Before modifying, let's look at "demand" in baseline
scen.par('demand')

# Modifying demand for each season
demand_data =
{'winter_1':1/12,'winter_2':1/12,'winter_3':1/12,'winter_4':1/12,'winter_5':1/12,'winter_6':1
/12,'summer_1':1/12,'summer_2':1/12,'summer_3':1/12,'summer_4':1/12,'summer_5':1/
12,'summer_6':1/12}
yearly_to_season(scen, 'demand', demand_data)

# Modifying input and output parameters for each season
# output
fixed_data =
{'winter_1':1,'winter_2':1,'winter_3':1,'winter_4':1,'winter_5':1,'winter_6':1,
'summer_1':1,'summer_2':1,'summer_3':1,'summer_4':1,'summer_5':1,'summer
_6':1}
yearly_to_season(scen, 'output', fixed_data)

# input

```



```

yearly_to_season(scen, 'input', fixed_data)

# Modifying growth rates for each season
#yearly_to_season(scen, 'growth_activity_lo', fixed_data)
#yearly_to_season(scen, 'growth_activity_up', fixed_data)
#yearly_to_season(scen, 'growth_new_capacity_lo', fixed_data)
#yearly_to_season(scen, 'growth_new_capacity_up', fixed_data)

yearly_to_season(scen, 'bound_activity_up', demand_data)

# Modifying capacity factor

# Converting yearly capacity factor to seasonal
yearly_to_season(scen, 'capacity_factor', fixed_data)
# the capacity factor data will be incorporated to the model through manual
insertion on the excel file generated

# Modifying historical activity
yearly_to_season(scen, 'historical_activity', demand_data)

# Modifying variable cost
yearly_to_season(scen, 'var_cost', fixed_data)

scen.commit(comment='introducing seasonality')
scen.solve()
scen.set_as_default()

scen.var('OBJ')['|v|']
scen.to_excel('SIN expandido season.xlsx')
scen.version

```

### 9.3. Anexo C

```
"""
```

```
Created on Fri Feb 28 00:15:25 2020
```

```
@author: hunt
```

```
"""
```

```

import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import numpy as np
import matplotlib.cm as cm1
import xarray as xr
import datetime
from datetime import timedelta

# Count the time though the script
now = datetime.datetime.now()
file_path = r'C:\Users\Fernando\Desktop\Modelo\finalmente\2.1 Timeclustering
(12ts - 2s)'
# Download the hourly data from the 11 regions in one file.
data = pd.read_excel(file_path + '//Fontes alternativas - caso
baseline_teste.xlsx')
dt = data.values

# region => 0 = Norte, 1 = Nordeste, 2 = Sudeste, 3 = Sul
region = 0
regions = ['Norte', 'Nordeste', 'Sudeste', 'Sul']

# Cicle to create the time slices for all regions, working one by one as shown
above.
while region < 4:

    # Hourly salor, wind, hydro and demand data.
    solar = dt[:,1+5*region]
    wind = dt[:,2+5*region]
    hydro = dt[:,4+5*region]
    demand = dt[:,3+5*region]
    demand_MW = dt[:,5+5*region]

    # Yearly hourly load curve
    solar_load_curve_annual = np.sort(solar, axis=None)[::-1]
    wind_load_curve_annual = np.sort(wind, axis=None)[::-1]
    demand_load_curve_annual = np.sort(demand, axis=None)[::-1]
    hydro_load_curve_annual = np.sort(hydro, axis=None)[::-1]

```

```

# Seasonal yearly load curve
solar_load_curve_Wi = np.sort(solar[0:4380], axis=None)[::-1]
wind_load_curve_Wi = np.sort(wind[0:4380], axis=None)[::-1]
hydro_load_curve_Wi = np.sort(hydro[0:4380], axis=None)[::-1]
demand_load_curve_Wi = np.sort(demand[0:4380], axis=None)[::-1]

solar_load_curve_Su = np.sort(solar[4380:8760], axis=None)[::-1]
wind_load_curve_Su = np.sort(wind[4380:8760], axis=None)[::-1]
hydro_load_curve_Su = np.sort(hydro[4380:8760], axis=None)[::-1]
demand_load_curve_Su = np.sort(demand[4380:8760], axis=None)[::-1]

# Reducing the hour resolution to 4 hourly resolution.
solar_4h = np.zeros(shape=(2190))
wind_4h = np.zeros(shape=(2190))
hydro_4h = np.zeros(shape=(2190))
demand_4h = np.zeros(shape=(2190))

# Adjust the starting day of the series to midnight.
x = 0
while x < 8760:
    solar_4h[int(x/4)] = solar_4h[int(x/4)] + solar[x]/4
    wind_4h[int(x/4)] = wind_4h[int(x/4)] + wind[x]/4
    hydro_4h[int(x/4)] = hydro_4h[int(x/4)] + hydro[x]/4
    demand_4h[int(x/4)] = demand_4h[int(x/4)] + demand[x]/4
    x = x + 1

# NEW METHOD: Pick the most representative day in the season, then pick
a scrambles day to better represent the season and the week.
# How to do it: First pick the best representative day in the season. Then
look for the other times slices in the week.

# Calculating separately Winter, Spring, Summer and Autumn.

# For each season, there are 547.5 comparisonas required.
# For each comparison, the 2190 days will be compared with the 2 days of the
representative week.

```

```
 #(minimum sum non 0,w,d1,h1,h2,h3,h4,)
```

```
 w_minimum = [10000000000,0,0]
```

```
 su_minimum = [10000000000,0,0]
```

```
 solar_results_seasonal = np.zeros(shape=(12))
```

```
 wind_results_seasonal = np.zeros(shape=(12))
```

```
 hydro_results_seasonal = np.zeros(shape=(12))
```

```
 demand_results_seasonal = np.zeros(shape=(12))
```

```
 solar_results_sorted_seasonal = np.zeros(shape=(12))
```

```
 wind_results_sorted_seasonal = np.zeros(shape=(12))
```

```
 hydro_results_sorted_seasonal = np.zeros(shape=(12))
```

```
 demand_results_sorted_seasonal = np.zeros(shape=(12))
```

```
 w = 0
```

```
 x1 = 0
```

```
 while w < 13*2:
```

#This is the equation that balances the load curve and the clustered values, thus it should vary between - and + numbers. And the number closest to 0 should be selected.

```
 x2 = 0
```

```
 s_w_4_sorted1 = solar_4h[w*42:w*42+42]
```

```
 s_su_4_sorted1 = solar_4h[547+548+w*42:547+548+w*42+42]
```

```
 w_w_4_sorted1 = wind_4h[w*42:w*42+42]
```

```
 w_su_4_sorted1 = wind_4h[547+548+w*42:547+548+w*42+42]
```

```
 h_w_4_sorted1 = hydro_4h[w*42:w*42+42]
```

```
 h_su_4_sorted1 = hydro_4h[547+548+w*42:547+548+w*42+42]
```

```
 d_w_4_sorted1 = demand_4h[w*42:w*42+42]
```

```
 d_su_4_sorted1 = demand_4h[547+548+w*42:547+548+w*42+42]
```

```
 d1 = 0
```

```
 while d1 < 7:
```

```

s_w_4_sorted = np.sort(s_w_4_sorted1[0+d1*6:6+d1*6])
s_su_4_sorted = np.sort(s_su_4_sorted1[0+d1*6:6+d1*6])

w_w_4_sorted = np.sort(w_w_4_sorted1[0+d1*6:6+d1*6])
w_su_4_sorted = np.sort(w_su_4_sorted1[0+d1*6:6+d1*6])

h_w_4_sorted = np.sort(h_w_4_sorted1[0+d1*6:6+d1*6])
h_su_4_sorted = np.sort(h_su_4_sorted1[0+d1*6:6+d1*6])

d_w_4_sorted = np.sort(d_w_4_sorted1[0+d1*6:6+d1*6])
d_su_4_sorted = np.sort(d_su_4_sorted1[0+d1*6:6+d1*6])

x2 = 0
sum1 = 0
sum3 = 0
while x2 < 2190 + 2190:
    sum1 = sum1 + ((solar_load_curve_Wi[x2] -
s_w_4_sorted[int(x2/365/2)])**2) #Inverno
    sum3 = sum3 + ((solar_load_curve_Su[x2] -
s_su_4_sorted[int(x2/365/2)])**2) #Verao

    sum1 = sum1 + ((wind_load_curve_Wi[x2] -
w_w_4_sorted[int(x2/365/2)])**2)
    sum3 = sum3 + ((wind_load_curve_Su[x2] -
w_su_4_sorted[int(x2/365/2)])**2)

    if region == 1:
        sum1 = sum1 + ((hydro_load_curve_Wi[x2] -
h_w_4_sorted[int(x2/365/2)])**2)
        sum3 = sum3 + ((hydro_load_curve_Su[x2] -
h_su_4_sorted[int(x2/365/2)])**2)
    else:
        sum1 = sum1 + ((hydro_load_curve_Wi[x2] -
h_w_4_sorted[int(x2/365/2)])**2)/3
        sum3 = sum3 + ((hydro_load_curve_Su[x2] -
h_su_4_sorted[int(x2/365/2)])**2)/3

```

```

        sum1 = sum1 + ((demand_load_curve_Wi[x2] -
d_w_4_sorted[int(x2/365/2)])**2)
        sum3 = sum3 + ((demand_load_curve_Su[x2] -
d_su_4_sorted[int(x2/365/2)])**2)
        x2 = x2 + 1

```

```

if sum1 != 0 and sum1 < w_minimum[0]:

```

```

    w_minimum = [sum1,w,d1]
    solar_results_seasonal[0:6] = s_w_4_sorted1[0+d1*6:6+d1*6]
    wind_results_seasonal[0:6] = w_w_4_sorted1[0+d1*6:6+d1*6]
    hydro_results_seasonal[0:6] = h_w_4_sorted1[0+d1*6:6+d1*6]
    demand_results_seasonal[0:6] = d_w_4_sorted1[0+d1*6:6+d1*6]
    solar_results_sorted_seasonal[0:6] = s_w_4_sorted
    wind_results_sorted_seasonal[0:6] = w_w_4_sorted
    hydro_results_sorted_seasonal[0:6] = h_w_4_sorted
    demand_results_sorted_seasonal[0:6] = d_w_4_sorted

```

```

if sum3 != 0 and sum3 < su_minimum[0]:

```

```

    su_minimum = [sum3,w,d1]
    solar_results_seasonal[6:12] = s_su_4_sorted1[0+d1*6:6+d1*6]
    wind_results_seasonal[6:12] = w_su_4_sorted1[0+d1*6:6+d1*6]
    hydro_results_seasonal[6:12] = h_su_4_sorted1[0+d1*6:6+d1*6]
    demand_results_seasonal[6:12] = d_su_4_sorted1[0+d1*6:6+d1*6]
    solar_results_sorted_seasonal[6:12] = s_su_4_sorted
    wind_results_sorted_seasonal[6:12] = w_su_4_sorted
    hydro_results_sorted_seasonal[6:12] = h_su_4_sorted
    demand_results_sorted_seasonal[6:12] = d_su_4_sorted

```

```

d1 = d1 + 1

```

```

print('r ' + regions[region] + ' - w ' + str(w) + ' - d ' + str(d1))

```

```

w = w + 1

```

```

solar_load_curve_seasonal = np.zeros(shape=(8760))
wind_load_curve_seasonal = np.zeros(shape=(8760))
hydro_load_curve_seasonal = np.zeros(shape=(8760))
demand_load_curve_seasonal = np.zeros(shape=(8760))

```

```

solar_load_curve_seasonal[0:4380] = solar_load_curve_Wi
solar_load_curve_seasonal[4380:8760] = solar_load_curve_Su
wind_load_curve_seasonal[0:4380] = wind_load_curve_Wi
wind_load_curve_seasonal[4380:8760] = wind_load_curve_Su
hydro_load_curve_seasonal[0:4380] = hydro_load_curve_Wi
hydro_load_curve_seasonal[4380:8760] = hydro_load_curve_Su
demand_load_curve_seasonal[0:4380] = demand_load_curve_Wi
demand_load_curve_seasonal[4380:8760] = demand_load_curve_Su

```

```

#solar_results_annual = np.sort(solar_results_seasonal, axis=None)[::-1]
#wind_results_annual = np.sort(wind_results_seasonal, axis=None)[::-1]
#hydro_results_annual = np.sort(hydro_results_seasonal, axis=None)[::-1]
#demand_results_annual = np.sort(demand_results_seasonal, axis=None)[::-1]

```

1]

```

#solar_results_sorted_annual = np.sort(solar_results_sorted_seasonal,
axis=None)[::-1]

```

```

#wind_results_sorted_annual = np.sort(wind_results_sorted_seasonal,
axis=None)[::-1]

```

```

#hydro_results_sorted_annual = np.sort(hydro_results_sorted_seasonal,
axis=None)[::-1]

```

```

#demand_results_sorted_annual = np.sort(demand_results_sorted_seasonal,
axis=None)[::-1]

```

```

solar_and_wind_seasonal =
np.vstack((solar_results_seasonal,wind_results_seasonal,hydro_results_seasonal,dem
and_results_seasonal))

```

```

solar_and_wind_sorter_seasonal =
np.vstack((solar_results_sorted_seasonal,wind_results_sorted_seasonal,hydro_results
_sorted_seasonal,demand_results_sorted_seasonal))

```

```

solar_and_wind_duration_curve_seasonal =
np.vstack((solar_load_curve_seasonal,wind_load_curve_seasonal,hydro_load_curve_
seasonal,demand_load_curve_seasonal))

```

```

#solar_and_wind_annual =
np.vstack((solar_and_wind_annual,solar_results_annual,wind_results_annual,hydro_re
sults_annual,demand_results_annual))

```

```

        #solar_and_wind_sorter_annual =
np.vstack((solar_and_wind_sorter_annual,solar_results_sorted_annual,wind_results_s
orted_annual,hydro_results_sorted_annual,demand_results_sorted_annual))

        #solar_and_wind_duration_curve_annual =
np.vstack((solar_and_wind_duration_curve_annual,solar_load_curve_annual,wind_loa
d_curve_annual,hydro_load_curve_annual,demand_load_curve_annual))

# Save the time slices
panda = pd.DataFrame(solar_and_wind_seasonal.T)
panda.to_excel(file_path + '/' + regions[region] + 'Results.xlsx')

panda = pd.DataFrame(solar_and_wind_sorter_seasonal.T)
panda.to_excel(file_path + '/' + regions[region] + 'Results Sorted.xlsx')

panda = pd.DataFrame(solar_and_wind_duration_curve_seasonal.T)
panda.to_excel(file_path + '/' + regions[region] + 'Results Duration Curve.xlsx')

#panda = pd.DataFrame(solar_and_wind_annual.T)
#panda.to_excel(path+'Results/12 Time Slices (Annual).xlsx')

#panda = pd.DataFrame(solar_and_wind_sorter_annual.T)
#panda.to_excel(path+'Results/12 Time Slices Sorted (Annual).xlsx')

#panda = pd.DataFrame(solar_and_wind_duration_curve_annual.T)
#panda.to_excel(path+'Results/Duration Curve (Annual).xlsx')

region = region + 1
#%%%

```

#### 9.4. Anexo D

```

"""

```

This script adds the parametrization of water flows and bounds. The input data should be provided through an Excel file (no hardcoded data here in python)

```

"""

```

```

import pandas as pd
import os
from itertools import product

```



```
path_files = (r'C:\Users\Fernando\Desktop\Modelo\finalmente\3. Add water
techs')
```

```
os.chdir(path_files)
```

```
# A function for adding water supply technologies
```

```
def add_water(sc, setup_file):
```

```
    # 1) Loading data from Excel
```

```
    xls = pd.ExcelFile(setup_file)
```

```
    setup = xls.parse('water')
```

```
    demand = xls.parse('water_demand').set_index('time')
```

```
    inflow = xls.parse('water_inflow').set_index('time')
```

```
    setup = setup.loc[setup['active'] == 'yes']
```

```
    setup = setup.set_index('technology')
```

```
    # 2) Adding required sets for water technologies
```

```
    sc.check_out()
```

```
    model_yrs = [int(x) for x in sc.set('year') if int(x) >= sc.firstmodelyear]
```

```
    # Water technologies
```

```
    water_tecs = list(set(setup.index))
```

```
    sc.add_set('technology', water_tecs)
```

```
    # Water levels
```

```
    water_lvls = list(set(setup['output_level'].dropna()))
```

```
                ) + list(set(setup['input_level'].dropna()))
```

```
    sc.add_set('level', water_lvls)
```

```
    # Water commodities
```

```
    water_coms = list(set(setup['output_commodity'].dropna()))
```

```
                ) + list(set(setup['input_commodity'].dropna()))
```

```
    sc.add_set('commodity', water_coms)
```

```
    # 2) Adding required parameters for water technologies
```

```
    for tec in water_tecs:
```

```
        node_locs = setup.loc[tec, 'node_loc'].split("/")
```

```

node_dests = setup.loc[tec, 'node_dest'].split("/")

# adding parameter output
tec_from = setup.loc[tec, 'tec_from']
for node1, node2 in zip(node_locs, node_dests):
    df = sc.par('output', {'technology': tec_from, 'node_loc': node1})
    df_new = df.copy()
    df_new['technology'] = tec
    df_new['commodity'] = setup.loc[tec, 'output_commodity']
    df_new['node_dest'] = node2
    df_new['value'] = 1
    df_new['level'] = setup.loc[tec, 'output_level']
    sc.add_par('output', df_new)

# adding parameter input
if not pd.isna(setup.loc[tec, 'input_level']):
    node_orgs = setup.loc[tec, 'node_origin'].split(",")
    for node1, node2 in zip(node_locs, node_orgs):
        df = sc.par('input', {'technology': tec_from,
                              'node_loc': node1})
        df_new = df.copy()
        df_new['technology'] = tec
        df_new['commodity'] = setup.loc[tec, 'input_commodity']
        df_new['node_origin'] = node2
        df_new['value'] = 1
        df_new['level'] = setup.loc[tec, 'input_level']
        sc.add_par('input', df_new)

print('- Parameters "input" and "output" configured for "{}".'.format(
    tec))

# Adding upper bound on inflow (to limit inflow in some time slices)
parname = 'bound_activity_up'
times = inflow.index.tolist()
cols = sc.idx_names(parname) + ['unit', 'value']
df_up = pd.DataFrame(index=product(model_yrs, times),
                     columns=cols)

```

```

for node in node_locs:
    if node + ',' + tec in inflow.columns:
        bounds = inflow[node + ',' + tec]
        df_up['technology'] = tec
        df_up['node_loc'] = node
        df_up['mode'] = df_new['mode'][0]
        df_up['year_act'] = [i[0] for i in df_up.index]
        df_up['time'] = [i[1] for i in df_up.index]
        df_up['unit'] = 'm^3/s' #changed the unit
        for ti in times:
            up = bounds[ti]
            slicer = [x for x in df_up.index if x[1] == ti]
            df_up.loc[slicer, 'value'] = up

        sc.add_par(parname, df_up.reset_index(drop=True))

print('- Water inflow for "{}" configured.'.format(tec))

# Adding water demand
coms = [x for x in sc.set('commodity') if 'water' in x] #alterei commodity
if setup.loc[tec, 'demand_level'] == 'yes':
    for node in node_dests:
        df_dem = sc.par('demand', {'node': node,
                                   'commodity': coms})
        df_dem['commodity'] = setup.loc[tec, 'output_commodity']
        df_dem['level'] = setup.loc[tec, 'output_level']
        df_dem = df_dem.set_index('time')
        dem = demand[node + ',' + setup.loc[tec, 'output_commodity']]
        for ti in times:
            df_dem.loc[str(ti), 'value'] = dem[ti]

        df_dem = df_dem.reset_index().dropna()
        sc.add_par('demand', df_dem)
    print('- Water demand for "{}" configured.'.format(tec))

sc.commit("")

```

```

print('**** Water parameterization done successfully. ****')
return water_tecs

# Correcting the ratio of water inflow to hydropower electricity output
def water_flow_ratio(sc, tecs=[], multiplier=1, only_demand=False): #changed
here it was 1/900
    # Changing the mass flow of water based on electricity output
    # Assuming 900 m3/s =~ 1 GW capacity)
    sc.check_out()

    if not only_demand and tecs:
    # Fetching technologies of water inflow
        df = sc.par('bound_activity_up', {'technology': tecs})
        df['value'] *= multiplier
        sc.add_par('bound_activity_up', df)

    # Water demand flow
    coms = [x for x in sc.set('commodity') if 'water' in x]
    df = sc.par('demand', {'commodity': coms})
    df['value'] *= multiplier
    sc.add_par('demand', df)
    sc.commit("")

# Adding mapping sets of new parameters
def mapping_sets(sc, par_list=['relation_lower_time', 'relation_upper_time']):
    sc.check_out()
    for parname in par_list:
        setname = 'is_' + parname

        # initiating the sets
        idx_s = sc.idx_sets(parname)
        idx_n = sc.idx_names(parname)
        try:
            sc.set(setname)
        except:
            sc.init_set(setname, idx_sets=idx_s, idx_names=idx_n)
            print('- Set {} was initiated.'.format(setname))

```

```

# emptying old data in sets
df = sc.set(setname)
sc.remove_set(setname, df)

# adding data to the mapping sets
df = sc.par(parname)
if not df.empty:
    for i in df.index:
        d = df.loc[i, :].copy().drop(['value', 'unit'])
        sc.add_set(setname, d)

    print('- Mapping sets updated for "{}".format(setname))
sc.commit("")

# %% Sample input data
if __name__ == '__main__':
    import message_ix
    import ixmp as ix
    from timeit import default_timer as timer
    from datetime import datetime

    mp = ix.Platform("default", jvmargs=["-Xmx8G"])

    model = 'C8'
    scen_ref = '1'
    version_ref = 'new'

    model_b = 'SIN Brasil expandido'

    data_file = 'SIN expandido season_modificado.xlsx'

    filename = '3_water_scheme_modificado_v.3.xlsx' # Name of the input Excel
file

water_com = ['water_1', 'water_2', 'water_3', 'water_4',
             'water_5', 'water_6', 'water_7', 'water_8',

```

```
        'water_9', 'water_10', 'water_11', 'water_12'] # water commodity (if to
be excluded from solution)
```

```
flow_correction = 1#/1000 # to correct water flow (m3/2) for each GW power
solve = True      # if True, solving scenario at the end
```

```
sc_ref = message_ix.Scenario(mp, model, scen_ref, version_ref)
```

```
start = timer()
```

```
sc_ref.read_excel(data_file, add_units=True)
```

```
sc = sc_ref.clone(model_b, 'water v.2', keep_solution=False)
```

```
setup_file = path_files + '\\ ' + filename
```

```
# Adding water data
```

```
water_tecs = add_water(sc, setup_file)
```

```
# Correcting the ratio of water inflow to hydropower electricity output,
```

```
# After importing from Excel
```

```
if flow_correction:
```

```
    # Correcting flow for demand and for specific technologies (tecs)
```

```
    water_flow_ratio(sc, ['river1', 'river2', 'river3',
                        'river4', 'river5', 'river6', 'river7',
                        'river8', 'river9', 'river10', 'river11', 'river12'], flow_correction)
```

```
# Adding mapping sets of relations in time parameters
```

```
mapping_sets(sc)
```

```
end = timer()
```

```
print('Elapsed time for adding storage and water setup:',
```

```
      int((end - start)/60),
```

```
      'min and', round((end - start) % 60, 2), 'sec.')
```

```
# Solving the model
```

```
if solve:
```

```
    case = sc.model + '___' + sc.scenario + '___v' + str(sc.version)
```

```

print('Solving scenario "{}" in "{}" mode, started at {}, please wait.'
      '..!'.format(case, 'MESSAGE', datetime.now().strftime('%H:%M:%S')))
start = timer()

sc.solve(case=case)
sc.set_as_default()
sc.to_excel('SIN expandido water atualizado.xlsx')

end = timer()
print('Elapsed time for solving scenario:', int((end - start)/60),
      'min and', round((end - start) % 60, 2), 'sec.')

```

## 9.5. Anexo E

```
"""
```

This script does the following (includes modes of operation for storage):

1. initializes sets and parameters needed for the modeling of storage
2. adds storage representation (pumped hydro or reservoir hydro, etc.) to an existing model (clones into a new model)

The input data should be provided through an Excel file (no hardcoded data here in python)

```
"""
```

```
import pandas as pd
from itertools import product
```

```
# Initializing storage sets and parameters if needed
```

```
def init_storage(sc):
```

```
    sc.check_out()
```

```
    # 1) Adding sets
```

```
    idx = ['node', 'technology', 'mode', 'level', 'commodity', 'year', 'time']
```

```
    dict_set = {'storage_tec': None,
```

```
               'level_storage': None,
```

```
               'map_tec_storage': ['node', 'technology', 'mode',
```

```
                                   'storage_tec', 'mode',
```

```
                                   'level', 'commodity', 'lvl_temporal'],
```

```
               'is_relation_lower_time': ['relation', 'node', 'year', 'time'],
```

```
               'is_relation_upper_time': ['relation', 'node', 'year', 'time'],
```

```
               }
```

```
    for item, idxs in dict_set.items():
```

```
        try:
```

```
            sc.init_set(item, idx_sets=idxs)
```

```
        except:
```

```
            if item == 'map_tec_storage':
```

```
                sc.remove_set(item)
```

```
                sc.init_set(item, idx_sets=idxs,
```

```
                            idx_names=['node', 'technology', 'mode',
```

```
                                       'storage_tec', 'mode_storage',
```

```
                                       'level', 'commodity', 'lvl_temporal'])
```

```

        else:
            pass
# 2) Adding parameters

dict_par = {'time_order':['lvl_temporal','time'],
            'storage_self_discharge': idx,
            'storage_initial': idx,
            }

for item, idxs in dict_par.items():
    try:
        sc.init_par(item, idx_sets=idxs)
    except:
        if "storage" in item:
            sc.remove_par(item)
            sc.init_par(item, idx_sets=idxs)
        else:
            pass

sc.commit("")

# A function for adding storage technologies to an existing scenario
def add_storage(sc, setup_file, init_items=False, remove_ref=False):

    # 1) Initialization if needed
    if init_items:
        init_storage(sc)

    # 2) Adding required sets and parameters for storage technologies
    d1 = pd.ExcelFile(setup_file, engine="openpyxl").parse('storage')
    d1 = d1.loc[d1['active'] == 'yes']

    sc.check_out()

    # 2.1) Adding storage technologies and modes
    all_tecs = d1['technology'].dropna().tolist()
    sc.add_set('technology', all_tecs)
    sc.add_set('mode', list(set(d1['mode'].dropna())))
    df = d1.set_index(['technology', 'mode']).sort_index()
    d2 = d1.set_index(['technology', 'mode', 'lvl_temporal']).sort_index()

    # 2.2) Adding missing commodities and levels
    for par, column in product(['input', 'output'], ['commodity', 'level']):
        item_list = df[par + '_' + column].dropna().tolist()
        for item in item_list:
            sc.add_set(column, item.split('/'))

    # 2.3) Adding storage to set technology and level_storage
    d_stor = df.loc[df['storage_tec'] == 'yes']
    storage_tecs = [x[0] for x in d_stor.index]
    sc.add_set('storage_tec', storage_tecs)

    storage_lvls = d_stor['input_level'].tolist()
    sc.add_set('level_storage', storage_lvls)

```



```

# 2.4) Adding mapping of charger-discharger technologies to their storage
for i in d_stor.index:
    if d_stor['node_loc'][i] != 'all':
        nodes = d_stor['node_loc'][i].split('/')
    else:
        node_exclude = d_stor['node_exclude'][i].split('/')
        nodes = [x for x in sc.set('node') if
                 x not in ['World'] + node_exclude]

# Código ativo para colocar tecnologias de armazenamento sazonais

#tec = i[0]
#mode = i[1]
#stor_tech = df.loc[df['storage_tec'] == tec + "," + mode].index

#for (t, mode_t), node in product(stor_tech, nodes):
#    #sc.add_set('map_tec_storage', [node, tec, mode, t, mode_t,
#                                #df.loc[(t, mode_t), "input_level"],
#                                #df.loc[(t, mode_t), "input_commodity"],
#                                #df.loc[(t, mode_t), 'lvl_temporal'],
#                                #])

# 3) Parameter "time_order" for the order of time slices in each level
parname = 'time_order'
df2 = pd.DataFrame(index=[0], columns=['lvl_temporal', 'time',
                                     'value', 'unit'])
ti_map = sc.set('map_temporal_hierarchy')
times = ti_map.loc[ti_map['lvl_temporal'] == d_stor['lvl_temporal'][i],
                  'time'].tolist()
# Adding order of times
for ti in range(len(times)):
    d = df2.copy()
    d['time'] = times[ti]
    d['value'] = ti + 1
    d['lvl_temporal'] = d_stor['lvl_temporal'][i]
    d['unit'] = '-'
    sc.add_par(parname, d)

print('- Storage sets and mappings added.')

# 4) Parametrization of storage technologies
try:
    model_yrs = [int(x) for x in sc.set('year') if int(x) >= sc.firstmodelyear]
except:
    model_yrs = sc.set('year').to_list()

removal = []
d2 = d2[~d2.index.duplicated(keep='first')].copy()
for i in d2.index:
    # Reference technology
    tec_ref = d2.loc[i, 'tec_from']

    # Time slices (relevant to this technology)
    times = ti_map.loc[ti_map['lvl_temporal'] == i[2],

```

```

        'time'].tolist()

# Nodes
if d2.loc[i, 'node_loc'] == 'all':
    node_exclude = d2.loc[i, 'node_exclude'].split('/')
    nodes = [x for x in sc.set('node') if
              x not in ["World"] + node_exclude]
    nodes_ref = nodes
else:
    nodes = d2.loc[i, 'node_loc'].split('/')
    nodes_ref = d2.loc[i, 'node_from'].split('/')

# 2.4) Adding mapping of charger-discharger technologies to their storage
# Código ativo para colocar tecnologias de armazenamento anuais
if not d2.loc[i, "storage_tec"] == "yes":

    tec = i[0]
    mode = i[1]
    stor_tech = [x.split(",") for x in d2.loc[i, "storage_tec_2"].split("/")]

    for (t, mode_t, lvl_t), node in product(stor_tech, nodes):
        sc.add_set('map_tec_storage', [node, tec, mode, t, mode_t,
                                       d2.loc[t, mode_t, lvl_t, "input_level"],
                                       d2.loc[t, mode_t, lvl_t, "input_commodity"],
                                       lvl_t
                                       ])

# 4.1) Adding input and output of storage reservoir technology
for par in ['input', 'output']:
    df_ref = sc.par(par, {'technology': tec_ref, 'node_loc': nodes})

    # if empty finds another technology with the same lifetime
    n = 0
    while df_ref.empty:
        df_lt = sc.par('technical_lifetime', {'node_loc': nodes})
        lt = float(df_lt.loc[df_lt['technology'] == tec_ref
                             ][['value']].mode())
        tec_lt = list(set(df_lt.loc[df_lt['value'] == lt
                                   ][['technology']])[n])
        n = n + 1
        df_ref = sc.par(par, {'technology': tec_lt, 'node_loc': nodes})

    # Slicing for timeslices relevant to this technology
    df_new = df_ref.loc[df_ref["time"].isin(times)].copy()

    # Updating technology and mode
    df_new['technology'] = i[0]
    df_new['mode'] = i[1]

    # Ensuring "time" and "time_origin"/"time_dest" match
    time_col = [x for x in sc.idx_names(par) if "time_" in x][0]
    df_new[time_col] = df_new["time"]

    # Making sure node_dest/node_origin are the same as node_loc
    node_col = [x for x in sc.idx_names(par) if

```

```

        'node' in x and x != 'node_loc']][0]
df_new[node_col] = df_new['node_loc']

com_list = d2.loc[i, par + '_commodity']
if not pd.isna(com_list):
    for num, com in enumerate(com_list.split('/')):
        lvl = d2.loc[i, par + '_level'].split('/')[num]
        df_new['commodity'] = com
        df_new['level'] = lvl
        df_new['value'] = float(str(d2.loc[i, par + '_value']
                                   ).split('/')[num])
        sc.add_par(par, df_new)
print('- Storage "input" and "output" parameters',
      'configured for {}'.format(i))

# 4.2) Adding storage reservoir parameters
if i[0] in storage_tecs:
    par_list = ['storage_self_discharge', 'storage_initial']

    for parname in par_list:
        cols = sc.idx_names(parname) + ['unit', 'value']
        d = pd.DataFrame(index=product(model_yrs, times),
                        columns=cols)
        d['technology'] = i[0]
        d['year'] = [y[0] for y in d.index]
        d['time'] = [y[1] for y in d.index]
        d['mode'] = i[1]
        d['level'] = d2.loc[i, 'input_level']
        d['commodity'] = d2.loc[i, 'input_commodity']

        if parname == 'storage_initial':
            slicer = [x for x in d.index if x[1] == times[0]]
            d = d.loc[slicer, :]
            d['value'] = d2.loc[i, parname]
            d['unit'] = 'GWa'
        else:
            d['value'] = d2.loc[i, parname]
            d['unit'] = '-'

        for node in nodes:
            d['node'] = node
            d = d.reset_index(drop=True)
            sc.add_par(parname, d)
    print('- Storage reservoir parameters added for {}'.format(i))

# 4.3.1) Transferring historical data if needed
if not pd.isna(d2.loc[i, 'historical']):
    tec_hist = d2.loc[i, 'historical']
    for parname in ['historical_activity', 'historical_new_capacity']:
        if "activity" in parname:
            filters = {'technology': tec_hist,
                      'node_loc': nodes, "time": times}
        else:
            filters = {'technology': tec_hist, 'node_loc': nodes}
    hist = sc.par(parname, filters)

```

```

# Adding new data
hist['technology'] = i[0]
if "activity" in parname:
    hist["mode"] = i[1]
sc.add_par(parname, hist)
removal = removal + [(parname, tec_hist, nodes)]

# 4.3.2) Transferring relation activity and capacity
if not pd.isna(d2.loc[i, 'tec_relation_from']):
    tec_rel = d2.loc[i, 'tec_relation_from']
    for parname in ["relation_total_capacity", 'relation_activity_time']:
        if not pd.isna(d2.loc[i, parname]):
            relations = d2.loc[i, parname].split("/")
            for r in relations:
                rel = sc.par(parname, {'technology': tec_rel, 'node_rel': nodes,
                                     "relation": r.split(":")[0]})
            if "activity" in parname:
                rel = rel.loc[rel["time"].isin(times)].copy()
                rel["mode"] = i[1]
                #Multiplying value in the multiplier
                rel["value"] *= float(r.split(":")[1])

#Adding new data
rel['technology'] = i[0]
sc.add_par(parname, rel)

# 4.3) Adding all other parameters and changes in values specified in Excel
# Excluding bound and relations
par_excl = [x for x in sc.par_list() if any(y in x for y in [
    'bound_', 'historical_', 'relation_', 'ref_'])]
par_excl = par_excl + ['input', 'output', 'emission_factor',
    'storage_self_discharge', 'storage_initial']

par_list = [x for x in sc.par_list() if "technology" in sc.idx_sets(x)
    and x not in par_excl]

for parname in par_list:
    # Loading existing data
    node_col = [x for x in sc.idx_names(parname) if 'node' in x][0]
    d = sc.par(parname, {node_col: nodes_ref, 'technology': tec_ref})

    # Checking if the value is directly from Excel or as a multiplier
    if parname in d2.columns:
        excl = d2.loc[i, parname]
        if excl.split(':')[0] == 'value':
            d['value'] = float(excl.split(':')[1])
        elif excl.split(':')[0] == 'multiply':
            d['value'] *= float(excl.split(':')[1])

# Renaming technology, mode, and node names
d['technology'] = i[0]
if "mode" in sc.idx_sets(parname):
    d["mode"] = i[1]
for node_r, node_n in zip(nodes_ref, nodes):

```

```

        d = d.replace({node_r: node_n})

# Slicing correct timeslices
if "time" in d.columns:
    d = d.loc[d["time"].isin(times)]

# Adding the data back to the scenario
sc.add_par(paname, d)

print('- Data of "{}" copied to "{}".format(tec_ref, i[0]),
      'with possible updated values from Excel.

# Removing extra information after creating new storage technologies
if remove_ref:
    for (parname, t, region) in removal:
        old = sc.par(parname, {'technology': t, 'node_loc': region})
        if not old.empty:
            sc.remove_par(parname, old)
            print('- Data of "{}" in parameter "{}".format(t, parname),
                  'was removed for {}'.format(region),
                  ', after introducing new storage technologies.
sc.commit("")
print('- Storage parameterization done successfully for all technologies.
return d2.index.unique().to_list()

# Adding mapping sets of new parameters
def mapping_sets(sc, par_list=['relation_lower_time', 'relation_upper_time']):
    sc.check_out()
    for parname in par_list:
        setname = 'is_' + parname

# initiating the sets
idx_s = sc.idx_sets(parname)
idx_n = sc.idx_names(parname)
try:
    sc.set(setname)
except:
    sc.init_set(setname, idx_sets=idx_s, idx_names=idx_n)
    print('- Set {} was initiated.'.format(setname))

# emptying old data in sets
df = sc.set(setname)
sc.remove_set(setname, df)

# adding data to the mapping sets
df = sc.par(parname)
if not df.empty:
    for i in df.index:
        d = df.loc[i, :].copy().drop(['value', 'unit'])
        sc.add_set(setname, d)

    print('- Mapping sets updated for {}'.format(setname))
sc.commit("")

```

```

# %% Sample input data
if __name__ == "__main__":
    import message_ix
    import ixmp as ix
    import os
    from timeit import default_timer as timer
    from datetime import datetime
    from message_ix.utils import make_df

# Use correct number of storages as in Excel
num_storage = 12

# Fill dict with the other dam's base capacities
base_cap_dic = {
    "dam_hydro_1": 1738.9,
    "dam_hydro_2": 270.1,
    "dam_hydro_3": 925.0,
    "dam_hydro_4": 1236.1,
    "dam_hydro_5": 0,
    "dam_hydro_6": 89.9,
    "dam_hydro_7": 65.3,
    "dam_hydro_8": 12.7,
    "dam_hydro_9": 328.7,
    "dam_hydro_10": 3535.5,
    "dam_hydro_11": 273.4,
    "dam_hydro_12": 378.3,
}

#base_cap_grow = {
#    "#dam_hydro_1": 0,
#    "#dam_hydro_2": 0,
#    "#dam_hydro_3": 0,
#    "#dam_hydro_4": 0,
#    "#dam_hydro_5": 0,
#    "#dam_hydro_6": 0,
#    "#dam_hydro_7": 0,
#    "#dam_hydro_8": 0,
#    "#dam_hydro_9": 0,
#    "#dam_hydro_10": 0,
#    "#dam_hydro_11": 0,
#    "#dam_hydro_12": 0,
#}

# Dam's base capacities for historical_new_capacity
base_cap_hist = {
    "dam_hydro_1": 173.89,
    "dam_hydro_2": 27.01,
    "dam_hydro_3": 92.50,
    "dam_hydro_4": 123.61,
    "dam_hydro_5": 0,
    "dam_hydro_6": 8.99,
    "dam_hydro_7": 6.53,
    "dam_hydro_8": 1.27,
    "dam_hydro_9": 32.87,
}

```

```
"dam_hydro_10": 353.55,  
"dam_hydro_11": 27.34,  
"dam_hydro_12": 37.83,  
}
```

# Capacidade dos reservatórios das reversíveis é 10% da capacidade dos reservatórios dos REEs

# Fill dict with the other dam's base capacities

```
sphs_dam_cap = {  
"dam_sphs_1": 173.9,  
"dam_sphs_2": 27.0,  
"dam_sphs_3": 92.5,  
"dam_sphs_4": 123.6,  
"dam_sphs_6": 9.0,  
"dam_sphs_7": 6.5,  
"dam_sphs_8": 1.3,  
"dam_sphs_9": 32.9,  
"dam_sphs_10": 353.6,  
"dam_sphs_11": 27.3,  
"dam_sphs_12": 37.8,  
}
```

```
#sphs_dam_grow = {  
#"dam_sphs_1": 0,  
#"dam_sphs_2": 0,  
#"dam_sphs_3": 0,  
#"dam_sphs_4": 0,  
#"dam_sphs_6": 0,  
#"dam_sphs_7": 0,  
#"dam_sphs_8": 0,  
#"dam_sphs_9": 0,  
#"dam_sphs_10": 0,  
#"dam_sphs_11": 0,  
#"dam_sphs_12": 0,  
#}
```

# the other dam's base capacities for historical\_new\_capacity

```
sphs_dam_hist = {  
"dam_sphs_1": 17.39,  
"dam_sphs_2": 2.70,  
"dam_sphs_3": 9.25,  
"dam_sphs_4": 12.36,  
"dam_sphs_6": 0.90,  
"dam_sphs_7": 0.65,  
"dam_sphs_8": 0.13,  
"dam_sphs_9": 3.29,  
"dam_sphs_10": 35.36,  
"dam_sphs_11": 2.73,  
"dam_sphs_12": 3.78,  
}
```

# Fill dict with the others

```
water_com_dic = {"water_1": 313.43,  
"water_2": 215.40,  
"water_3": 150.70,
```

```
    "water_4": 808.66,  
    #"water_5": 264.33,  
    "water_5": 1090.07,#somados os valores de demanda anual dos  
REEs 5, 10 e 12
```

```
    "water_6": 182.67,  
    "water_7": 213.37,  
    "water_8": 636.48,  
    "water_9": 102.30,  
    "water_10": 0.0,  
    "water_11": 102.44,  
    "water_12": 0.0,  
  }
```

```
# Add node_loc for other dams
```

```
node_loc = {  
  "node_loc_1": "Southeast",  
  "node_loc_2": "South",  
  "node_loc_3": "Northeast",  
  "node_loc_4": "North",  
  "node_loc_5": "Southeast",  
  "node_loc_6": "Southeast",  
  "node_loc_7": "Southeast",  
  "node_loc_8": "North",  
  "node_loc_9": "North",  
  "node_loc_10": "Southeast",  
  "node_loc_11": "South",  
  "node_loc_12": "Southeast",  
}
```

```
#sphs_cap_dic = {  
  #"sphs_1": 0,  
  #"sphs_2": 0,  
  #"sphs_3": 0,  
  #"sphs_4": 0,  
  #"sphs_6": 0,  
  #"sphs_7": 0,  
  #"sphs_8": 0,  
  #"sphs_9": 0,  
  #"sphs_10": 0,  
  #"sphs_11": 0,  
  #"sphs_12": 0,  
#}
```

```
pump_cap_dic = {  
  "pump_sphs_1": 5,  
  "pump_sphs_2": 5,  
  "pump_sphs_3": 5,  
  "pump_sphs_4": 5,  
  "pump_sphs_6": 5,  
  "pump_sphs_7": 5,  
  "pump_sphs_8": 5,  
  "pump_sphs_9": 5,  
  "pump_sphs_10": 5,  
  "pump_sphs_11": 5,  
  "pump_sphs_12": 5,
```



```

}

# Testing storage setup
path_files = (r'C:\Users\Fernando\Desktop\Modelo\finalmente\4. Storage
technologies')
os.chdir(path_files)

mp = ix.Platform("default", jvmargs=['-Xms800m', '-Xmx8g'])

# Reference scenario to clone from
model = 'SIN Brasil expandido'
scen_ref = 'water v.2'
version_ref = 1

# File name for the Excel file of input data
filename = 'setup_storage_techs_teste v.12.xlsx'
xls_files = path_files
setup_file = xls_files + '\\ ' + filename

solve = True      # if True, solving scenario at the end

sc_ref = message_ix.Scenario(mp, model, scen_ref, version_ref)

start = timer()
sc = sc_ref.clone(model, 'storage v.2', keep_solution=False)

# Add vintage and active years
year_df = sc.vintage_and_active_years()
vintage_years, act_years = year_df["year_vtg"], year_df["year_act"]

# Parameterization of storage
lvl_temporal = [x for x in sc.set('lvl_temporal') if x not in ['year']][0]
# sc.discard_changes()
tecs = add_storage(sc, setup_file, init_items=True)

# Adding an unlimited source of water (this can be revisited or renamed)
# For example, in the global model, there is water extraction level
# This part can be specified later in Excel too.
sc.check_out()
#sc.add_set('technology', water_supply_tec)

xls = pd.ExcelFile(setup_file, engine="openpyxl").parse()
tec_charger = xls.loc[xls['section'] == 'charger', 'technology'].to_list()
tec_discharger = xls.loc[xls['section'] == 'discharger',
                        'technology'].to_list()

# Loop over the storages
# Like the storage names, the loop should start with 1 and not with 0
for storage in range(1, num_storage + 1):

    water_com = f"water_{storage}"
    water_supply_tec = f"river{storage}"

# Add each water supply technology / river as set
sc.add_set("technology", water_supply_tec)

```

```

tec_water = [
    x
    for x in tec_charger
    if water_com in set(sc.par("input", {"technology": x})["commodity"])
]

for tec in tec_water:
    df = sc.par("output", {"technology": tec})
    df["technology"] = f"water_supply_{storage}"
    df["level"] = list(
        set(
            sc.par("input", {"technology": tec, "commodity": water_com})[
                "level"
            ]
        )
    )[0]
    sc.add_par("output", df)

# Adding a new unit to the library
#mp.add_unit('m^3/s')

discharge_time = 4

num_subsystems = 4

while discharge_time < 5:

    for subsystems in range(1, num_subsystems + 1):

        base_cap_bat = {
            f"stor_battery_{discharge_time}_1": 5,
            f"stor_battery_{discharge_time}_2": 10,
            f"stor_battery_{discharge_time}_3": 20,
            f"stor_battery_{discharge_time}_4": 10,
        }

        node_loc_bat = {
            "node_loc_1": "North",
            "node_loc_2": "Northeast",
            "node_loc_3": "Southeast",
            "node_loc_4": "South",
        }

        base_cap_battery = {
            f"stor_battery_{discharge_time}_{subsystems}":
base_cap_bat[f"stor_battery_{discharge_time}_{subsystems}"],
        }

        base_bat_total_capacity_up = {
            'year_act': [2030, 2040, 2050],
            "time": "year",
            "node_loc": node_loc_bat[f"node_loc_{subsystems}"],
            "unit": "GW",
        }

```

```

value=val)
    for tec, val in base_cap_battery.items():
        df = make_df(base_bat_total_capacity_up, technology=tec,

        sc.add_par("bound_total_capacity_up", df)

        stor_list = [f"stor_battery_{discharge_time}_{subsistems}"]
        stor_par = ["fix_cost"]
        for parname in stor_par:
            df = sc.par(parname, {"technology": stor_list})
            sc.remove_par(parname, df)

        discharge_time = discharge_time + 4

base_capacity = {
    "year_vtg": [2020],
    "time": "year",
    "node_loc": node_loc[f"node_loc_{storage}"],
    "unit": "m^3/s",
}
#base_capacity_growth = {
    #"year_vtg": [2020],
    #"time": "year",
    #"node_loc": node_loc[f"node_loc_{storage}"],
    #"unit": "-",
    #}

base_cap = {
    f"dam_hydro_{storage}": base_cap_dic[f"dam_hydro_{storage}"],
}

base_hist = {
    f"dam_hydro_{storage}": base_cap_hist[f"dam_hydro_{storage}"],
}

#base_grow = {
    #f"dam_hydro_{storage}": base_cap_grow[f"dam_hydro_{storage}"],
    #}

for tec, val in base_hist.items():
    df = make_df(base_capacity, technology=tec, value=val)
    sc.add_par("historical_new_capacity", df)

base_total_capacity_up = {
    'year_act': [2030, 2040, 2050],
    "time": "year",
    "node_loc": node_loc[f"node_loc_{storage}"],
    "unit": "m^3/s",
}

base_ele_total_capacity_up = {
    'year_act': [2030, 2040, 2050],
    "time": "year",
    "node_loc": node_loc[f"node_loc_{storage}"],
    "unit": "GW",
}

```

```

}

for tec, val in base_cap.items():
    df = make_df(base_total_capacity_up, technology=tec, value=val)
    sc.add_par("bound_total_capacity_up", df)

#for tec, val in base_grow.items():
    #df = make_df(base_capacity_growth, technology=tec, value=val)
    #sc.add_par("growth_new_capacity_up", df)

if not storage == 5:
    #sphs_cap = {
        #f"sphs_{storage}": sphs_cap_dic[f"sphs_{storage}"],
        #}

    #dam_sphs_grow = {
        #f"dam_sphs_{storage}": sphs_dam_grow[f"dam_sphs_{storage}"],
        #}

    pump_cap = {
        f"pump_sphs_{storage}": pump_cap_dic[f"pump_sphs_{storage}"],
        }

    dam_sphs_cap = {
        f"dam_sphs_{storage}": sphs_dam_cap[f"dam_sphs_{storage}"],
        }

    dam_sphs_hist = {
        f"dam_sphs_{storage}": sphs_dam_hist[f"dam_sphs_{storage}"],
        }

    dam_act = [f"dam_sphs_{storage}"]
    dam_list = ['fix_cost']

    for parname in dam_list:
        df = sc.par(parname, {"technology": dam_act})
        df_new = df.copy()
        df_new['value'] = float(0.001)
        sc.remove_par(parname, df)
        sc.add_par(parname, df_new)

    gas_act = ['gas_ppl', 'gas_ppl_ccs']
    gas_list = ['bound_total_capacity_up']

    for parname in gas_list:
        df = sc.par(parname, {"technology": gas_act})
        df_new = df.copy()
        df_new['value'] *= float(1.0)
        sc.remove_par(parname, df)
        sc.add_par(parname, df_new)

    gas_ccs_act = ['gas_ppl_ccs', 'gas_ppl_ccs_1', 'gas_ppl_ccs_2']
    gas_ccs_list = ['bound_total_capacity_up']

    for parname in gas_ccs_list:

```

```

df = sc.par(paname, {"technology": gas_ccs_act})
df_new = df.copy()
df_new['value'] *= float(0.0)
sc.remove_par(paname, df)
sc.add_par(paname, df_new)

#for tec, val in sphs_cap.items():
    #df = make_df(base_ele_total_capacity_up, technology=tec,
value=val)
    #sc.add_par("bound_total_capacity_up", df)

for tec, val in pump_cap.items():
    df = make_df(base_ele_total_capacity_up, technology=tec, value=val)
    sc.add_par("bound_total_capacity_up", df)

#for tec, val in dam_sphs_cap.items():
    #df = make_df(base_total_capacity_up, technology=tec, value=val)
    #sc.add_par("bound_total_capacity_up", df)

for tec, val in dam_sphs_hist.items():
    df = make_df(base_capacity, technology=tec, value=val)
    sc.add_par("historical_new_capacity", df)

#for tec, val in dam_sphs_grow.items():
    #df = make_df(base_capacity_growth, technology=tec, value=val)
    #sc.add_par("growth_new_capacity_up", df)

# Add set balance equality
sc.add_set("balance_equality", [f"water_{storage}", "primary"])

# Modify list of technologies of non-necessary parameters from technologies
tec_list = [
    f"river_dist_{storage}",
    f"river{storage}",
    f"water_supply_{storage}",
]
# Modify list of non-necessary parameters from above technologies
par_list = [
    "inv_cost",
    "fix_cost",
    #"capacity_factor",
    #"technical_lifetime",
    "historical_new_capacity",
]
# Removing non-necessary parameters from technologies
for paname in par_list:
    df = sc.par(paname, {"technology": tec_list})
    #df_new = df.copy()
    #df_new['value'] = float(0.001)
    sc.remove_par(paname, df)
    #sc.add_par(paname, df_new)

tec_list_1 = [f"sphs_{storage}"]
par_list_1 = ["inv_cost", "fix_cost", "capacity_factor", "technical_lifetime",
    "historical_new_capacity", "input", "output"]

```

```

for parname in par_list_1:
    df = sc.par(parname, {"technology": tec_list_1})
    sc.remove_par(parname, df)

# Remove fix cost of hydro storage
#df = sc.par("inv_cost", {"technology": f"hydro_{storage}"})
#sc.remove_par("inv_cost", df)

# Remove fix and invest cost of hydro dam and dam sphs
tec_list_hydro = [f"spill_hydro_{storage}"]
tec_list_dam_hydro = [f"dam_hydro_{storage}"]

par_list_hydro = ["fix_cost", "inv_cost"]
par_list_dam_hydro = ["fix_cost"]
for parname in par_list_hydro:
    df = sc.par(parname, {"technology": tec_list_hydro})
    #df_new = df.copy()
    #df_new['value'] = float(0.001)
    sc.remove_par(parname, df)
    #sc.add_par(parname, df_new)

for parname in par_list_dam_hydro:
    df = sc.par(parname, {"technology": tec_list_dam_hydro})
    #df_new = df.copy()
    #df_new['value'] = float(0.001)
    sc.remove_par(parname, df)
    #sc.add_par(parname, df_new)

# Remove data from old technologies
tec_list_bat = ["batt_n", "batt_ne", "batt_se", "batt_s"]
par_list_bat = ["inv_cost", "fix_cost", "capacity_factor", "technical_lifetime",
               "historical_new_capacity", "input", "output"]
for parname in par_list_bat:
    df = sc.par(parname, {"technology": tec_list_bat})
    sc.remove_par(parname, df)

# Add annual water demand
# Annual demand is the sum of all seasonal demand
water_com = {f"water_{storage}": water_com_dic[f"water_{storage}"]}

# Loop over nodes
for wat, val in water_com.items():
    demand_water = pd.DataFrame(
        {
            "node": node_loc[f"node_loc_{storage}"],
            "level": "final",
            "year": [2030, 2040, 2050],
            "time": "year",
            "value": val,
            "unit": "m^3/s",
        }
    )

    demand_data = make_df(demand_water, commodity=wat)

```

```

sc.add_par("demand", demand_data)

#remove output
water_tec = [f"water_supply_{storage}"]
df = sc.par("output", {"technology": water_tec})
# Remove old data
sc.remove_par("output", df)

# Change to year and add to the model
df["time_dest"] = "year"
sc.add_par("output", df)

#remove output water supply

df = sc.par("output", {"technology": water_tec, "level": "primary"})
# Remove old data
sc.remove_par("output", df)

#water_tec = [f"water_supply_{storage}"]
#df = sc.par("demand", {"technology": water_tec, "level": "storage_hydro"})
# Remove old data
#sc.remove_par("demand", df)

#df = sc.par("output", {"technology": water_tec, "level": "storage_sphs"})
# Remove old data
#sc.remove_par("output", df)

# Remove input hydro

df = sc.par("input", {"technology": f"hydro_{storage}", "level": "primary"})
# Remove old data
sc.remove_par("input", df)

# Remove data from some commodities
com_list_wat = ["water_10", "water_12"]
par_list_wat = ["demand"]
for parname in par_list_wat:
    df = sc.par(parname, {"commodity": com_list_wat})
    sc.remove_par(parname, df)

# bound activities on solar technology at night

time_bound = {'winter_1':0.,
              'winter_6':0.,
              'summer_1':0.,
              'summer_6':0.}

num_cont = 4

for cont in range(1, num_cont + 1):

    for sea, val in time_bound.items():
        time_bound_data = pd.DataFrame(
            {
                "node_loc": node_loc[f"node_loc_{cont}"],

```

```

        "year_act": [2030, 2040, 2050],
        "time": sea,
        "mode": "M1",
        "value": val,
        "unit": "GWa",
    }
)

solar_bound_act = make_df(time_bound_data,
technology='solar_pv_ppl')
sc.add_par("bound_activity_up", solar_bound_act)

sc.commit("")

# Updating mapping sets of relations
mapping_sets(sc)

end = timer()
print('Elapsed time for adding storage setup:',
      int((end - start)/60),
      'min and', round((end - start) % 60, 2), 'sec.')

# 5) Solving the model
if solve:
    case = sc.model + '__' + sc.scenario + '__v' + str(sc.version)
    print('Solving scenario "{}" in "{}" mode, started at {}, please wait.'
          '..!'.format(case, 'MESSAGE', datetime.now().strftime('%H:%M:%S')))

    start = timer()
    sc.solve(model='MESSAGE', case=case, solve_options={'lpmethod': '4'})
    end = timer()
    print('Elapsed time for solving scenario:', int((end - start)/60),
          'min and', round((end - start) % 60, 2), 'sec.')
    sc.set_as_default()

sc.to_excel('SIN expandido storage atualizado.xlsx')

```