



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE  
TELECOMUNICAÇÕES

RANTHER FERREIRA DE MELO

**ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO DO SISTEMA INTERLIGADO  
NACIONAL NO SOFTWARE CARTHER**

Niterói, RJ  
Setembro de 2020

RANTHER FERREIRA DE MELO

**ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO DO SISTEMA INTERLIGADO  
NACIONAL NO SOFTWARE CARTHUR**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Corpo Docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações (PPGEET) da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Orientador: Prof. D. Sc Bruno S. M. Cesar Borba

Coorientador: Prof. D. Sc Bruno Henriques Dias

Niterói, RJ

Setembro de 2020

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE  
Gerada com informações fornecidas pelo autor

M528e	Melo, Ranther Ferreira de ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL NO SOFTWARE CARTHER / Ranther Ferreira de Melo ; Bruno Soares Moreira Cesar Borba, orientador ; Bruno Henriques Dias, coorientador. Niterói, 2020. 149 f. : il.  Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2020.  DOI: <a href="http://dx.doi.org/10.22409/PPGEET.2020.m.12192412703">http://dx.doi.org/10.22409/PPGEET.2020.m.12192412703</a>  1. Planejamento de expansão. 2. Fontes renováveis. 3. Modelo. 4. Produção intelectual. I. Borba, Bruno Soares Moreira Cesar, orientador. II. Dias, Bruno Henriques, coorientador. III. Universidade Federal Fluminense. Escola de Engenharia. IV. Título.  CDD -
-------	--

RANTHER FERREIRA DE MELO

ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE EXPANSÃO DO SISTEMA INTERLIGADO  
NACIONAL NO SOFTWARE CARTHER

Dissertação de Mestrado apresentada ao  
Corpo Docente do Programa de Pós-  
Graduação em Engenharia Elétrica e de  
Telecomunicações (PPGEET) da  
Universidade Federal Fluminense, como  
requisito parcial para obtenção do grau de  
Mestre em Engenharia Elétrica e de  
Telecomunicações.

BANCA EXAMINADORA



**Prof. Dr. Bruno Soares Moreira Cesar Borba** - Orientador  
Universidade Federal Fluminense - UFF



**Prof. Dr. Bruno Henrique Dias** - Coorientador  
Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF



**Prof. Dr. Marcio Zamboti Fortes**  
Universidade Federal Fluminense – UFF



**Prof. PhD. Tiago André Teixeira Soares**  
U.Porto – Universidade do Porto (Portugal)

*Em memória de Herbert Schneck –  
ilustre professor da língua alemã e  
inglesa.*

## **AGRADECIMENTO**

Agradeço ao Carlos Torres que aceitou o desafio de juntos desenvolvermos um software que será um legado aos alunos de planejamento da UFF. Foram muitas horas dedicadas nos últimos anos, agradeço sua parceria e amizade.

Agradeço a toda a minha família pelo amor, apoio e incentivo necessários para a conclusão de mais uma etapa crucial à minha formação acadêmica. Cabe aqui um agradecimento especial à minha mãe, Regina Melo e ao meu pai, Ramon Melo, por sempre me apoiarem em todas decisões da minha vida, e dessa vez não foi diferente. Amo vocês.

Agradeço aos meu orientador Bruno S. M. C. Borba e coorientador Bruno Henriques Dias por estarem presentes e acessíveis durante o desenvolvimento deste trabalho. O tempo que eles dedicaram a esta dissertação foi fundamental para a realização da mesma.

Agradeço aos colegas de Laboratório NITEE pela solicitude, em especial ao Tiago Abud por sempre estar disposto a ajudar e Letícia Fritz, por sua generosidade em compartilhar seus conhecimentos.

Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) por fornecer recursos financeiros para o desenvolvimento desta dissertação.

*“Fremdsprache ist kein Privileg, es ist eine  
Notwendigkeit.”*

*Herbert Schneck*

*“Foreign language is not a privilege; it is a  
necessity.”*

*Herbert Schneck*

## RESUMO

Este trabalho propõe uma interface gráfica para o modelo de Planejamento de Expansão CARTHER, descreve o critério metodológico de representação das fontes renováveis, solar fotovoltaica e eólica (REs) no modelo, e realiza uma análise de Planejamento de Expansão de Longo Prazo para o Sistema Interligado Nacional (SIN), a qual investiga o impacto técnico-econômico para diferentes níveis de penetração das RE, através do Software CARTHER. No que diz respeito à interface gráfica desenvolvida para o modelo, apresenta-se as suas respectivas funcionalidades e códigos associados. O resultado da integração desta ferramenta de interface gráfica propicia ao usuário um melhor gerenciamento de todo o conjunto de equações e dados do modelo, tornando o até então, Modelo CARTHER em Software CARTHER. Em relação a representação das REs, destaca-se o ganho qualitativo de análise do modelo no âmbito da flexibilidade da expansão com a entrada da restrição de balanceamento de flexibilidade. No escopo do estudo de caso de expansão do SIN, é calibrado o cenário do ano base de 2019 e construído os cenários de expansão para os horizontes de tempo 2030, 2040, 2050 e 2060, chamados cenários de referência. A partir das simulações dos cenários referência são realizados cenários alternativos de expansão RE, visando a máxima penetração solar FV e eólica no SIN, para realizar uma análise econômica comparativa entre os cenários. Os resultados dos cenários de referência constata o crescimento da participação solar FV e eólica, partindo de 10,48% da matriz em 2019 e alcançando uma representatividade de 26,61% do total da capacidade instalada para 2060. Além disso, destaca-se a perda de espaço por parte das tecnologias a carvão e derivados de petróleo em detrimento de uma maior presença de UTE a gás na matriz do SIN em todos os horizontes, alinhando-se com a expectativa da EPE de a UTE a gás assumir o papel de tecnologia de transição para uma matriz do setor elétrico futura com emissão reduzida de poluentes. Para os cenários de máxima penetração RE, identifica-se um acréscimo de aporte financeiro comparado aos cenários de referência para todos os horizontes, variando entre 14% e 27%. Do ponto de vista da configuração das matrizes do SIN nos cenários de inserção RE máxima comparados aos cenários de Referência, constata-se a perda de espaço da tecnologia a gás CC para um crescimento da representatividade da biomassa na matriz, demonstrando a capacidade de complementariedade entre as tecnologias renováveis intermitentes e renováveis despacháveis.

**Palavras-Chave:** planejamento de expansão, fontes renováveis, modelo.

## ABSTRACT

This work proposes a graphical interface for the CARTHER Expansion Planning model, describes the methodological criterion for the representation of renewable sources, solar photovoltaic and wind (REs) in the model and performs an analysis of Long Expansion Planning for the National Interconnected System (SIN), which investigates the techno-economic impact for different levels of penetration of REs, photovoltaic and wind power, through CARTHER Planning Software. With regard to the graphical interface developed for the model, its respective features and associated code are presented. The result of the integration of this modeling tool, graphic interface, provides the user a better management of the entire set of equations and model data, turning the CARTHER Expansion Planning Model into Expansion Planning Software. Subsequently, in relation to the planning study, the scenario for the SIN in 2019 base year is calibrated and the expansion scenarios for the time horizons 2030, 2040 2050 and 2060 are constructed, considered as reference scenarios. From the simulations of the reference expansion scenarios, alternative scenarios for the expansion of renewables are created, aiming at the maximum PV and wind penetration in the SIN, in order to run a comparative economic analysis between both scenarios. The results of the reference scenarios show the growth of PV and wind participation, starting from 10.48% of the matrix in 2019 and reaching a representation of 26.61% of the total installed capacity for 2060. In addition, it highlights the decline of coal and oil products technologies to the detriment of a greater presence of Gas-fired power plant (Gas plant) in the SIN matrix in all horizons, aligned with EPE's expectation that Gas plants will assume the role of transition technology for a future electricity sector matrix with reduced emission of pollutants. At maximum RE scenarios, an increase in financial contribution compared to the reference scenarios for all horizons is identified, varying between 14% and 27%. Relating to the SIN configuration matrices in maximum RE scenarios, there is a greater representativeness of Biomass plants in the matrix, followed by a percentage reduction of Combined-cycle units when compared to the reference scenario, evidencing the capacity for complementarity between intermittent renewable and dispatchable renewable technologies.

**Keywords:** long-term expansion planning, renewable sources, modeling tool.

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Modelos e quais países utilizam ou já foram aplicados.....	2
Tabela 2: Principais parâmetros do sistema impactados pela entrada de RE.....	9
Tabela 3: Parâmetros de tecnologias de armazenamento de energia.....	12
Tabela 4: Exemplos de modelos com uma abordagem mais complexa a respeito dos intervalos .....	18
Tabela 5: Coeficientes de flexibilidade por tecnologia .....	25
Tabela 6: Lista de soluções discutidas.....	30
Tabela 7: Informações do SIN referente a 2019 adquiridos com o ONS .....	62
Tabela 8: Informações das termelétricas importadas no CARTHUR.....	63
Tabela 9: Fatores de Capacidade do Modelo Calibrados para 2019 .....	64
Tabela 10: Demanda Total Prevista para os Horizontes.....	66
Tabela 11: Incremento de Demanda Prevista para os Horizontes .....	66
Tabela 12: Perfil diário da curva de carga por subsistema .....	66
Tabela 13: Perfil anual da curva eólica por subsistema .....	67
Tabela 14: Perfil diário da curva de geração solar por subsistema .....	68
Tabela 15: Características dos tipos de tecnologias de geração (Modo Default).....	69
Tabela 16: Características dos combustíveis .....	73
Tabela 17: Oferta interna dos combustíveis disponível ao setor elétrico .....	73
Tabela 18: Custo dos combustíveis .....	75
Tabela 19: Distâncias e perdas cabíveis de Expansão das Interligações.....	77
Tabela 20: Limite de expansão da capacidade instalada por tecnologia para 2030 .....	79
Tabela 21: Proporção das tecnologias no quadro de limite de expansão .....	82
Tabela 22: Limite de expansão da capacidade instalada por tecnologia para 2040 .....	83
Tabela 23: Limite de expansão da capacidade instalada por tecnologia para 2050 .....	83

Tabela 24: Limite de expansão da capacidade instalada por tecnologia para 2060 .....	84
Tabela 25: Fator de expansão das tecnologias controláveis .....	88
Tabela 26: Expansão mínima das RE nos cenários de referência .....	89
Tabela 27 : Expansão da capacidade instalada em MW para os cenários de referência ..	90
Tabela 28: Custo total da expansão do SIN nos cenários de referência .....	93
Tabela 29: Composição final da matriz do SIN nos horizontes de expansão.....	93
Tabela 30: Expansão da capacidade instalada em MW para os cenários de máxima penetração RE.....	96
Tabela 31: Custo total da expansão do SIN nos cenários de máxima penetração RE.....	98
Tabela 32: Capacidade Instalada do SIN no ano base de 2019.....	anexo a
Tabela 33: Detalhamento do Critério de escolha do FC das Tecnologias por Fatia da Curva Residual.....	anexo b

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: O escopo deste trabalho no âmbito de planejamento .....	3
Figura 2: Comparação entre os dados originais e sua representação com 16 intervalos de tempo .....	16
Figura 3: Representação da curva de geração solar com 32 intervalos de tempo .....	16
Figura 4: Mix de capacidade instalada ótimo de acordo com a resolução de tempo .....	17
Figura 5: Exemplo de definição de 32 intervalos de tempo para a demanda .....	18
Figura 6: Curva Residual com a entrada de eólica (esquerda) e com a entrada de solar FV (direita). .....	20
Figura 7: Impacto do nível de carga mínima em corte de geração RE no Texas. ....	24
Figura 11: Os 4 subsistemas do CARTHER .....	32
Figura 12: Fluxograma de Funcionamento do CARTHER para um Cenário .....	33
Figura 13: Curva de Carga Acumulada Residual .....	34
Figura 14: Interface do Menu Inicial .....	47
Figura 15: Interface Atualização Usinas do Ano Base.....	48
Figura 16: Interface Info. Gerais .....	49
Figura 17: Interface Demanda .....	50
Figura 18: Interface Eólica .....	51
Figura 19: Interface Geração Solar.....	51
Figura 20: Interface do item Tecnologias.....	52
Figura 21: Interface Adicionar Tecnologias .....	53
Figura 22: Interface Combustíveis .....	53
Figura 23: Interface Transmissão Default .....	54
Figura 24: Interface Transmissão Personalizado.....	55
Figura 25: Interface Flexibilidade .....	56

Figura 26: Interface de Restrições ajustáveis pelo Usuário.....	57
Figura 27: Tabela Instrutiva ao Usuário .....	58
Figura 28: Interface Saídas .....	59
Figura 29: Composição da Matriz do SIN dos Cenários de Referência.....	95
Figura 30: Comparativo do Custo Total entre os Cenários de Referência e de Máxima Penetração RE.....	99
Figura 31: Comparativo da Matriz elétrica entre os Cenários de Referência e de Máxima Penetração RE.....	99
Figura 32: Curvas Residuais do Brasil para os Cenários de Referência e RE máximo para 2060 .....	101

## LISTA DE ABREVIATURAS

APE	Autoprodução de Energia	
BTE	Baixo Teor de Enxofre	
CA	Ciclo Aberto	
CBC	<i>COIN Branch and Cut solver</i>	
CC	Ciclo Combinado	
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado	
CGH	Central Geradora Hidráulica	
CSP	<i>Concentrated Solar Power</i>	
DSM	<i>Demand Side Management</i>	
ECP	<i>Equivalent Conventional Power</i>	
EFC	<i>Equivalent Firm Capacity</i>	
EGEAS	<i>Electric Generation Expansion Analysis System</i>	
ELCC	<i>Effective Load Carrying Capability</i>	
EPE	Empresa de Pesquisa Energética.	
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>	
FAST2	<i>Flexibility Assessment Tool 2</i>	
FC	Fator de Capacidade	
FV	Fotovoltaica	
FDS	Final de Semana	
$G_{carga}$	Demanda da carga	[TWh]
$G_{RE}$	Geração das fontes renováveis	[GWh]
$G_{term}$	Geração das fontes despacháveis	[GWh]
$i$	Taxa de desconto	[% a.a.]
IEA	<i>International Energy Agency</i>	
IMO	<i>International Marine Organization</i>	
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais	
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>	
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i>	
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>	

$n$	Número de anos até o período futuro.
OC	Óleo Combustível
O&M	Operação & Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIE	Produção Independente de Energia
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
REs	Fontes Renováveis Variáveis
RLDC	<i>Residual Load Duration Curve</i>
SIGA	Sistema de Informações de Geração da Aneel
SIN	Sistema Interligado Nacional
SP	Serviço Público
TI	Terras Indígenas
TQ	Terras Quilombolas
UC	Unidade de Conservação
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
VBA	<i>Visual Basic for Applications</i>
$\alpha_{carga}$	Coefficiente de flexibilidade da carga
$\alpha_{RE}$	Coefficiente de flexibilidade das fontes renováveis

## SUMÁRIO

<b>1.INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2.A INTERMITÊNCIA DAS RENOVÁVEIS (RE) E SUA REPRESENTAÇÃO NOS MODELOS DE PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO .....</b>	<b>8</b>
2.1.Principais Problemas e Preocupações da Entrada de RE em larga escala para o sistema e o Planejamento de Longo Prazo .....	8
2.2.Capacidade Firme .....	9
2.3.Flexibilidade .....	10
2.4.Capacidade de Transmissão .....	13
<b>3.SOLUÇÕES PRÁTICAS UTILIZADAS DE ADEQUAÇÃO DA REPRESENTAÇÃO DAS RE NOS MODELOS DE PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO .....</b>	<b>15</b>
3.1.Representação da Capacidade Firme .....	15
3.1.1.Validando a calibração do intervalo de tempo .....	19
3.1.2.Restrições de Crédito de Capacidade .....	21
3.2.Representação da Flexibilidade .....	22
3.2.1.Integração de Restrições que proporcionam Flexibilidade.....	22
3.2.2.Validação da Flexibilidade do Sistema .....	25
3.2.3.Acoplamento de Modelos de Custo de Produção .....	26
3.3.Representação da Capacidade de Transmissão .....	27
3.3.1.Vinculação da Expansão de RE com seus Investimentos em Transmissão .....	28
3.3.2.Representação Específica do Local de Geração e Transmissão de RE .....	28
3.4.Resumo do Panorama de Soluções .....	29
<b>4.METODOLOGIA.....</b>	<b>31</b>
4.1.Características Gerais do Software.....	31
4.2.Descrição da Metodologia do Modelo CARTHER.....	32

4.2.1.Otimização – Minimização dos Custos .....	35
4.2.2.Custo de Investimento .....	38
4.2.3.Custo de Operação e Manutenção (O&M) .....	39
4.2.5.Custo Ambiental (Externalidades) .....	40
<b>5.INTERFACE GRÁFICA DESENVOLVIDA PARA O CARTHER .....</b>	<b>47</b>
5.1.Interface do Menu Inicial .....	47
5.2.Botão Configurar Cenários e suas Interfaces .....	49
5.2.1.Info. Gerais .....	49
5.2.2.Demanda.....	49
5.2.3.Eólica.....	50
5.2.4.Solar.....	51
5.2.5.Tecnologias.....	52
5.2.6.Combustíveis .....	53
5.2.7.Transmissão.....	54
5.2.8.Flexibilidade .....	55
5.2.9.Restrições .....	56
5.3.Botão Exibir Relatórios e suas Interfaces.....	58
<b>6.ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>60</b>
6.1.Premissas Gerais.....	60
6.2.Cenários de Referência.....	61
6.2.1.Demanda.....	61
6.2.2Eólica.....	67
6.2.3.Solar FV.....	68
6.2.4.Tecnologias.....	69
6.2.5.Combustíveis .....	72

6.2.6.Transmissão .....	77
6.2.7.Expansão Máxima da Capacidade Instalada por Tecnologia. ....	78
6.2.8.Expansão Mínima de Capacidade Instalada das RE.....	88
6.3.Cenários Alternativos de Expansão RE.....	89
<b>7.RESULTADOS .....</b>	<b>90</b>
7.1.Cenários de Referência.....	90
7.2.Análise Comparativa entre os Cenários de Referência e de Máxima Penetração RE	96
<b>8.CONCLUSÃO.....</b>	<b>103</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>104</b>
<b>ANEXO A – Formulação das Interfaces .....</b>	<b>1</b>
<b>ANEXO B – Dados Complementares .....</b>	<b>11</b>

## 1. INTRODUÇÃO

Estimulado pelo engajamento entre diversos países através de acordos internacionais, como o acordo de Paris, os países estão optando pelas fontes renováveis para expandir a infraestrutura dos seus respectivos setores elétricos. Segundo a *International Energy Agency* – IEA, as renováveis geraram 26% da eletricidade do mundo inteiro em 2018 [1], e com a vasta adoção de políticas de incentivo em prol das renováveis, este número pode alcançar a marca de 45% em 2030<sup>1</sup> [2]. O Brasil possui 83% de sua matriz elétrica de 2019 composta por renováveis, contribuindo diretamente no alcance da meta global de 2030.

Em meio a esta transição acelerada do panorama da matriz elétrica dos países, se destacam as fontes renováveis variáveis ou intermitentes (REs), em especial energia solar e eólica, cuja variabilidade apresenta novos desafios ao setor elétrico, no que tange não só a sua confiabilidade como também a sua flexibilidade operativa.

Instituições de planejamento das economias desenvolvidas e em desenvolvimento buscam abordar este desafio, começando diretamente pelo planejamento das decisões de investimentos de longo prazo.

Diversos modelos são conhecidos internacionalmente pela sua contribuição aos avanços no Planejamento de Expansão. Vale mencionar o *Electric Generation Expansion Analysis System* – EGEAS, modelo precursor que deu origem a diversos modelos que são utilizados atualmente, como: *System Optimizer* desenvolvido pela Ventyx, PLEXOS pela Energy Exemplar, Aurora pela EPIS, UPLAN da LCG Consulting e ENPEP (WASP) da Argonne National Labs. Além destes, destaca-se o modelo OPTGEN da Consultoria PSR, sendo aplicado em uma diversa gama de países dos Balcãs, como também Bolívia, Equador, Peru e Panamá [3], [4].

No Brasil, destaca-se o Modelo de Expansão de Longo Prazo (MELP), desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. Sendo o MELP destinado para estudos de expansão de longo prazo com horizonte entre 20 e 30 anos, utilizado por exemplo: no Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030) da Empresa de Pesquisa Energética – EPE [5]. Atualmente, a EPE utiliza para os estudos de expansão no horizonte decenal o Modelo de Decisão de Investimento (MDI) e em parceria com a

---

<sup>1</sup> Inclui hidrelétricas.

empresa de consultoria PSR, avalia a utilização do modelo OPTGEN para estudos futuros de longo prazo considerando a entrada das renováveis (REs) [6],[7].

A Tabela 1 apresenta os países cujas instituições governamentais utilizam ou já utilizaram alguns dos modelos supracitados.

**Tabela 1: Modelos e quais países utilizam ou já foram aplicados**

<b>Modelos</b>	<b>Países Atuantes</b>
OPTGEN	Bolívia, Colômbia, Equador, Peru e Países Balcãs
PLEXOS	México, África do Sul
WASP	Uruguai, Polônia, Marrocos, Tunísia, Zimbábue
MESSAGE, TIMES	Argentina, Paraguai, Peru, Itália
PET	Chile
AURORA.xmp	Estados Unidos da América
System Optimizer	Estados Unidos da América

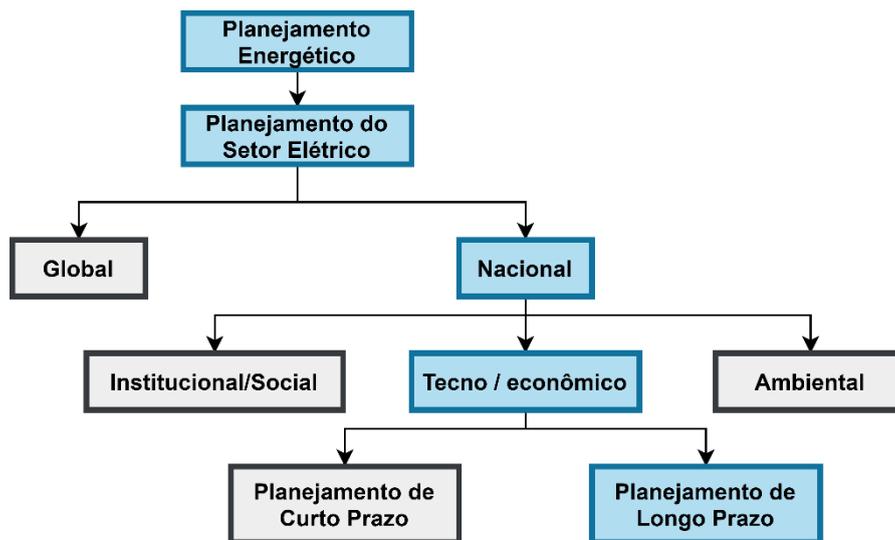
Fonte: Adaptado de [17]

Ressalta-se, que todos os modelos presentes na Tabela 1  
**Tabela 1** são empregados para o planejamento da expansão do setor elétrico, ou seja, até mesmo os modelos de energia apresentados, tais como: MESSAGE, TIMES e SimEE são utilizados também para este fim nos respectivos países.

Sendo assim, no escopo deste trabalho, **modelos de planejamento energético de longo prazo e modelos de planejamento de expansão do setor elétrico no longo prazo** são tratados como sinônimos. O primeiro está voltado a questões mais amplas sobre políticas de energia globais ou nacionais, enquanto o segundo foca exclusivamente no setor elétrico de um país ou região. Entretanto, o planejamento de expansão do setor elétrico é realizado também por modelos de planejamento energético, sendo assim, o planejamento do setor elétrico equivale a um subconjunto do planejamento energético, conforme Figura 1 [2], [8].

Neste contexto, ambos são referidos especificamente como modelos de otimização que calculam soluções de expansão de capacidade instalada para o sistema elétrico num horizonte normalmente entre 20 a 40 anos<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Para uma análise comparativa das diferenças entre um modelo de planejamento energético e um modelo de planejamento de expansão frente a inserção de REs no sistema, consultar item 5.5 da referência (DAS, *et al.*, 2018).



**Figura 1: O escopo deste trabalho no âmbito de planejamento**

Fonte: Adaptado de [1]

Historicamente, o critério utilizado pelos modelos para seleção dos projetos voltados a expansão da geração é pautado pela escolha da tecnologia de menor custo. Assim, para o investimento em novas usinas é considerado o custo total ao longo do ciclo de vida do projeto, como: custo de construção, custo de operação e manutenção, combustível, entre outros.

A metodologia internacionalmente consagrada por comparar a competitividade econômica de tecnologias de geração tão distintas, que utilizam fontes primárias de energia tão diversas, é o custo nivelado de eletricidade (*Levelized Cost of Electricity – LCOE*). Este indicador é definido pela Agência Internacional de Energia - *International Energy Agency (IEA)*, como uma métrica que estima a receita média por unidade de produção de energia, em \$/MWh, que seria requerida pelo proprietário do projeto para recuperar todos os custos de investimento e custos com operação e manutenção, considerando também um retorno especificado sobre o investimento ao longo da vida útil da usina [9].

Entretanto, a acelerada transição do panorama da matriz elétrica dos países, com a entrada em larga escala das REs trouxe novos desafios aos modelos no âmbito da representação desta variabilidade das REs. No caso, o LCOE de forma isolada, não

distingue a natureza da fonte primária da tecnologia, não considerando a intermitência proveniente das fontes RE, que são dependentes do clima. Isto é, não difere se a tecnologia é despachável ou intermitente [10].

Diante disso, planejadores e modeladores desenvolveram um conhecimento considerável sobre como abordar as REs e aprimorar sua representação nos modelos de longo prazo frente a esta transição do setor elétrico.

O estudo apresentado em [2] mostra os principais parâmetros do sistema impactados pelas características das RE, considerados como mais importantes a serem representados nos modelos de planejamento de longo prazo. São eles: **capacidade firme, flexibilidade e capacidade de transmissão.**

Para representação da contribuição em capacidade firme das RE ao sistema, destaca-se a solução prática de representação da variação da geração das tecnologias REs no tempo através de curvas características. Para esta representação das curvas, [11], [12] destacam a importância da resolução temporal das curvas representativas de geração RE e da curva de carga dos modelos, uma vez que uma captura eficiente da variação das RE proporciona uma compatibilidade temporal mais apurada entre a curva de geração das RE e a curva de carga, tornando a contribuição das renováveis para a capacidade firme mais precisa e, por consequência, resultando numa expansão mais econômica e de maior confiabilidade.

Entretanto, o perfil de curva das REs deve ser modelado por meio de uma base de dados com características das RE fundamentada e disponibilizada por instituições de credibilidade. Felizmente, atualmente, há diversos bancos de dados internacionais capazes de fornecer dados confiáveis de velocidade dos ventos e irradiância solar gratuitamente, por exemplo: *Global Atlas for Renewable Energy* do *International Renewable Energy Agency (IRENA)*; *RE Resource Mapping* do *ESMAP*; e *SoDa Service* do *MINES ParisTech*, o qual disponibiliza dados provenientes da *NASA* [13]–[15]. No âmbito do Brasil, podem ser consultados dados de disponibilidade dos ventos e irradiância solar na base de dados do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) e perfis de geração solar FV e eólica no banco de dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) [16], [17].

No escopo da flexibilidade, isto é, da capacidade do sistema de balancear a geração com a demanda de energia elétrica, definida por [18] como “o quanto um sistema de energia pode ajustar o equilíbrio de produção e consumo de eletricidade em resposta à

variabilidade, esperada ou não”, tem-se como uma das principais soluções práticas utilizadas pelos modelos a integração de restrições que proporcionam flexibilidade ao sistema. Especificar o nível de carga mínimo das usinas inflexíveis consiste numa opção de restrição aos modelos de fácil implementação, por exemplo, que auxilia a quantificar o excesso de geração RE existente em períodos de alta participação RE [19].

Em relação à capacidade de transmissão, o trabalho [2] pontua a limitação espacial das usinas RE que são implantadas em locais preferencialmente com boas referências de dados da intensidade solar e de vento. Este fato representa uma restrição geográfica, principalmente para usinas de RE localizadas a grandes distâncias dos centros de demanda. Assim, necessitando de uma transmissão por longos percursos em altos níveis de tensão, o que resulta em investimentos de expansão da transmissão, muitas vezes, dedicados exclusivamente a expansão das REs. Os trabalhos [19] e [20] pontuam a falta de capacidade de transmissão enfrentada por muitos países, o que resulta no atraso da implementação de vários projetos de RE ou até mesmo no corte da geração das REs existentes. Como solução prática de representação, pode-se atribuir um custo adicional à transmissão associada à entrada de REs. Isto é, estabelecendo um custo da transmissão por unidade de capacidade instalada RE. Em [2], é destacado que apesar de ser uma representação simplificada, incapaz de diferenciar a proximidade das instalações REs aos centros de carga, esta abordagem, ainda assim, retrata generalizadamente o investimento em transmissão vinculado a entrada de REs. O estudo [22] ressalta que para alguns países europeus, como: Alemanha, Dinamarca, Irlanda, Holanda e Portugal, o custo adicional de transmissão assume valores mais diversos, variando em torno de 50 a 270 Euros por kW em cenários de penetração eólica de 15% a 55% da demanda bruta.

### 1.1. Motivação

Há uma grande variedade de softwares de planejamento de expansão de longo prazo voltados a inserção RE, entretanto, são poucos disponíveis de maneira gratuita ao meio acadêmico e que sejam *open source*, ou seja, softwares que disponibilizam na íntegra seus códigos-fonte. Neste escopo, tratando-se de Brasil, os principais softwares de planejamento de expansão de longo prazo utilizados pelo CEPEL e EPE são softwares proprietários.

## 1.2. Objetivos

O objetivo deste trabalho é contribuir para o desenvolvimento dos estudos de planejamento de expansão de longo prazo voltados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) no meio acadêmico. Este trabalho apresenta a funcionalidade do software Acadêmico de Planejamento de Expansão denominado CARTHER, por meio da calibração do CARTHER para a representação de cenários hipotéticos de expansão do SIN no longo prazo e a modelagem de uma interface amigável para o modelo.

Desta forma, apresenta-se a interface gráfica desenvolvida para o Software CARTHER, descreve-se o critério metodológico de representação das REs, e por fim calibra-se o CARTHER para analisar economicamente diferentes cenários hipotéticos de expansão do SIN com diferentes níveis de penetração das REs, solar fotovoltaica e eólica, para os horizontes de tempo 2030, 2040 2050 e 2060. Primeiramente, o modelo é calibrado com as informações do SIN para o ano base de 2019. Em seguida, constrói-se os cenários hipotéticos de expansão do SIN para os horizontes de estudo, chamados cenários de referência, cujos parâmetros de entrada são baseados em documentos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), como: Balanço Energético Nacional (BEN) [23], Plano Decenal de Expansão 2029 (PDE 2029) [24], Plano Nacional de Energia (PNE 2030) [25], Plano Nacional de Energia (PNE 2050) [26], e relatórios das principais instituições nacionais e internacionais na área: National Renewable Energy Laboratory (NREL) [27], Operador Nacional do Sistema (ONS) [17], e International Energy Agency (IEA) [28]. A partir das simulações dos cenários de expansão de referência são criados cenários alternativos de expansão das REs, visando a máxima penetração solar FV e eólica no SIN, sendo realizada uma análise econômica comparativa.

## 1.3. Estrutura do Trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte forma: o capítulo **Error! Reference source not found.** introduz as principais propriedades das REs que as distinguem das outras fontes convencionais de geração, e suas consequências para o sistema elétrico. O capítulo 3 apresenta uma discussão teórica a respeito das soluções práticas utilizadas por modelos de planejamento de expansão para representação dos impactos das REs no sistema. O capítulo 4 apresenta a metodologia geral e descreve a representação das REs no Software

CARTHER, desenvolvido em parte no contexto dessa dissertação. No capítulo 5 é apresentado a ferramenta de modelagem, interface gráfica, desenvolvida pelo autor para o CARTHER. O capítulo 6 se refere ao estudo de caso de planejamento de expansão para o SIN realizado no CARTHER com diferentes níveis de penetração de REs. Neste capítulo todos os dados e curvas de entrada são apresentados. Por fim, os resultados são investigados no capítulo 7 e as conclusões são apresentadas no capítulo 8.

## **2. A INTERMITÊNCIA DAS RENOVÁVEIS E SUA REPRESENTAÇÃO NOS MODELOS DE PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO**

Este capítulo apresenta uma breve revisão teórica dos principais problemas e impactos no horizonte de longo prazo em torno da integração em larga escala de fontes renováveis intermitentes no sistema elétrico. Destaca-se que, neste trabalho, será utilizada a definição de fontes renováveis intermitentes, exclusivamente como fontes renováveis (REs), referindo-se exclusivamente a geração eólica e solar fotovoltaica.

A seção 2.1. introduz as principais propriedades das REs que as distinguem de outros tipos de usinas convencionais de geração. As demais seções 2.2. a 2.4. detalham individualmente os parâmetros do sistema que são afetados pelas REs e suas peculiaridades.

### **2.1. Principais problemas e Impactos da entrada de REs em larga escala para o sistema e o Planejamento de Longo Prazo**

As REs se distinguem das demais fontes geradoras convencionais principalmente devido a cinco propriedades que as caracterizam [2]:

- Sua natureza de dependência do clima: o que torna as REs fontes não despacháveis, visto a variabilidade de sua geração de acordo com horas do dia e estações do ano. Ou seja, sendo as REs também conhecidas como fontes intermitentes.
- A geração das REs pode ser prevista, entretanto a previsão é passível de incertezas.
- As REs têm o limitante de localização, pois suas fontes de energia primária, sol e vento, não podem ser transportadas. Assim, as usinas RE devem ser construídas onde há condições favoráveis de suas respectivas fontes de energia primária.
- REs são consideradas fontes assíncronas, isto é, são fontes que possuem uma interface eletrônica com a rede, invés de um rotor diretamente conectado. Esta

característica impõe certos desafios frente à estabilidade do sistema sob algumas circunstâncias.<sup>3</sup>

- Os geradores RE não são necessariamente conectados à Rede Básica, podendo também atuar como geração distribuída.

Estas características das REs influenciam diretamente a natureza, as necessidades e as propriedades do sistema elétrico. Sendo os principais parâmetros da rede impactados: **capacidade firme, flexibilidade, capacidade de transmissão, controle de tensão e resposta em frequência e tensão.**

As características do sistema impactadas pela inserção de RE mais relevantes ao planejamento de longo prazo, segundo [2], são apresentados na Tabela 2.

**Tabela 2: Principais parâmetros do sistema impactados pela entrada de RE**

	<b>Geração</b>	<b>Rede</b>
Adequação	Capacidade Firme	Capacidade de Transmissão
Segurança da Operação	Flexibilidade	Controle de Tensão
	Estabilidade	Estabilidade <sup>4</sup>

O mais Relevante
  Alta Relevância
  Relevante em alguns Sistemas
  Relevante ao Curto Prazo

Fonte: Adaptado de [2]

## 2.2. Capacidade Firme

A **capacidade firme** corresponde ao montante de capacidade de geração capaz de assegurar o atendimento da demanda em qualquer período de tempo, partindo-se de premissas probabilísticas de confiabilidade [29]–[31].

Entretanto, a intermitência das RE resulta na incompatibilidade temporal entre a geração variável das REs e a variabilidade da demanda. Com isto, a capacidade total de geração das REs não pode ser classificada como capacidade firme. Ou seja, elas sendo

<sup>3</sup> Tradicionalmente, a estabilidade do sistema depende da inércia proveniente dos geradores síncronos.

<sup>4</sup> Desta forma, Controle de Tensão e Estabilidade não é discutido neste trabalho.

dependentes do clima, geram eletricidade, entretanto não garantem que podem ser requisitadas a qualquer instante.

A parcela da capacidade de geração das REs que pode ser chamada como capacidade firme, é também conhecida como “**crédito de capacidade**”<sup>5</sup>.

O estudo que avalia o crédito de capacidade das RE para o sistema é conhecido como **adequação da geração**. Este estudo realizado pelos órgãos competentes, avalia o crédito de capacidade não só das REs do sistema, mas sim de todo mix de usinas geradoras do sistema, determinando se a capacidade firme de geração de todo sistema é capaz de cobrir o pico da demanda. A folga entre a capacidade firme total e o pico da demanda é também conhecida como margem de reserva, e geralmente varia entre 10% e 25% [2].

Abordada a importância da capacidade firme para a confiabilidade da operação, o conceito de crédito de capacidade e a coordenação da geração das REs com a demanda, tem-se que a incompatibilidade temporal entre RE e demanda pode resultar em cenários indesejados. Por exemplo, períodos em que haja excesso de geração das REs, o que poderia levar ao contingenciamento das mesmas. Por outro lado, em períodos de baixa geração, seria necessário outro tipo de unidades geradoras para suprir a demanda.

### 2.3. Flexibilidade

A **flexibilidade** é uma peça chave quando se trata de integração de RE no sistema. Conceitualmente, a flexibilidade é definida por [18] como “o quanto um sistema de energia pode ajustar o equilíbrio de produção e consumo de eletricidade em resposta à variabilidade esperada ou não”. Na mesma linha de balanceamento entre geração e demanda, a flexibilidade pode ser referida como a “capacidade de fazer os ajustes necessários para equilibrar a geração e a demanda, mantendo a confiabilidade do sistema.” [32]. O *Electric Power Research Institute (EPRI)* detalha do ponto de vista operacional, como “a capacidade de aumentar e alternar os recursos para manter um equilíbrio de oferta e demanda em escalas de tempo de horas e minutos através da operação confiável de um sistema pelo menor custo” [33].

Sendo assim, com o propósito de se manter a confiabilidade e segurança do sistema,

---

<sup>5</sup> Segundo o IRENA, o crédito de capacidade representa a contribuição de um gerador para o sistema no quesito de adequação da geração, ou seja, em atender a demanda com confiabilidade [2].

deve-se equilibrar sempre a oferta e demanda de eletricidade.

A questão da variabilidade no processo de balanceamento é uma realidade da operação do sistema elétrico antes mesmo da entrada das REs, tendo em vista a curva de demanda ser variável. Ou seja, a incerteza inerente à demanda é factual e enfrentada através de estudos de previsão por parte dos operadores do sistema. Com isso, determinando a coordenação dos despachos de geração a fim de atender a variabilidade da demanda [34].

Entretanto, o aumento da participação de REs no sistema torna a variabilidade das REs potencialmente mais frequente e significativa frente ao sistema. Consequentemente, a variabilidade da carga residual<sup>6</sup> também é elevada. A capacidade da parte não-RE do sistema elétrico de ajustar sua geração para atender à carga residual em condições operacionais normais é referida neste trabalho como **flexibilidade**<sup>7</sup>.

Em [2], esclarece-se que flexibilidade do sistema é importante principalmente devido à taxa de variação da carga residual. Variações rápidas na carga residual dificulta o balanceamento entre carga e geração das não-RE. Ou seja, as usinas da base com seus altos tempos de partida, rampa e desligamento podem enfrentar dificuldades para acompanhar esta instabilidade na curva residual da demanda, podendo acarretar em comportamentos indesejados no sistema, como contingenciamento das REs disponíveis a fim de manter a estabilidade do sistema. Segundo [36], [37], o contingenciamento resulta na redução do fator de capacidade das renováveis, o que compromete a rentabilidade dos projetos existentes e enfraquece o surgimento de futuros investidores no setor RE.

No caso de períodos de baixa geração RE e flexibilidade limitada do sistema, as usinas despacháveis (não-REs) podem entrar em sobrecarga, comprometendo a vida útil e eficiência delas e no pior caso resultando em indesejáveis cortes de carga [38].

Sistemas mais flexíveis contam com usinas despacháveis aptas a elevar ou reduzir sua geração mais rapidamente, com mais frequência e em magnitudes mais elevadas para acomodar a geração intermitente das RE, papel este normalmente exercido por térmicas a gás de ciclo aberto e hidrelétricas [2]. Entretanto, [94] pontua que com aprimoramentos técnicos da operação, outros tipos de usinas normalmente ditas inflexíveis, incluindo RE, são capazes de contribuir para a flexibilidade do sistema.

Outras opções de capacitar o sistema no quesito flexibilidade são<sup>8</sup>: **tecnologias de**

---

<sup>6</sup> Carga residual é definida como a demanda subtraída a geração RE [35].

<sup>7</sup> Esta definição de flexibilidade segue a abordagem do IRENA [2].

<sup>8</sup> Reserva de capacidade também é considerada um recurso de flexibilidade, entretanto considerado

**armazenamento de energia, Demand Side Management (DSM)<sup>9</sup> e intercâmbio de energia.**

As tecnologias de armazenamento suavizam a variabilidade da oferta de energia elétrica através do deslocamento temporal da geração<sup>10</sup>, da mesma forma o DSM suaviza a variabilidade da demanda temporalmente. Assim, favorecendo para o equilíbrio da geração e demanda.

O NREL cita que sistemas de armazenamento de grande porte (hidrelétricas reversíveis, armazenamento em ar comprimido e baterias de brometo de zinco, íons de lítio, e sulfeto de sódio) são adequados para o nivelamento de carga, devido seus longos períodos de descarga [40]. [41] exemplifica os períodos de descarga usuais, conforme Tabela 3.

**Tabela 3: Parâmetros de tecnologias de armazenamento de energia**

<b>Tecnologia</b>	<b>Capacidade Instalada Típica (MW)</b>	<b>Tempo de Descarga</b>
Hidrelétrica Reversível	100 - 5000	Horas
Ar Comprimido	100 - 300	Horas
Bateria Li-íon*	0,001 - 20	Minutos a Horas
Bateria NaS**	0,001 - 5	Horas
Bateria Chumbo Ácido	1 - 200	Horas

\* Bateria de íons de Lítio. \*\* Bateria de Sulfeto de Sódio

Fonte: Adaptado de [41]

Os autores de [8], [42], [43] relatam que o DSM permite a mudança do padrão de consumo, ou seja, da curva de demanda, durante períodos de pico de carga ou quando a geração RE cai. Os mecanismos incluem: controle direto da carga pelas concessionárias (normalmente usados com grandes clientes comerciais e industriais), redução voluntária da carga (normalmente ativada por sinais de preço) e demanda dinâmica (ajuste automatizado do uso de energia).

Por sua vez o intercâmbio é um recurso muito utilizado por sistemas flexíveis, sendo

---

mais para o horizonte de curto prazo.

<sup>9</sup> DSM consiste no gerenciamento do comportamento da curva de demanda a partir de diferentes mecanismos [8].

<sup>10</sup> Armazenamento em pequena escala também podem atuar no gerenciamento do lado da demanda, como: baterias e veículos elétricos [39].

capaz de interligar pontos com excesso de geração a regiões que não conseguem suprir sua própria demanda. Por exemplo, no cenário de geração excessiva das RE, torna-se possível escoar este excesso para outro subsistema. Em cenários de baixa disponibilidade de geração RE para determinado subsistema, o mesmo pode receber energia elétrica proveniente de usinas geograficamente distantes. Deste modo, o sistema se torna capaz de reduzir a flutuação da curva residual de demanda de uma região causada pelas RE a partir da transmissão da “flexibilidade” vinda de outra região, onde a flexibilidade está disponível ou é mais barata [44], [45].

Por fim, [8] ressalva que as opções de flexibilidade, DSM e o armazenamento de energia, são novos e assim estão cercados de incertezas no seu papel em sistemas futuros, por dependerem de diferentes variáveis, como: não aceitação do cliente, imaturidade da tecnologia, design impróprio do mercado, e alto custo. Portanto, entender a evolução do sistema em um horizonte de longo prazo e identificar o mix mais apropriado de ferramentas de flexibilidade com o objetivo de amparar a entrada de RE de larga escala é um desafio.

#### 2.4.Capacidade de Transmissão

Diferente de termelétricas a carvão ou a gás, a implantação das usinas REs possuem uma limitação espacial, uma vez que os recursos primários utilizados (sol e vento) não podem ser transportados na sua forma original. Assim, uma localização com boas referências de dados da intensidade solar e de vento atuam como uma restrição geográfica para as usinas RE. No caso de grandes distâncias entre os centros de demanda e a localização das usinas RE, a energia gerada deve ser transmitida pelo longo percurso em um alto nível de tensão. Outro cenário ocorre quando há uma alta concentração de REs no mesmo local congestionando a rede elétrica de transmissão [2].

A falta de capacidade de transmissão enfrentada por muitos países, frequentemente resulta no atraso da implementação de vários projetos de REs ou até mesmo no corte da geração das REs existentes [20], [21].

Desta maneira, o planejamento de expansão que não investiga a capacidade de transmissão e não considera a localização de REs no sistema elétrico, pode resultar em uma estratégia de investimentos inadequada.

Uma rede de transmissão robusta permite suavizar a variabilidade das REs, e

consequentemente reduz a flutuação da curva residual e auxilia o balanceamento da geração e demanda em um sistema elétrico de grande porte [2], [8], [46].

### 3. SOLUÇÕES PRÁTICAS UTILIZADAS DE ADEQUAÇÃO DA REPRESENTAÇÃO DAS REs NOS MODELOS DE PLANEJAMENTO DE LONGO PRAZO

Esta seção analisa o estado da arte de estudos com soluções práticas utilizadas por modelos de planejamento de expansão para representação dos impactos das RE no sistema, discutidos no capítulo 2. A seção 3.1 apresenta mecanismos importantes para representação da capacidade firme. Em seguida, as seções 3.2 e 3.3 apresentam soluções para a flexibilidade e capacidade de transmissão do sistema, respectivamente. Por fim, a seção 3.4 resume o panorama de soluções abordadas nas seções anteriores.

#### 3.1. Representação da Capacidade Firme

No item 2.2., apresentou-se a **adequação da geração** como um conceito chave para o planejamento de expansão, a qual se refere a disponibilidade de capacidade firme do sistema: capacidade de geração que pode ser utilizada a qualquer instante para atender a demanda, especialmente nos horários de pico. Assim, a compatibilidade temporal entre a curva de geração das RE e a curva de carga determina a contribuição das renováveis para a capacidade firme (crédito de capacidade). Com isto, a representação da capacidade firme pelos modelos de planejamento de expansão é determinante para a realização de investimentos econômicos.

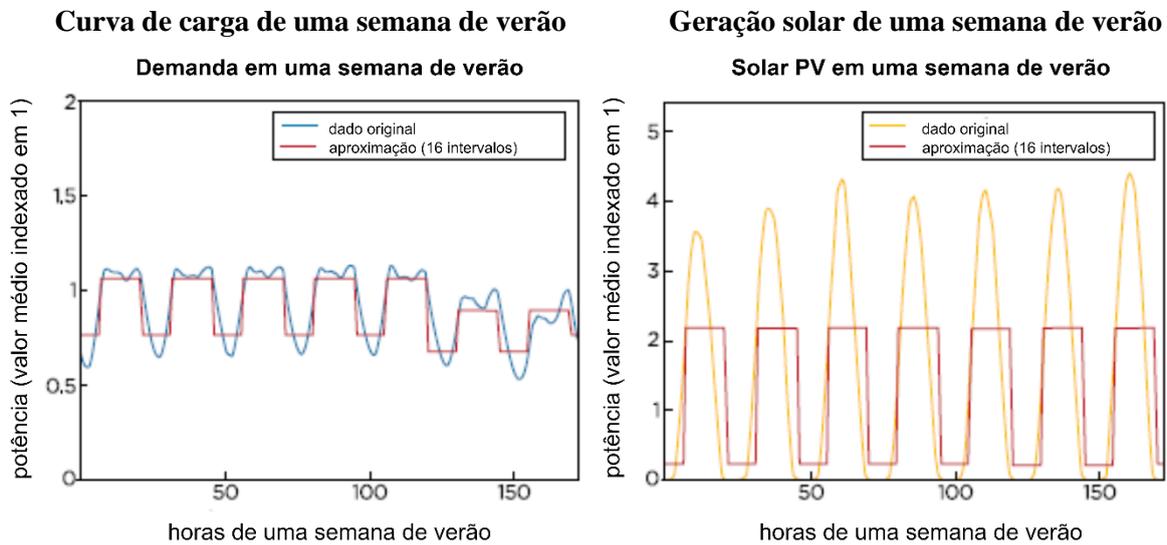
Segundo [2], para uma representação mais precisa e melhor definida da compatibilidade entre as curvas de geração RE e de carga, aprimora-se a **calibração do intervalo de tempo**<sup>11</sup> das curvas.

Os autores em [11] destacam que a variabilidade das curvas de geração e carga na prática são subrepresentadas nos modelos devido ao emprego de valores médios referentes a intervalos de tempo grosseiros, ou seja, uma representação carente de informação.

---

<sup>11</sup> Resolução temporal.

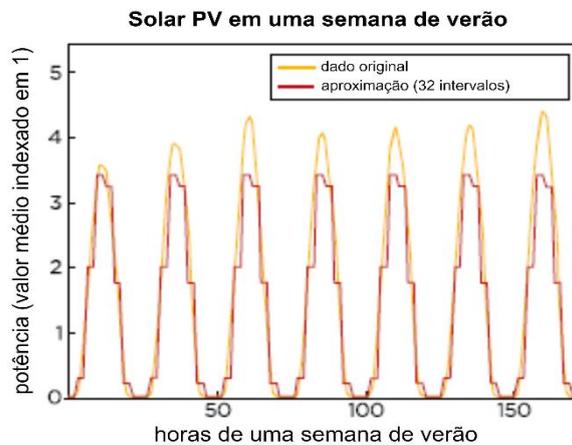
O trabalho [12] ilustra esta sub-representação dos perfis das curvas de carga e solar PV para o cenário de uma semana durante o verão europeu. Na figura 2, cada gráfico compara o dado original horário com a sua representação em 16 intervalos de tempo.



**Figura 2: Comparação entre os dados originais e sua representação com 16 intervalos de tempo.**

Fonte: Elaborado por [10]

Nota-se na Figura 2: Comparação entre os dados originais e sua representação com 16 intervalos de tempo que a variabilidade da curva de carga está sendo representada satisfatoriamente, entretanto para a solar os valores médios adotados para os intervalos subestima os picos de geração solar em até 50%. Com isso, [12] aumenta a resolução do gráfico de 16 para 32 intervalos de tempo, o que resulta em um ganho significativo do rastreamento dos picos da curva de geração solar original, conforme Figura 3.

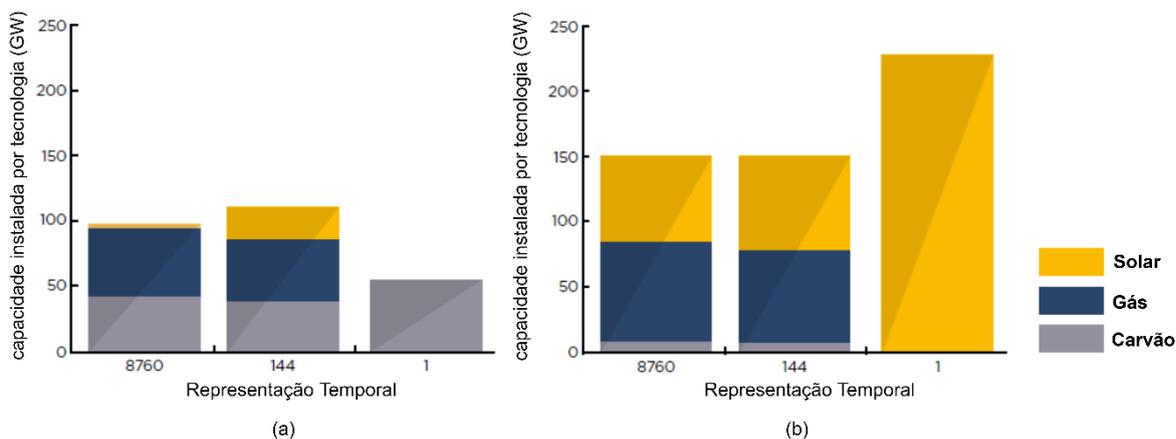


**Figura 3: Rep** **los de tempo.**

Fonte: Adaptado de [10]

Desta maneira, a captura ineficiente da variação das curvas causada pela adoção de um intervalo de tempo inadequado pode resultar em superestimar ou subestimar o crédito de capacidade, o que deturparia o valor real do investimento em capacidade instalada de RE.

No estudo [47] é desenvolvido um modelo matemático simples para avaliar o impacto da resolução do intervalo de tempo no resultado do mix ótimo de usinas geradoras para cenários hipotéticos. Avaliaram-se três resoluções de tempo: 8760, 144 e 1 intervalo de tempo (número de períodos do ano). A Figura 4 apresenta que para a resolução de 144 períodos, a capacidade instalada de usina fotovoltaica (FV) está superestimada quando comparada a resolução de 8760 períodos, enquanto que a resolução de 1 período subestima a capacidade instalada PV para o cenário (a) e sobrestima no cenário (b).



**Figura 4: Mix de capacidade instalada ótimo de acordo com a resolução de tempo**

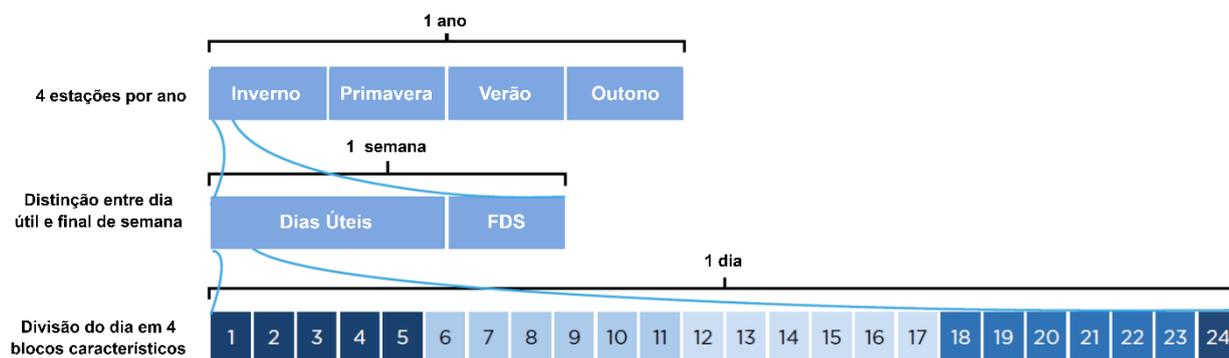
Fonte: Adaptado de [48]

Em [2], ressalta-se abordagens mais avançadas para agregação do tempo, adotando-se conjuntos de dias ou semanas “representativas” escolhidos com base em sua similaridade com a disponibilidade de RE (ex: dias de ventos fortes e fracos). Esta técnica aprimora a precisão da captura da variabilidade das curvas mesmo com um número limitado de intervalos de tempo.

Uma variante desta abordagem é o agrupamento de horas consecutivas, chamados blocos intra-diários e dias ou semanas consecutivas, denominadas estações (ou temporadas).

A Figura 5 exemplifica um modelo que adota uma resolução de tempo para demanda com 32 intervalos dentro de um ano, composto por: 4 estações, 2 tipos de dia (dia útil e

final de semana) e a variação diária por 4 blocos de seis horas.



**Figura 5: Exemplo de definição de 32 intervalos de tempo para a demanda**

Fonte: Elaborado por [2]

Em paralelo, alguns modelos fazem uso do chamado **intervalo de tempo de pico**. Esta técnica determina o curto período de tempo onde se encontra o pico da demanda, evitando que o processo de média entre os intervalos de tempo perca informações importantes do horário de pico.

Os autores de [48] reuniram modelos de expansão que possuem estas abordagens mais avançadas, apresentados na Tabela 4.

**Tabela 4: Exemplos de modelos com uma abordagem mais complexa a respeito dos intervalos de tempo**

Modelos	Região	Aplicado em	Nº de intervalos de tempo	Especificações do intervalo de tempo
GEMS + CEEM	Alemanha	[49]	432	4 estações, 3 dias típicos de demanda, 3 dias típicos de vento por estação, 12 intervalos de tempo por dia
DIMENSIO N +INTRES	Europa	[50]	192	2 estações, 8 combinações de dias típicos de vento forte e fraco, 12 intervalos de tempo por dia
DIMENSIO N	Europa	[51]	7200	anos meteorológicos simulados com 30 dias (2 estações) cada,

				resolução horária
US- REGEN	EUA	[95]	50	50 combinações ponderadas selecionadas aleatoriamente de carga e vento
LiMES-EU+	Europa, Oriente Médio e Norte da África	[52]	49	4 estações, 3 situações de RE, 4 intervalos de tempo por dia (mais um intervalo de horário de pico)
URBS-EU	Europa	[53]	8064	8 anos com 6 semanas representativas cada, resolução horária
-	Texas - EUA	[54]	696	4 semanas com resolução horária (mais um dia de pico)

Fonte: Adaptado de [48]

### 3.1.1. Validando a calibração do intervalo de tempo

Exceto alguns casos<sup>12</sup>, os algoritmos de otimização não costumam se dedicar a definir um intervalo de tempo apropriado. Em vez disso, utilizam uma análise visual empírica da **curva residual** para validação do intervalo de tempo definido.

Através da inspeção visual, compara-se a curva residual replicada (com seu número de intervalos de tempo definido) com a curva residual horária original. [12] inspeciona os erros comparando cinco *designs* de curvas com os respectivos intervalos de tempo por ano: 876, 438, 146, 73 e 24. A Figura 6 mostra que uma resolução de tempo baixa não replica a curva de carga residual adequadamente, como apresenta a curva residual de 24 intervalos tanto para eólica quanto para solar.

<sup>12</sup> Exceções incluem [11], [48] e [50].

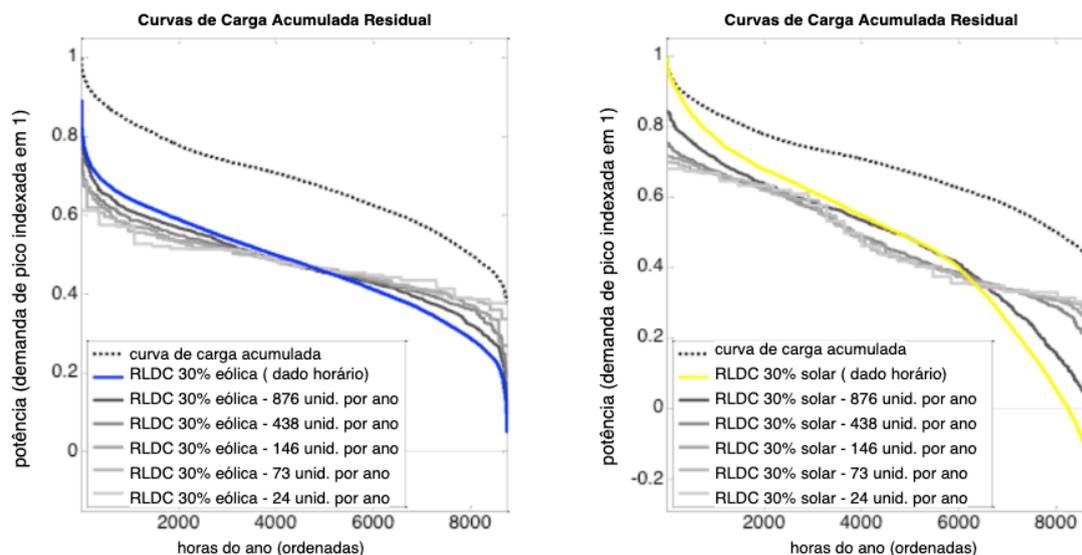


Figura 6: Curva residual com a entrada de eólica (esquerda) e com a entrada de solar FV (direita).

Fonte: Elaborado por [10]

Em [11], enfatiza-se que no caso de a resolução de intervalo de tempo resultar numa curva residual muito plana (horizontal), pode acarretar em:

- **Pico da curva residual subestimado** - implica que o crédito de capacidade do RE está superestimado. Isso significa que os resultados do modelo podem não refletir a capacidade firme suficiente. Uma restrição adicional para garantir capacidade firme suficiente é crucial para alcançar uma segurança razoável de fornecimento.
- **Curva residual ser superestimada, em período de alto índice de geração RE** - ou igualmente, subestimação da produção de RE, resulta em uma superestimação do número de horas de carga total que podem ser atendidas por tecnologias de “*baseload*”<sup>13</sup>.
- **Subestimação de períodos de excesso de geração elétrica, onde a curva**

<sup>13</sup> Tecnologias de “*baseload*” são os tipos de usinas que atuam na base da curva de carga, ou seja, durante o ano todo (8760 horas). Exemplos incluem usinas nucleares, termelétricas à carvão, usinas a gás de ciclo combinado.

**de carga se torna negativa** - devido à alta entrada de RE pode resultar na superestimação da absorção RE.

### 3.1.2. Restrições de Crédito de Capacidade

Ao atribuir valores de crédito de capacidade a diferentes tipos de usinas de energia, incluindo REs, um modelo pode ser desenvolvido para garantir que a expansão da capacidade resultaria em capacidade firme suficiente.

Normalmente, os modelos de expansão incorporam os valores de crédito de capacidade ou de margem de reserva<sup>14</sup>, como um parâmetro exógeno, estimado fora do modelo a partir de dados horários da demanda e da geração RE.

Os valores de crédito de capacidade podem ser inseridos independentemente da penetração das REs ou em função dessa penetração. Em ambos os casos, o valor do crédito da capacidade pode ser mantido estático ou dinâmico no horizonte de tempo, dependendo do modelo. Essa função pode ser definida separadamente para cada tecnologia RE, ou como alternativa, os créditos de capacidade podem ser definidos para a energia eólica e a energia solar combinada, contabilizando sua correlação usando uma função de crédito de capacidade única. Alguns modelos também atribuem crédito de capacidade a não RE, levando em consideração as necessidades de manutenção não planejadas [2].

Os métodos para quantificar o conceito de crédito de capacidade baseados na confiabilidade do sistema encontrados na literatura são *equivalent conventional power* (ECP), *equivalent firm capacity* (EFC) e *effective load carrying capability* (ELCC). Estas medidas se referem à quantidade de geração convencional que as REs podem substituir (ECP), a quantidade de tecnologia de geração totalmente confiável que as REs podem substituir (EFC) e o aumento da quantidade de demanda que as REs são capazes de atender (ELCC), mantendo o mesmo nível de confiabilidade do sistema [29].

Como exemplo, em [55], utiliza-se o modelo ReEDS em um estudo desenvolvido para os Estados Unidos com um horizonte de planejamento de 46 anos. Um ano é dividido em 4 estações e 4 blocos intra-diários com horário de pico adicional (um total de 17 intervalos de tempo) e em 356 regiões. Cada tecnologia do modelo recebe um crédito de capacidade específico para definir sua contribuição para a margem de reserva para cada

---

<sup>14</sup> Definições de crédito de capacidade e margem de reserva constam na sessão 3.2.

intervalo de tempo. Todos os tipos de usinas de energia disponíveis contribuem com toda a sua capacidade nominal. As restrições de margem de reserva nos modelos exigem que a capacidade firme exceda uma margem predefinida em todos os intervalos de tempo.

O valor da capacidade é calculado internamente antes da programação linear ser executada para esse período. O crédito de capacidade para cada intervalo de tempo é baseado no fator de capacidade médio para a duração do intervalo, e calculado usando um algoritmo simplificado que aproxima a ELCC para cada intervalo de tempo, a cada período de dois anos.

Métodos de aproximação baseado no período de tempo também são utilizados para representação do crédito de capacidade. Estes métodos avaliam o crédito de capacidade em períodos críticos (horas de pico de carga) para o sistema, para detalhes consultar [56], [57]. [57] apresenta que 10 de 24 operadores de sistema nos EUA utilizaram a abordagem de crédito de capacidade baseado nos horários de pico em seus estudos de planejamento no ano de 2012.

### 3.2.Representação da Flexibilidade

Esta seção discute a respeito de três tipos de soluções capazes de atender as limitações mais comuns enfrentadas pelos modelos na representação da flexibilidade. A subseção 3.2.1. expõe maneiras de implementar restrições de modelagem aptas a replicar a provisão de flexibilidade ao sistema. Em 3.2.2, discute-se ferramentas simplificadas de validação da flexibilidade do sistema. Por fim, a subseção 3.2.3 aborda como modelos de custo de produção podem ser utilizados em conjunto com modelos de planejamento de expansão para análise de flexibilidade do sistema.

#### 3.2.1. Integração de Restrições que proporcionam Flexibilidade

A flexibilidade do sistema pode ser obtida não só através de tecnologias de armazenamento de energia, DSM e intercâmbio de energia, conforme discutido na seção 2.3, mas também através da operação de usinas despacháveis. Estas opções buscam mitigar as flutuações da carga residual.

A flexibilidade está diretamente associada ao tempo. No âmbito das usinas despacháveis, a capacidade de se elevar a geração num curto intervalo de minutos para

rastrear a demanda é um exemplo. Desta forma, um modelo de planejamento de expansão com alta resolução de tempo, capacita uma melhor representação de flexibilidade por parte das usinas despacháveis. O grau de detalhamento dos tipos de unidades geradoras, ou seja, resolução das tecnologias, também contribui para a flexibilidade. Por exemplo, alguns modelos apenas distinguem os tipos de tecnologias, outros por sua vez consideram as usinas individualmente com suas correspondentes limitações técnicas de rastreamento de carga e custos associados [11].

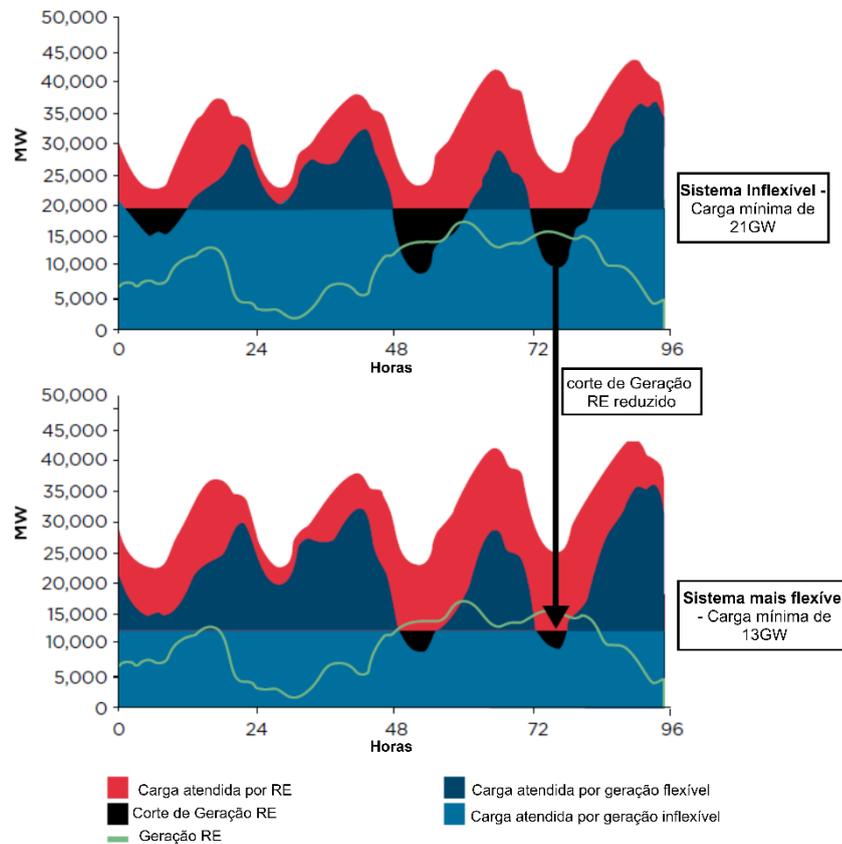
Estudos de caso demonstram que ignorar as restrições das características técnicas das usinas, como: **limite de rampa, tempo de partida, nível de carga mínima, tempos mínimos de inatividade e atividade e eficiência de carga parcial**<sup>15</sup>, podem gerar soluções de investimento sub-ótimas [58]. Entretanto, a representação destas restrições com alto grau de resolução pode ser complexa para os modelos de planejamento de longo prazo. Sendo assim, os modelos utilizam alternativas simplificadas de representação.

Dentre os parâmetros técnicos das usinas supracitados, o nível de carga mínima corresponde ao de mais simples implantação em modelos de expansão de geração. Especificar a carga mínima das usinas inflexíveis auxilia a quantificar o excesso de geração RE existente em períodos de alta participação de RE.

---

<sup>15</sup> Em [8] pág.75, encontra-se a definição detalhada destes parâmetros técnicos de usinas despacháveis.

Um estudo de caso do Texas por [19], exemplifica como o corte da geração RE pode ser reduzido quando o nível de carga mínima das usinas inflexíveis é reduzido, conforme Figura 7.



**Figura 7: Impacto do nível de carga mínima em corte de geração RE no Texas.**

Fonte: Adaptado de [17]

Os autores de [35] utilizam o modelo REMIND-D para a Alemanha em um horizonte de tempo de 100 anos. Arelado à utilização de curva de carga residual, a parametrização de flexibilidade é representada através de uma equação de balanceamento de flexibilidade, desenvolvida para o modelo MESSAGE por [59]. A equação de balanceamento de flexibilidade é utilizada como uma restrição, seus coeficientes  $\alpha$  são atribuídos para cada tipo de unidade geradora e de carga (coeficientes positivos para as usinas despacháveis e coeficientes negativos<sup>16</sup> para usinas REs e cargas) com o intuito de representar o nível de flexibilidade fornecido ou requerido, respectivamente. Esta

<sup>16</sup> As REs também possuem coeficientes negativos, ( $\alpha < 0$ ). Visto que, normalmente, não contribuem para flexibilidade do sistema

equação é formulada pela multiplicação da geração despachável ( $G_{te}$ ) por seus respectivos coeficientes positivos e pela geração RE ( $G_{RE}$ ) e carga ( $G_{carga}$ ) multiplicados por seus respectivos coeficientes negativos ( $\alpha_{RE}$  e  $\alpha_{carga}$ ), apresentado pela Equação (1).

$$0 \leq \sum_{te \text{ (despacháveis)}} \alpha_{te} G_{te} + \sum_{te \text{ (RE)}} \alpha_{RE} G_{RE} + \alpha_{carga} G_{carga} \quad (1)$$

Os valores dos coeficientes  $\alpha$  adotados são apresentados pela Tabela 5.

**Tabela 5: Coeficientes de flexibilidade por tecnologia**

<b>Tecnologia</b>	<b>Coefficiente de Flexibilidade</b>
Carga	- 0,1
Eólica	- 0,08
Solar FV	- 0,05
Geotérmica	0
Nuclear	0
Carvão	0,15
Biomassa	0,3
Gás CC	0,5
Hidrelétrica	0,5
H2 Eletrólise	0,5
Óleo / Gás CA	1

Fonte: Adaptado de [35]

### 3.2.2. Validação da Flexibilidade do Sistema

Adicionar restrições é geralmente o primeiro mecanismo de aproximação adotado pelos modelos para representação da flexibilidade dada sua resolução de tempo e o estudo em questão, visto na subseção 3.2.1. Entretanto, os modelos podem investigar ainda mais

seus resultados através de ferramentas de avaliação mais detalhadas, a fim de validar se existe flexibilidade suficiente alocada.

Ferramentas suplementares com diferentes graus de complexidade costumam ser aplicadas para investigar o nível de flexibilidade tanto do lado da demanda quanto do lado da geração dos sistemas elétricos.

EPRI desenvolveu o modelo InFLEXion que apresenta um grau avançado de detalhamento para a avaliação da flexibilidade do sistema através do modelo, capaz de identificar as necessidades de rampa da demanda e suas frequências de ocorrência por hora do dia e por mês. As fontes flexíveis<sup>17</sup> disponíveis e suas características técnicas de despacho são comparadas com as exigências de rampa com o objetivo de adequar a flexibilidade do sistema como um todo. A partir disso, três medidas são calculadas: período de déficit de flexibilidade, rampa esperada não atendida e expectativa insuficiente do recurso de rampa [33], [60].

O modelo *Revised Flexibility Assessment Tool (FAST2)* foi desenvolvido pelos autores de [37], [41]. Este modelo calcula os requisitos de flexibilidade a partir de dados horários de demanda e geração RE durante um período e compara-os com as opções de flexibilidade disponíveis no sistema e suas características de inflexibilidade (nível de carga mínima das usinas). Além de usinas flexíveis como é considerado pelo modelo InFLEXion, as opções de flexibilidade do FAST2 incluem intercâmbio entre regiões, DSM e hidrelétricas reversíveis. Uma de suas saídas é o número de horas com flexibilidade insuficiente frente a diferentes níveis de penetração de REs. Estes tipos de saídas podem ser considerados como mecanismos de pós-validação dos resultados do modelo, no contexto do planejamento de longo prazo.

### 3.2.3. Acoplamento de Modelos de Custo de Produção

Modelos de custo de produção foram usados para validar e, em alguns casos, corrigir resultados de modelos de expansão de geração de longo prazo para complementar suas limitações inerentes à resolução de tempo (e o nível de detalhe operacional a ele associado). Essa abordagem - geralmente chamada de "acoplamento" - pode traduzir os

---

<sup>17</sup> Neste modelo, as fontes de flexibilidade se detêm a usinas despacháveis. Não é considerado DSM, armazenamento de energia e intercâmbio.

requisitos de flexibilidade em operação (o foco dos modelos de produção) em decisões de investimento em flexibilidade (o foco dos modelos de expansão de geração).

Os modelos de custo de produção simulam decisões de despacho das usinas em resoluções horárias ou até menores, geralmente em um período de um ano, considerando as restrições operacionais relacionadas à flexibilidade. Para a simulação de despacho, necessita-se como parâmetro de entrada um mix de capacidade instalada de usinas, o que normalmente é a saída dos modelos de planejamento de expansão.

Desta forma, a maioria dos exemplos de “acoplamento” é unidirecional, ou seja, parte do modelo de expansão de longo prazo para o modelo de custo de produção, e tem como objetivo principal validar características do modelo de expansão de longo prazo. Por exemplo, replicar algumas restrições operacionais, com uma maior resolução de tempo<sup>18</sup>, a fim de validar a relevância destas restrições operacionais para o sistema [11], [62], [63].

### 3.3.Representação da Capacidade de Transmissão

Como abordado na seção 2.4, as usinas REs possuem uma limitação espacial. Locais com bons índices dos recursos primários das REs podem estar localizados distantes dos centros de demanda ou das linhas de transmissão existentes. Assim, as REs geralmente requerem mais investimentos em capacidade de transmissão do que usinas térmicas, que são menos restritas espacialmente. Em alguns casos, projetos de REs mais próximos dos centros de demanda podem compensar mesmo com sua qualidade dos recursos primários inferior. Outra alternativa seria fazer o balanço entre investir em uma usina RE centralizada com seu custo substancial de transmissão ou optar pela geração distribuída.

Nesta seção, apresentam-se duas abordagens de baixa complexidade praticadas por modelos de planejamento de longo prazo para melhor incorporar os investimentos em transmissão devido à entrada das REs. A seção 3.3.1 aborda um método simplificado exógeno ao modelo de representação do investimento de transmissão por parte das REs. A seção 3.3.2 trata de uma representação geográfica das REs atrelada à disponibilidade de dados de seus recursos primários.

---

<sup>18</sup> Há acoplamentos que visam introduzir loops de feedback dos modelos de custo de produção nos modelos de expansão de capacidade, para corrigir inconsistências e, finalmente, encontrar convergência entre as saídas dos dois tipos de modelo [61].

### 3.3.1. Vinculação da Expansão de REs com seus Investimentos em Transmissão

O custo de investimento em transmissão associado à entrada de RE pode ser determinado exogenamente, ou seja, fora do modelo e posteriormente adicionado de maneira genérica ao custo de investimento das REs. Isto é, estabelecendo um custo da transmissão por unidade de capacidade instalada de RE. Apesar deste tratamento simplificado não permitir uma avaliação comparativa entre investimento em RE com baixa qualidade de recurso primário perto do centro de carga e investir em transmissão para REs mais eficientes distantes do centro de demanda, esta abordagem retrata, generalizadamente, o investimento em transmissão vinculado à entrada de REs.

O estudo [64] modela onze países da África Austral através do MESSAGE/SPLAT com o intuito de avaliar cenários de planejamento de expansão com a integração de RE para um horizonte de 20 anos. Baseado em estudos antecessores, é adotado um custo adicional de transmissão ao custo total de investimento eólico no valor de USD 365 por kW (365 US\$/kW), com exceção para cenários de níveis até 5% de penetração eólica, em que este custo adicional é omitido.

O valor de custo adicional entre alguns países europeus, como: Alemanha, Dinamarca, Irlanda, Holanda e Portugal, pode assumir valores diversos, variando em torno de 50 a 270 Euros por kW em cenários de penetração eólica de 15% a 55% da demanda bruta [22].

### 3.3.2. Representação Específica do Local de Geração e Transmissão de RE

Os modelos de planejamento de longo prazo geralmente representam a geração e a demanda de uma região através de nós, e realizam a otimização do investimento de transmissão em conjunto.

Quanto mais nós com suas características específicas de demanda e de variabilidade das REs (perfis de variação temporal) os modelos tiverem, mais realisticamente os investimentos em transmissão associados a cada localidade de RE serão representados e melhor é a análise de flexibilidade do sistema devido às variadas opções de transmissão entre os nós.

Entretanto, um modelo com uma resolução espacial mais robusta (vários nós)

implica não só um maior esforço computacional, como também uma exigência significativa de disponibilidade de dados das REs.

Uma alternativa para a resolução espacial é o agrupamento dos locais propícios para as REs em chamadas zonas ou regiões, distinguindo estas regiões pelas suas características técnico-econômicas de perfil de geração RE, ou seja, sua disponibilidade temporal de recursos e seu fator de capacidade resultante. Adicionalmente, é considerado o custo de investimento em transmissão baseado na infraestrutura já existente e na topografia do local.

A publicação [65] realiza um estudo do sistema energético da Grécia pelo modelo TIMES com o objetivo de otimizar a inserção de REs para o horizonte de 38 anos. O modelo considera 14 regiões com seus parâmetros econômicos para um conjunto único de fontes renováveis. A partir disso, calcula o custo de investimento de transmissão para as regiões, considerando tanto restrições técnicas de congestionamento quanto sobrecarga das linhas de transmissão.

O conjunto de dados técnico-econômicos exigidos para alimentar estes parâmetros das REs estão cada vez mais disponíveis através de bancos de dados globais e se tornando ainda mais acessíveis, como por exemplo o *Global Atlas for Renewable Energy*, o qual disponibiliza um banco de dados de informações das energias renováveis, como intensidade solar e velocidade dos ventos para vários países do mundo, inclusive para o Brasil. Além disso, disponibiliza também informações de infraestrutura do próprio setor elétrico SIN [14].

### 3.4. Resumo do Panorama de Soluções

Constatou-se que os parâmetros mais relevantes são garantir capacidade firme, flexibilidade e capacidade de transmissão, quando se trata da representação da inserção de RE em modelos de planejamento de expansão.

Muitas das soluções apresentadas podem ser prontamente implementadas nas ferramentas de expansão de geração. Por exemplo: O pré-processamento de dados de RE para extrair os principais recursos temporais e espaciais; O uso de restrições ou parâmetros predefinidos para aprimorar a representação da flexibilidade frente a implantação de RE também pode ser implementado rapidamente. Em relação às soluções mais avançadas, estas incluem o uso de ferramentas suplementares para fins de validação

ou correção da solução do modelo<sup>19</sup>.

A principal orientação de [2], [8] para a seleção de soluções apropriadas para melhorar a modelagem da implantação das REs no planejamento de longo prazo é se pautar na disponibilidade de dados e na experiência em modelagem. O recomendado para representação da alta penetração de REs, é começar de maneira simples e adotar uma abordagem estratégica para aprimorar o escopo e a qualidade dos modelos com o tempo. Ressalva-se que à medida que as soluções são constantemente aprimoradas e reavaliadas, é provável que a dificuldade de implementação também evolua com o tempo, entretanto positivamente há a evolução também da experiência de modelagem dos planejadores.

Por fim, a Tabela 6 lista as soluções discutidas neste capítulo vinculando a elas o grau de complexidade de implementação.

**Tabela 6: Lista de soluções discutidas**

<b>Parâmetros do Sistema Impactados</b>	<b>Soluções</b>	<b>Grau de Complexidade</b>
Todos	Aumento da resolução temporal e espacial	Baixo ↔ Médio
Capacidade Firme	Aperfeiçoamento da calibração dos intervalos de tempo (fatias) dos dados de REs	Baixo ↔ Médio
Capacidade Firme	Incorporação da Capacidade de Crédito	Baixo ↔ Médio
Flexibilidade	Incorporação de Restrições que fornecem flexibilidade	Baixo ↔ Médio
Flexibilidade	Validação do equilíbrio de flexibilidade do sistema	Médio ↔ Alto
Flexibilidade	Acoplamento com modelos de custo de produção	Alto
Capacidade de Transmissão	Vinculação da expansão de RE aos seus Investimentos em Transmissão	Baixo ↔ Médio
Capacidade de Transmissão	Representação do local de geração e transmissão de RE	Baixo ↔ Médio

Fonte: Adaptado de [2]

<sup>19</sup> Exemplo de validação: visualização das curvas de carga acumulada, para validar os resultados do modelo e a precisão da representação do RE.

## 4. METODOLOGIA

A metodologia consiste na utilização do Software CARTHER. Neste capítulo, a seção 4.1 introduz as características gerais do software. Em 4.2, discorre uma breve descrição da metodologia do modelo e na seção 4.3., descreve-se os critérios metodológicos de representação das REs no CARTHER.

### 4.1. Características Gerais do Software

O CARTHER é definido por seus desenvolvedores, Carlos Torres e Ranther Melo, como um Software Acadêmico de Planejamento de Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico, cuja motivação dos desenvolvedores é disponibilizar ao meio acadêmico este software de caráter gratuito para estudos de planejamento de expansão.

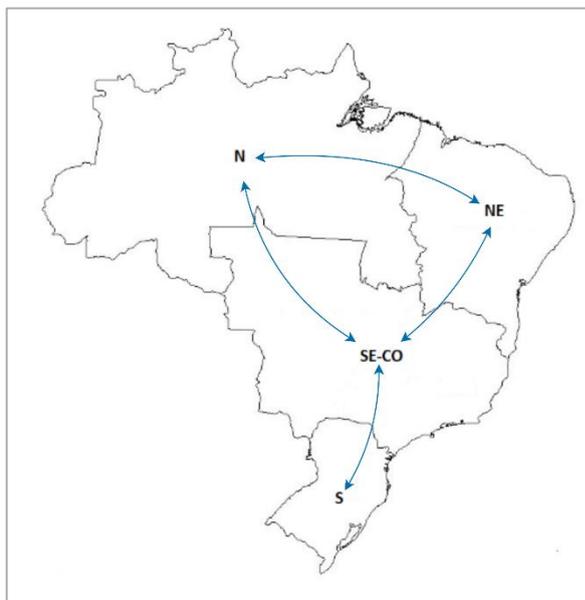
O objetivo desta ferramenta é a otimização dos cenários do sistema elétrico representados pelo usuário da ferramenta, por uma ótica econômica, ou seja, apresentando a configuração de tecnologias de geração de menor custo para o cenário proposto, considerando custos associados a construção de usinas, operação e manutenção, custos para mitigação de externalidades, além de considerar restrições sistêmicas e/ou operativas existentes no SIN [66].

O CARTHER realiza o planejamento da expansão do Brasil considerando diversos tipos de usinas de geração dispostas em quatro regiões. O mecanismo que permite comparar fontes tão distintas é o custo nivelado da eletricidade, em inglês, o já referido *LCOE*.

O *LCOE* representa a receita média por unidade de produção de energia, em \$/MWh, que seria requerida pelo proprietário do projeto para recuperar todos os custos de investimento e operação, considerando também um retorno especificado sobre o investimento ao longo da vida útil da usina [9], [27].

O software CARTHER é capaz de otimizar, de forma independente, até 4 cenários paralelamente, podendo estes cenários serem em horizontes distintos, com diferenças em quaisquer parâmetros de entrada do usuário, como por exemplo disponibilidade de combustíveis, restrições elétricas entre diversas outras características. Para construção do cenário de simulação, o software foi desenvolvido para dividir a região de estudo em até 4 subsistemas interligados, denominadas por áreas elétricas. A primeira versão do

software tem seu desenvolvimento adequado ao SIN do Brasil, e por este motivo as áreas elétricas já foram denominadas conforme divisão existente no Brasil, sendo estas Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste, conforme Figura 8: **Os 4 subsistemas do CARTHER.**



**Figura 8: Os 4 subsistemas do CARTHER**

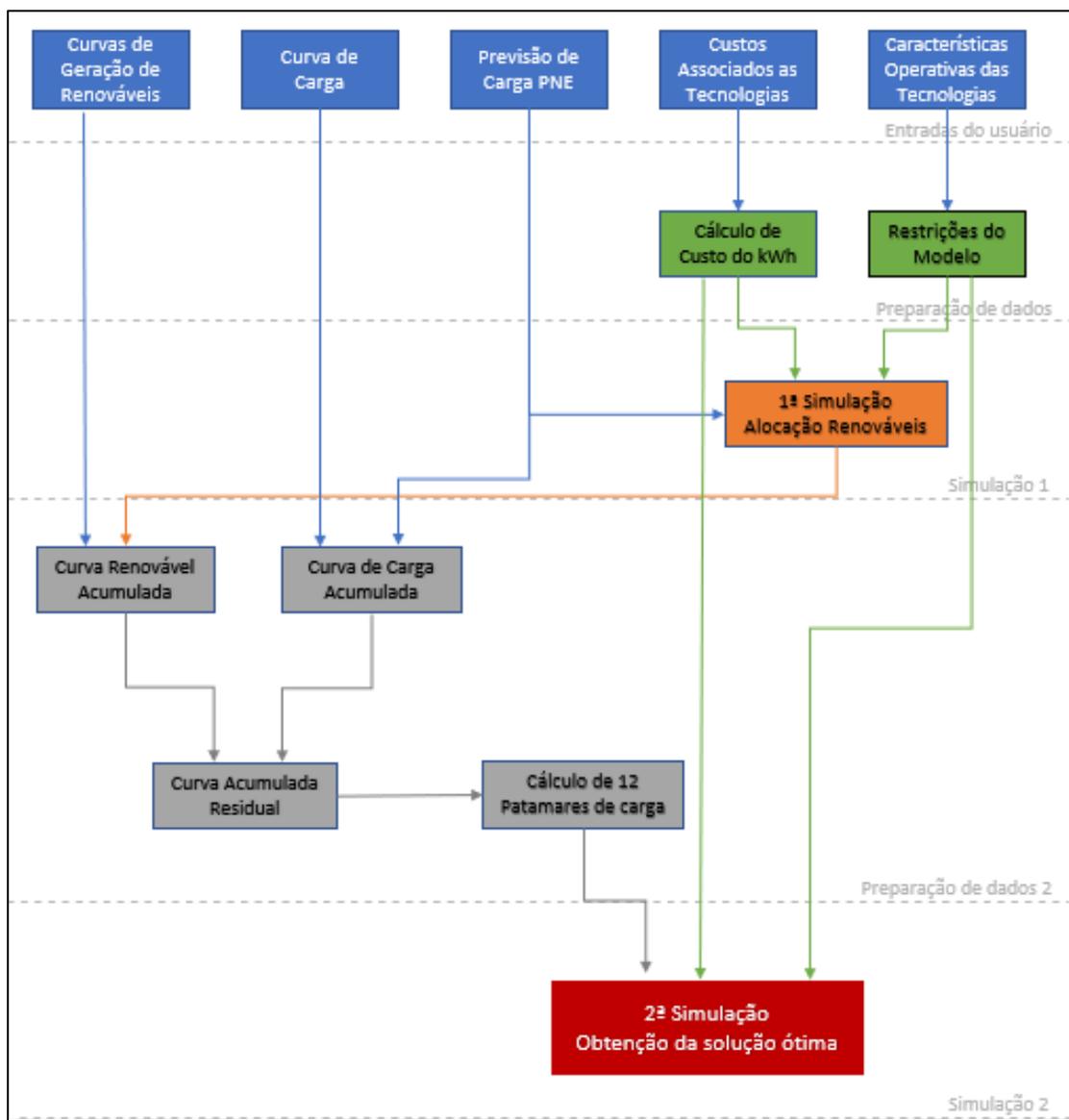
Fonte: Elaborado pelo Autor

A plataforma de programação do CARTHER é o *Visual Basic for Applications (VBA)* do Excel, disponibilizado pela Microsoft®.

A otimização do modelo é realizada através da ferramenta de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) chamada *COIN Branch and Cut Solver (CBC)* executada pelo *OpenSolver* do próprio Excel, cuja metodologia de aplicação é descrita na seção 4.2.

#### 4.2.Descrição da Metodologia do Modelo CARTHER

Nesta seção, apresenta-se a metodologia geral e os principais equacionamentos do modelo. Pretende-se com isso suscitar um entendimento global do funcionamento e da correlação entre os diversos dados e variáveis no processo de otimização do modelo. A Figura 9 exhibe uma visão macro da estrutura de modelagem do CARTHER para um cenário através de um fluxograma geral, enquanto os subitens abordam as equações mais detalhadamente.



**Figura 9: Fluxograma de funcionamento do CARTHER para um cenário.**

Fonte: Elaborado por [67]

Observa-se, na Figura 9, que o fluxograma é dividido em 5 etapas: *Entradas do Usuário*, *1ª Preparação dos Dados*, *1ª Simulação*, *2ª Preparação dos Dados* e *2ª Simulação*.

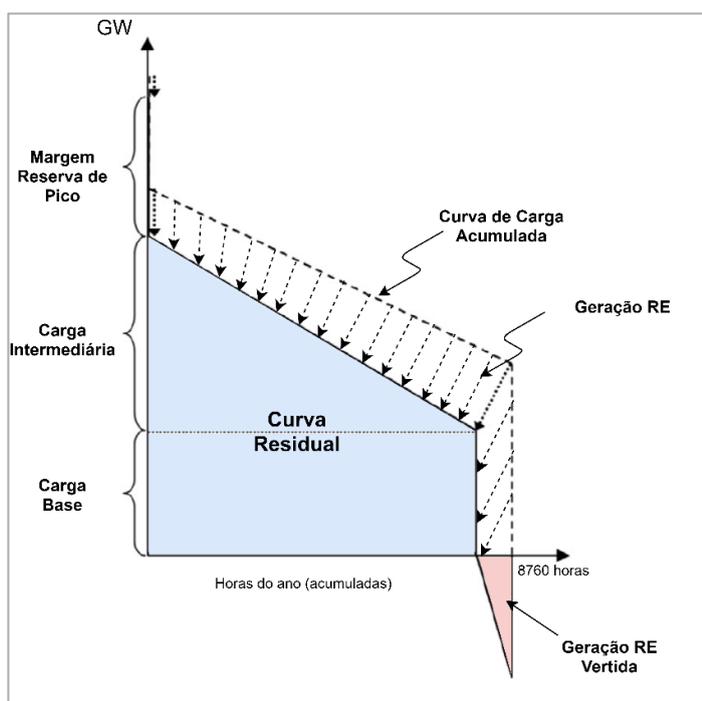
A representação de um cenário se inicia na etapa *Entradas do Usuário*, onde o usuário insere as informações sobre: a previsão da carga; perfis da curva de carga e curva das RE; parâmetros operativos de cada uma das tecnologias; dados sobre os custos de construção, operação, manutenção e externalidades atrelados às tecnologias; e dados que compõem as restrições do cenário. Neste estudo, mais detalhes a respeito destas entradas são

apresentados no capítulo 0, de interfaces, e seção 6.2 do estudo de caso.

Em seguida, na *1ª Preparação dos Dados*, a ferramenta calcula, para cada uma das tecnologias o seu custo nivelado da energia, *LCOE*, construindo assim uma base de comparação econômica entre as distintas formas de geração de energia. Os detalhes sobre este processo serão apresentados na seção 4.2.1

Na terceira etapa *1ª Simulação*, após cálculo de *LCOE* de cada tecnologia e de posse dos dados de entrada do cenário, é realizada a primeira simulação, na qual a otimização pelo CBC solver fornece parâmetros sobre a geração RE, apresentando uma proposta de capacidade instalada solar FV e eólica para o cenário.

Na *2ª Preparação dos Dados* acontece uma nova preparação de dados, considerando os resultados obtidos na primeira simulação. De posse do resultado de capacidade instalada das RE em GW, dos dados de entrada de FC médio e perfis das curvas solar FV e eólica é construída a curva renovável acumulada. De maneira análoga, com a carga prevista em TWh e o perfil da variabilidade anual da curva de carga, é elaborado a curva de carga acumulada. Com isto, subtrai-se a curva RE acumulada da curva de carga acumulada, resultando na curva de carga acumulada residual, conforme Figura 10.



**Figura 10: Curva de carga acumulada residual**

Fonte: Adaptado de [31]

A curva de carga acumulada residual, área em azul, representa o perfil da energia que

deve ser atendida pelas unidades geradoras convencionais (não-intermitentes) na última etapa. Antes da última etapa, a curva acumulada residual é dividida em 12 patamares de energia.

Por fim, na 2ª *Simulação*, é realizada a otimização dos 12 patamares de energia da curva acumulada residual, começando do primeiro patamar (base da curva) até o pico (última fatia de energia), de maneira que as usinas satisfaçam todas as condições/características/restrições provenientes do patamar de energia cuja otimização esteja em curso. Deste modo, a 2ª simulação otimiza a curva residual, considerando os parâmetros de entrada e todas as restrições que compõem o cenário, e por fim fornece uma solução ótima ao cenário proposto pelo usuário.

#### 4.2.1. Otimização – Minimização dos Custos

O objetivo do modelo CARTHER é minimizar os custos da expansão para o horizonte do cenário, disponibilizando ao usuário o quanto de capacidade instalada por fonte deve ser instalada. Este processo de otimização, realizado pelo *OpenSolver*, é composto pela função objetivo e restrições descritas nas equações de (2) a (11).

$$\min \sum_{i=1}^{NI} \sum_{w=1}^{NW} \sum_{j=1}^{NJ} CT_{(i,j)} e_{(i,j)} X_{(i,w,j)} \quad (2)$$

s. a

$$\sum_{i=1}^{NI} \sum_{w=1}^{NW} e_{(i,j)} X_{(i,w,j)} = D_j \quad , \forall j \in \{1, \dots, NJ\} \quad (3)$$

$$k_{(i,j)} e_{(i,j)} X_{(i,w,j)} \leq L_{(i,w,j)} \quad , \forall i \in \{1, \dots, NI\}, \forall w \in \{1, \dots, NJ\} \forall j \in \{1, \dots, NJ\} \quad (4)$$

$$X_{(i,w,j)} \geq 0 \quad , \forall i \in \{1, \dots, NI\}, \forall w \in \{1, \dots, NJ\}, \forall j \in \{1, \dots, NJ\} \quad (5)$$

$$B_{(i,j)} X_{(i,w,j)} = 0 \quad , \forall i \in \{1, \dots, NI\}, \forall j \in \{1, \dots, NJ\} \quad (6)$$

$$X_{(i,w,j)} \geq REmin_{(i,w,j)} \quad , \forall i \in \{1, \dots, NI\}, \forall w \in \{1, \dots, NJ\}, \forall j \in \{1, \dots, NJ\} \quad (7)$$

$$X_{(i,w,j)} \leq M_{(i,w,j)} \quad , \forall i \in \{1, \dots, NI\}, \forall w \in \{1, \dots, NJ\}, \forall j \in \{1, \dots, NJ\} \quad (8)$$

$$\sum_{i=1}^{NI} t_{(i,w,j)} e_{(i,j)} X_{(i,w,j)} \leq N_{(w,j)} \quad , \forall w \in \{1, \dots, NW\}, \forall j \in \{1, \dots, NJ\} \quad (9)$$

$$\sum_{i=1}^{NI} c_{(i,j)} e_{(i,j)} X_{(i,w,j)} \leq F_{(w,j)} \quad , \forall w \in \{1, \dots, NW\}, \forall j \in \{1, \dots, NJ\} \quad (10)$$

$$\sum_{i=1}^{NI-2} \alpha_{te(i,j)} e_{(i,j)} X_{(i,w,j)} + \sum_{w=1}^{NW-1} \sum_{i=1}^{NI} \alpha_{te(i,j)} t_{(i,j)} e_{(i,j)} X_{(i,w,j)} + \sum_{i=1}^{N2} \alpha_{RE(i,j)} e_{(i,j)} X_{(i,w,j)} + \alpha_{carga(j)} D_{(w,j)} \geq 0 \quad (11)$$

$$, \forall w \in \{1, \dots, NW\}, \forall j \in \{1, \dots, NJ\}$$

Definição das variáveis:

- $X_{(i,w,j)}$ , capacidade instalada da tecnologia  $i$  no subsistema  $w$  para período  $j$ , em GW;
- $e_{(i,j)}$ , horas de utilização no ano da tecnologia  $i$  no período  $j$ ;
- $CT_{(i,j)}$ , custo nivelado da tecnologia  $i$ , no período  $j$ , onde o custo nivelado abrange soma dos custos de capital, combustível, O&M e ambiental;
- $D_j$ , demanda de energia no período  $j$ ;
- $L_{(i,w,j)}$ , disponibilidade do combustível da tecnologia  $i$  no subsistema  $w$  para período  $j$ ;
- $k_{(i,j)}$ , Fator de conversão de MWh para unidade de medida do combustível da tecnologia  $i$  no período  $j$ ;
- $B_{(i,j)}$ , variável binária de bloqueio da tecnologia  $i$  no período  $j$ ;
- $REmin_{(i,w,j)}$ , expansão mínima da tecnologia RE  $i$  no subsistema  $w$  no período  $j$ , em GW;
- $M_{(i,w,j)}$ , limite de utilização da tecnologia  $i$  no subsistema  $w$  no período  $j$ , em GW;
- $t_{(i,w,j)}$ , parcela da geração da tecnologia  $i$  no subsistema  $w$  destinada à transmissão no período  $j$ ;
- $N_{(w,j)}$ , limite de utilização da transmissão, em TWh, do subsistema  $w$  no período  $j$ ;
- $c_{(i,j)}$ , fator de emissão de CO<sub>2</sub> por unidade de energia gerada da tecnologia  $i$  no período  $j$ , em Mton-CO<sub>2</sub>/TWh;
- $F_{(w,j)}$ , limite de emissão de CO<sub>2</sub> do subsistema  $w$  no período  $j$ ;
- $D_{(w,j)}$ , demanda do subsistema  $w$  no período  $j$ ;

- $\alpha_{te}$ , coeficiente de flexibilidade da tecnologia despachável  $i$  no período  $j$ ;
- $\alpha_{RE}$ , coeficiente de flexibilidade da tecnologia RE  $i$  no período  $j$ ;
- $\alpha_{carga(j)}$ , coeficiente de flexibilidade da carga no período  $j$ ;

A equação (2) representa a função objetivo, equação a ser minimizada, a qual corresponde ao somatório do produto entre a energia gerada,  $e_{(i,j)}X_{(i,w,j)}$ , e o custo nivelado das diferentes tecnologias,  $CT_{(i,j)}$ .

As equações de (3) a (6) formam o conjunto de restrições fundamentais do modelo, sendo estas essenciais para obtenção de uma solução que respeite as características básicas técnico-operativas de um sistema. A restrição (3) exige que o somatório da energia gerada pelas tecnologias seja capaz de atender o acréscimo de demanda previsto pro período.

Adicionalmente, a geração deve ser tal que o combustível consumido não exaure a oferta disponível do combustível para aquele período, compondo dessa forma a equação (4).

A equação (5) garante que a geração por fonte deve assumir valores positivos. Na ausência dessa restrição poderia o programa encontrar alguma solução para valores negativos que atendessem a minimização de custos. Entretanto, apesar de ser uma solução matematicamente viável, consistiria numa solução fisicamente incompatível.

A equação (6) consiste em uma restrição de bloqueio de tecnologias, onde apenas as tecnologias que possuem fator de capacidade viável para atender o patamar de demanda da curva residual são consideradas como opções de solução ( $B_{ij} = 0$ ). Ou seja, se  $B_{ij} = 1$ , significa que a tecnologia não possui fator de capacidade viável para atender o patamar de demanda e obrigatoriamente a expansão desta tecnologia para este patamar de demanda deve ser nulo,  $X_{(i,w,j)}=0$ .

As equações de (8) à (11) são denominadas equações complementares. A equação (8) permite o usuário definir a expansão mínima, em GW, das REs a ser instalada no subsistema  $w$  do período  $j$ . A equação (9) limita a capacidade, em GW, da tecnologia  $i$  a ser instalada no subsistema  $w$  do período  $j$ . A equação (9) restringe a capacidade de expansão da transmissão do subsistema  $w$  no período  $j$ , em TWh. A equação (10) possibilita a restrição da quantidade de CO<sub>2</sub> a ser emitido pelo subsistema  $w$  no período  $j$ . Por fim, a restrição (11) representa a equação de balanceamento de flexibilidade de cada

subsistema, baseada na equação desenvolvida para o modelo MESSAGE por [59], onde a parcela de energia flexível requerida pela carga e renováveis do subsistema deve ser atendida pelo somatório da geração despachável do subsistema com a geração despachável provinda de intercâmbio.

A formulação do mecanismo de comparação entre as tecnologias, o *LCOE* no CARTHER é segundo [9], conforme equação (12).

$$LCOE = \frac{Custo_{Inv} + Custo_{O\&M} + Custo_{Comb} + Custo_{Amb}}{1000} \quad (12)$$

- *LCOE*, custo nivelado da tecnologia no período t, em \$/MWh;
- *Custo<sub>Inv</sub>*, gastos com investimentos no período t, em \$/kWh;
- *Custo<sub>O&M</sub>*, gastos com operação e manutenção (O&M) no período t, em \$/kWh;
- *Custo<sub>Comb</sub>*, gastos com combustível no período t, em \$/kWh;
- *Custo<sub>Amb</sub>*, custos ambientais, chamadas externalidades, em \$/kWh.

Os subitens de 4.2.2 a 4.2.5 detalham cada um dos custos englobados na composição do custo nivelado de cada tipo de tecnologia de geração.

#### 4.2.2. Custo de Investimento

O custo de investimento representa o investimento inicial por unidade de capacidade instalada do projeto da usina, em \$/kW, associado à construção do empreendimento [9]. Seu equacionamento é apresentado na equação (13).

$$Custo_{Inv} = \frac{Custo_{TotalCapital} \times Custo_{CapitalAnualizado}}{FC \times HA} \quad (13)$$

$$Custo_{TotalCapital} = Custo_{Capital} (1 + i)^n \quad (14)$$

$$Custo_{CapitalAnualizado} = \frac{i (1 + i)^t}{(1 + i)^t - 1} \quad (15)$$

- $Custo_{Inv}$ , custo de investimento da usina, em \$/kWh;
- $Custo_{TotalCapital}$ , custo total de investimento da usina, em \$/kW;
- $Custo_{Capital}$ , custo de investimento da usina por ano de construção, em \$/kW;
- $Custo_{CapitalAnualizado}$ , fator do custo de investimento, que anualiza o custo capital, considerando a vida útil da tecnologia e a taxa de desconto determinada pelo usuário;
- $i$ , taxa de desconto, em % a.a.;
- $n$ , período de construção;
- $t$ , vida útil da tecnologia, em anos;
- $FC$ , corresponde ao fator de capacidade da tecnologia;
- $HA$ , quantidade de horas de um ano, 8760 horas.

#### 4.2.3. Custo de Operação e Manutenção (O&M)

O custo de operação e manutenção de uma usina pode ser dividido em duas parcelas: um custo O&M fixo da usina e um custo O&M variável [9].

O custo O&M fixo, em \$/kW-ano, representa o gasto anual da usina para simplesmente manter a usina disponível operacionalmente, ou seja, são gastos que permanecem relativamente constantes independentemente dos níveis de utilização da usina, se está gerando muita, pouca ou nenhuma eletricidade. Exemplos de custo O&M fixo são: salários dos funcionários e reformas que são programadas com antecedência com base no calendário. A parcela de custo O&M variável, em \$/kWh, varia com a produção de energia da usina, variando de zero quando a usina não está funcionando ao máximo quando a usina está funcionando à capacidade nominal. Isto é, esta despesa de O&M inclui custos que são intimamente influenciados às horas de operação do equipamento, como itens de manutenção consumíveis e custos de reforma que são programados com base no horário de operação (e não no calendário). A equação (16) apresenta a formulação do custo total de O&M.

$$Custo_{O\&M} = \frac{Custos\ O\&M\ FIXOS}{FC \times HA} + Custos\ O\&M\ VARIÁVEIS \quad (16)$$

- $Custo_{O\&M}$ , custo total de O&M da tecnologia, em \$/kWh;
- $CustosO\&M_{FIXOS}$ , custo fixo de operação e manutenção da tecnologia, em \$/kW-ano;
- $CustosO\&M_{VARIÁVEIS}$ , custo variável de operação e manutenção da tecnologia durante, em \$/kWh;
- $FC$ , fator de capacidade da tecnologia;
- $HA$ , quantidade de horas de um ano, 8760 horas.

#### 4.2.4. Custo de Combustível

O custo com combustível, em \$/kWh, representa o gasto das usinas que requerem combustível, como carvão, gás natural e usinas nucleares. Este custo é composto pela eficiência de conversão de energia do combustível e o preço do combustível em unidade de medida do combustível [9], conforme equação (17).

$$Custo_{Comb} = \frac{Custo_{Combustível} \times Conversão}{Valor_{Calorífico} \times Eficiência} \times 100 \quad (17)$$

- $Custo_{Comb}$ , custo do combustível por unidade de energia, em \$/kWh;
- $Custo_{Combustível}$ , custo do combustível utilizado pela tecnologia, em \$/unidade de volume ou \$/unidade de massa ou \$/unidade de energia;
- $Conversão$ , fator de conversão de energia, em GJ/kWh;
- $Valor_{Calorífico}$ , valor calorífico do combustível;
- $Eficiência$ , eficiência do combustível;

#### 4.2.5. Custo Ambiental (Externalidades)

As externalidades são os efeitos colaterais da produção de bens ou serviços sobre terceiros que não estão diretamente envolvidas com a atividade [67]. Neste caso, a externalidade ambiental se refere ao impacto da geração de eletricidade causado pelas usinas que emitem CO<sub>2</sub> sobre o meio ambiente. Assim, o custo de externalidades obriga as usinas a internalizar e mitigar este impacto ao meio ambiente. No CARTHER é contabilizado apenas o impacto da emissão de CO<sub>2</sub>, apresentado pela equação (18).

$$Custo_{Amb} = \frac{Custo_{tonCO_2} \times TeorC \times Convers\tilde{a}o}{Efici\tilde{e}ncia} \quad (18)$$

- $Custo_{Amb}$ , custos do impacto ambiental da emissão de CO<sub>2</sub>, em \$/kWh;
- $Custo_{tonCO_2}$ , custo do da emissão de CO<sub>2</sub>, em \$/ton- CO<sub>2</sub>;
- $Convers\tilde{a}o$ , fator de conversão de energia, em GJ/kWh;
- $TeorC$ , teor de CO<sub>2</sub> do combustível, em ton- CO<sub>2</sub>/GJ;
- $Efici\tilde{e}ncia$ , eficiência do combustível.

#### 4.3.Representação das REs no CARTHER

As soluções práticas implantadas no CARTHER para representação dos impactos das REs no sistema, seguem as orientações apresentadas na seção 3.4 por [2], [8], os quais recomendam começar de maneira simples, fundamentada na disponibilidade de dados e na relação entre as variáveis: esforço computacional, precisão do modelo e experiência em modelagem. Assim, adota-se uma abordagem estratégica de aprimorar o escopo e a qualidade dos modelos com o tempo. Ressalta-se ainda que atrelado ao aprimoramento constante é provável que a dificuldade destas novas implementações também evolua com o tempo, entretanto positivamente há a evolução também da experiência de modelagem dos planejadores.

Baseado nisso, a representação das REs na atual primeira versão do software CARTHER, é baseada em pontos importantes discutidos nos capítulos 1 e 1 e resumidos no panorama de soluções apresentado na Tabela 6 da seção 3.4. Na subseção **Error! Reference source not found.** apresenta-se a metodologia adotada para representação da capacidade firme no CARTHER. Em 4.3.3. apresenta-se a representação do parâmetro de flexibilidade no modelo. Por fim, 4.3.2. consiste na resolução espacial definida para as REs no CARTHER.

##### 4.3.1. Representação da Capacidade Firme

Conforme abordado na seção 3.1.1, no aspecto de representação da capacidade firme,

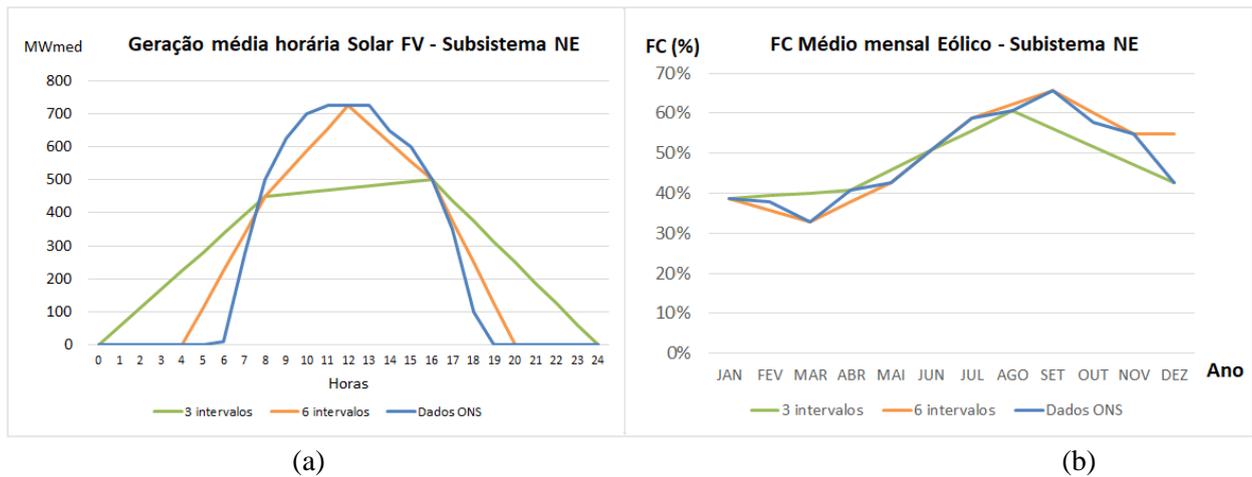
o CARTHER se concentra em definir uma resolução temporal das curvas REs adequada para a representação da variabilidade das REs no modelo, proporcionando uma compatibilidade temporal mais apurada entre a curva de geração das REs e a curva de carga, tornando a contribuição das renováveis para a capacidade firme mais precisa e por consequência resultar numa expansão mais econômica e de maior confiabilidade.

Com o intuito de assegurar altos níveis confiabilidade durante a expansão das RE no sistema, o software CARTHER permite o usuário da ferramenta inserir como dado de entrada o perfil de geração das fontes REs para cada subsistema, através das interfaces do capítulo 0.

Desta maneira, em conformidade com a base de dados disponibilizada pelo ONS e para uma melhor relação precisão do modelo e esforço computacional, define-se para o CARTHER, que as representações das curvas das REs possuem 12 intervalos de tempo. Para a solar FV, o perfil da característica de geração solar FV é fornecido pelo ONS em um perfil médio diário, ou seja, 24 intervalos de horas do dia. Assim, para a sua representação no CARTHER em 12 intervalos, tem-se cada ponto correspondente ao valor médio da geração a cada 2 horas. No caso do perfil eólico, os dados disponibilizados pelo ONS apresentam a compatibilidade de 12 intervalos de tempo. O ONS disponibiliza o perfil da geração eólica através do fator de capacidade médio em periodicidade mensal nos últimos 3 anos. Isto é, apresenta o FC médio em % para cada mês do ano com base no histórico dos últimos 3 anos.

Assim como em [12] e na seção 3.1, a Figura 12 demonstra o processo empírico de determinação da resolução temporal, que sobrepõe-se aos dados originais do ONS com as representações das curvas das REs com 3 e 6 intervalos, mostrando uma divergência

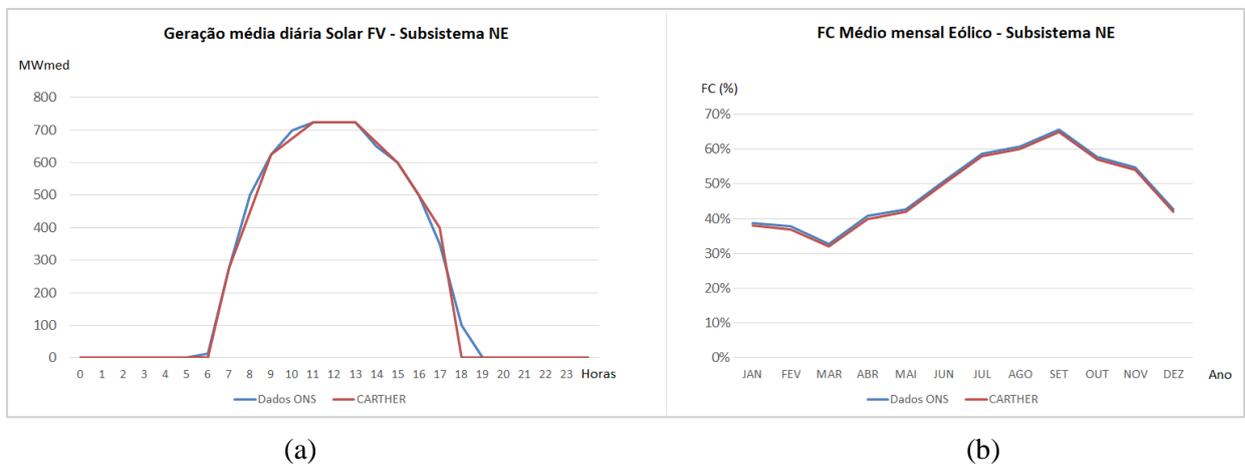
significativa e indesejada entre os dados do ONS e as curvas de representação.



**Figura 11: (a) Sobreposição dos dados do ONS de curva solar FV e as representações com 3 e 6 intervalos no CARTHER. (b) Sobreposição dos dados do ONS de curva solar FV e as representações com 3 e 6 intervalos no CARTHER.**

Fonte: Elaborado pelo Autor

Desta forma, aumenta-se a resolução temporal para 12 intervalos, conforme Figura 12, apresentando uma compatibilidade satisfatória entre os dados do ONS e a representação das REs para esta primeira versão do CARTHER, no aspecto precisão versus esforço computacional.



**Figura 12: (a) Sobreposição das curvas solar FV do ONS e da representação com 12 intervalos no CARTHER para o subsistema NE. (b) Sobreposição das curvas eólica do ONS e da representação com 12 intervalos para o subsistema NE.**

Fonte: Elaborado pelo Autor

#### 4.3.2. Representação da Flexibilidade

Um sistema com um portfólio de usinas despacháveis com capacidade de elevar ou reduzir sua geração num curto intervalo de minutos para rastrear as variações diárias da demanda, exemplifica um sistema com flexibilidade, conforme discutido na seção 2.3.

A consideração da flexibilidade em modelos de planejamento de expansão pode se dar de diversas maneiras, desde aumento da resolução temporal, inserção de restrições e acoplamento de modelos complementares, conforme apresentado na seção 3.2.

No CARTHER, a flexibilidade é considerada principalmente de duas maneiras, assim como em [35]. A primeira maneira é a própria utilização do mecanismo de curva residual, que para cenários de alta inserção de RE, altera o formato do perfil da curva residual a favorecer a entrada de tecnologias mais flexíveis.

Além disso, o CARTHER utiliza uma restrição como um segundo mecanismo que pondera a flexibilidade durante a otimização da expansão do sistema. Esta restrição é baseada na equação de balanceamento de flexibilidade desenvolvida para o modelo MESSAGE [59], apresentada pela equação (11), onde a parcela de energia flexível requerida pela carga e pelas REs deve ser atendida pela geração despachável.

Na equação (11), os  $\alpha_{RE}$  e  $\alpha_{carga}$  determinam a parcela de energia da carga e a parcela de energia gerada pelas REs do subsistema  $w$  que requisitam flexibilidade. O coeficiente  $\alpha_{te}$  aponta a parcela da geração de cada tecnologia despachável do subsistema  $w$  e de intercâmbio capaz de fornecer flexibilidade. Os valores de  $\alpha$  no modo default do CARTHER assumem os valores da Tabela 5<sup>20</sup> na seção 3.2.1.

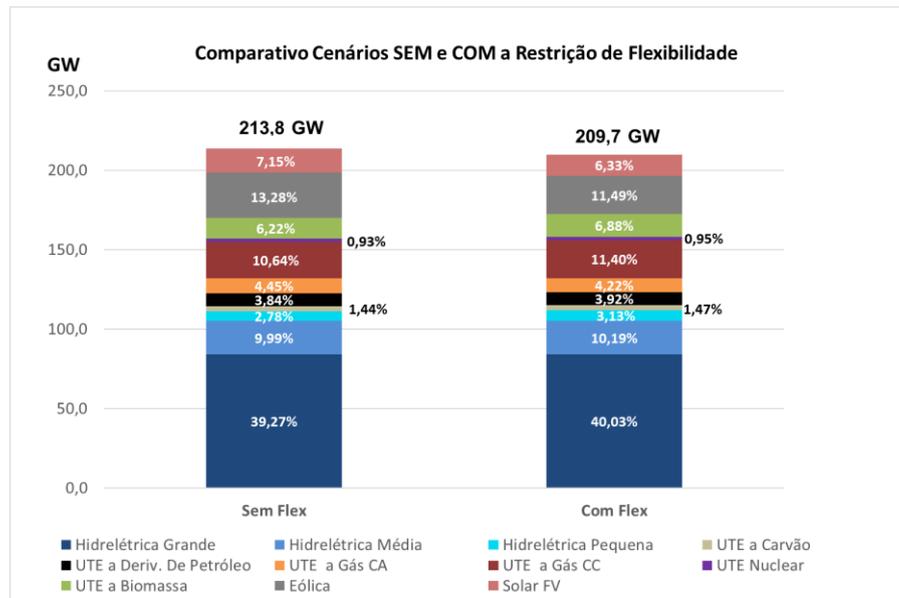
Para auxiliar o entendimento, a equação (11) é reorganizada na equação (19).

$$\sum_{i=1}^{NI-2} \alpha_{te(i,j)} e_{(i,j)} X_{(i,w,j)} + \sum_{w=1}^{NW-1} \sum_{i=1}^{NI} \alpha_{te(i,j)} t_{(i,j)} e_{(i,j)} X_{(i,w,j)} \geq \sum_{i=1}^{N2} -\alpha_{RE(i,j)} e_{(i,j)} X_{(i,w,j)} - \alpha_{carga(j)} D_{(w,j)} \quad (19)$$

---

<sup>20</sup> Valores baseados no MESSAGE.

No lado esquerdo da equação, consta a parcela das usinas despacháveis, as quais fornecem flexibilidade ao subsistema w, e do lado direito estão as tecnologias REs e a carga, as quais requisitam flexibilidade no subsistema w. Deste modo, a energia flexível fornecida ao subsistema w pelas despacháveis deve ser igual ou maior à energia requerida pela carga e usinas REs. Na Figura 13 é apresentado as matrizes elétricas resultantes de um mesmo cenário de expansão sem a restrição de flexibilidade e outro com a restrição de flexibilidade otimizado pelo CARTHER.



**Figura 13: Comparativo da matriz elétrica dos cenários de expansão sem e com restrição de flexibilidade.**

Fonte: Elaborado pelo Autor

Neste cenário hipotético, as REs, solar FV e eólica, possuem vantagens competitivas perante as demais tecnologias, com isso, nota-se que no cenário sem a restrição, a penetração das REs é mais elevada do que no cenário com a restrição de flexibilidade. No cenário “Com Flex”, a restrição de flexibilidade ao limitar a expansão REs trouxe ao modelo um poder de análise qualitativo no âmbito do balanceamento de flexibilidade para a expansão. Ou seja, para dado nível de carga e de penetração RE é requisitado uma complementariedade de usinas despacháveis a fim de suprir a variabilidade da carga e das REs.

### 4.3.3. Representação do Local de Geração RE

A discussão da seção 2.1 aponta a relação de dependência ao clima das REs e o impacto da intermitência climática no perfil de geração de uma unidade geradora RE. Com isto, evidencia-se a importância referente à localização geográfica da unidade RE, onde as condições climáticas sejam favoráveis para sua fonte primária de energia. Entretanto, na seção 3.3.2, demonstra-se que uma resolução espacial mais robusta implica em um maior esforço computacional e uma exigência significativa de disponibilidade de dados de RE. A solução apresentada é o agrupamento em macro regiões, distinguindo-as pelas suas características técnico-econômicas de perfil de geração RE conforme a disponibilidade de dados da representação da geração RE.

Com intuito de representar as características da geração RE do SIN de acordo com a sua localização geográfica e baseado no banco de dados do ONS, o CARTHER permite ao usuário personalizar a curva de geração das REs para cada um dos quatro subsistemas do SIN, Figura 8.

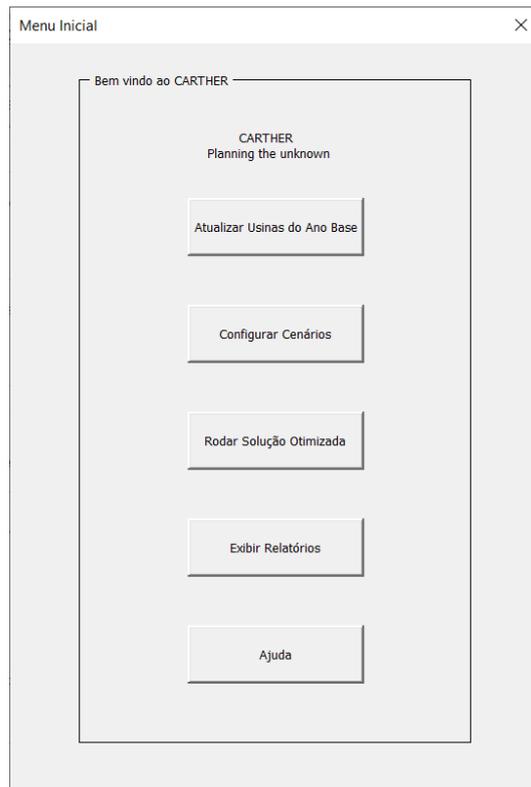
## **5. INTERFACE GRÁFICA DESENVOLVIDA PARA O CARTHER**

**Neste trabalho, conforme [2], distingue-se o conceito de Modelo e Ferramenta de Modelagem. O conjunto de equações matemáticas e parâmetros equipados com um algoritmo para solucionar as equações é denominado Modelo. O modelo pode ter uma interface gráfica para facilitar o usuário a gerenciar o conjunto de equações e dados, esta interface é chamada de Ferramenta de Modelagem. Deste modo, um Software é composto pela união de um Modelo a uma Ferramenta de Modelagem. As seções de 5.1 a 5.3 apresentam a ferramenta de modelagem desenvolvida pelo autor para o modelo CARTHER, detalhando a utilidade de cada interface do agora software. Os códigos em VBA referentes às interfaces são apresentadas no**

## ANEXO A.

### 5.1.Interface do Menu Inicial

A Figura 14 exibe a interface Menu inicial, composta pelos botões *Atualizar Base de Geração*, *Configurar Cenários*, *Rodar Solução Otimizada*, *Exibir Relatórios* e *Ajuda*.



O botão *Atualizar Usinas do Ano Base* é responsável por atualizar as usinas em operação existentes no SIN a serem consideradas no ano de referência do modelo. Ao clicar, abre-se a interface *Atualização das Usinas do Ano Base*, apresentado na Figura 15,

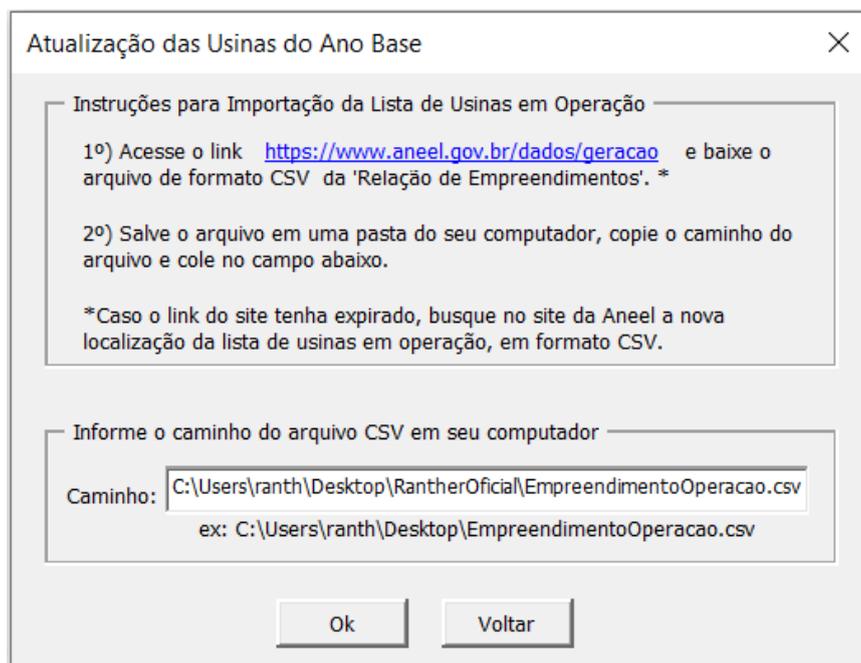
**Figura 14: Interface Menu Inicial.**

Fonte: Elaborado pelo Autor

onde o usuário é instruído a baixar e salvar o arquivo de usinas em operação no SIN disponibilizado pelo Sistema de Informações de Geração da Aneel (SIGA)<sup>21</sup> no site da Aneel [68], e em seguida inserir o caminho do arquivo em seu computador para finalizar a importação dos dados.

---

<sup>21</sup> Antigo BIG – Banco de Informações de Geração



**Figura 15: Interface Atualização Usinas do Ano Base.**

Fonte: Elaborado pelo Autor

Retornando a Figura 14, em *Rodar Solução Otimizada*, é feita a otimização dos cenários e em *Ajuda* é disponibilizado um breve manual de instruções ao usuário a respeito do funcionamento do software.

A funcionalidade dos botões *Configurar Cenários* e *Exibir Relatórios* é investigada nas seções 5.2 e 5.3 devido a suas interfaces associadas.

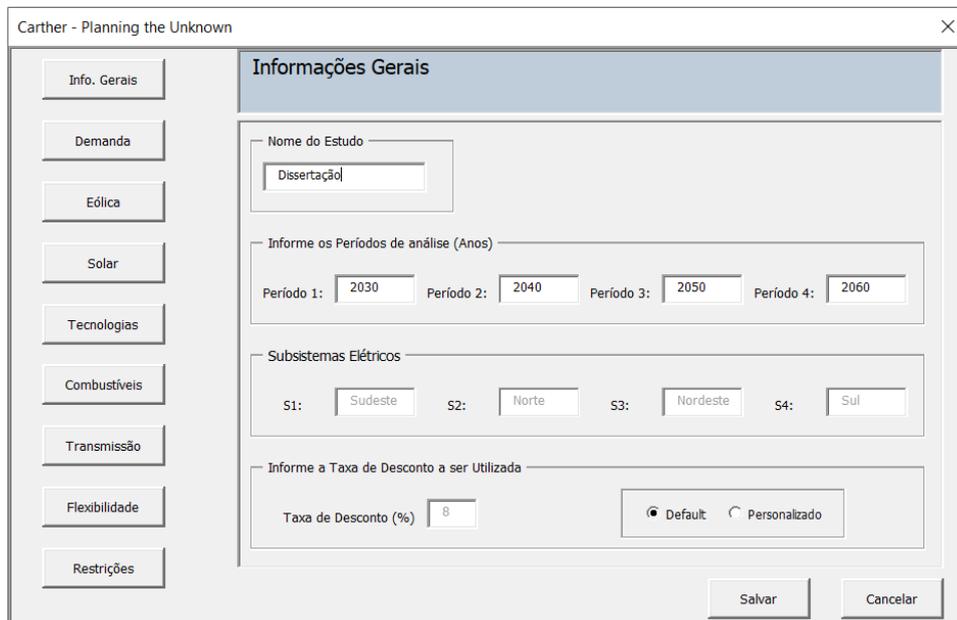
## 5.2. Botão *Configurar Cenários* e suas Interfaces

Ao clicar em *Configurar Cenários*, o usuário tem acesso a todos os parâmetros de entrada disponíveis para configuração dos cenários do seu estudo de caso, conforme Figura 16. Os oito subitens desta interface são exibidos do lado esquerdo: *Info. Gerais*, *Demanda*, *Eólica*, *Solar*, *Tecnologias*, *Combustíveis*, *Transmissão* e *Restrições*. As subseções de 5.2.1 a 5.2.9 examinam cada um dos subitens.

### 5.2.1. Info. Gerais

Na opção *Info. Gerais*, abreviação de Informações Gerais, o usuário nomeia o estudo,

determina os horizontes de tempo dos quatro cenários de simulação, em anos e a taxa de desconto para a simulação, conforme Figura 16.



**Figura 16: Interface Info. Gerais.**

Fonte: Elaborado pelo Autor

### 5.2.2. Demanda

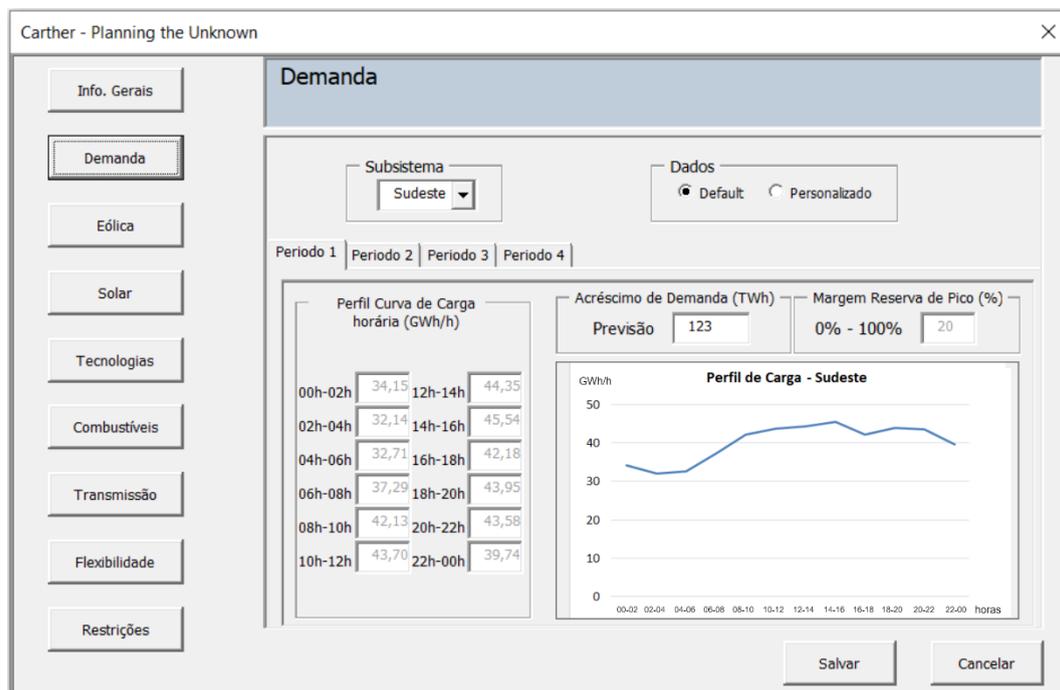
No item *Demanda*, é inserida a previsão de acréscimo de demanda por subsistema e por cenário em relação ao ano base, em TWh. Ou seja, para cada período (cenário), o usuário deve inserir, em TWh, a variação entre o ano base (em que o usuário está realizando a simulação) e o ano horizonte do cenário de simulação proposto, conforme equação (20).

$$\Delta_{Dem} = D_{horizonte} - D_{ano\ base} \quad (20)$$

Em que,  $\Delta_{Dem}$  representa o incremento de demanda de energia,  $D_{horizonte}$  representa a demanda total de energia do ano horizonte da simulação, informação que é determinada pelo usuário conforme preferência ou em alguns casos pode ser extraída diretamente do PNE, e  $D_{ano\ base}$  representa a demanda do ano base.

Esta interface, de acordo com a Figura 17 oferece também a possibilidade de

personalização do perfil diário da curva de carga e margem reserva de pico a ser considerada pelo modelo, basta o usuário clicar na opção *Personalizado*.



**Figura 17: Interface Demanda.**

Fonte: Elaborado pelo Autor

### 5.2.3. Eólica

Segundo a Figura 18, o item *Eólica*, permite customizar a natureza do perfil anual da curva de fator de capacidade da geração Eólica para cada subsistema e período de

simulação (cenário).

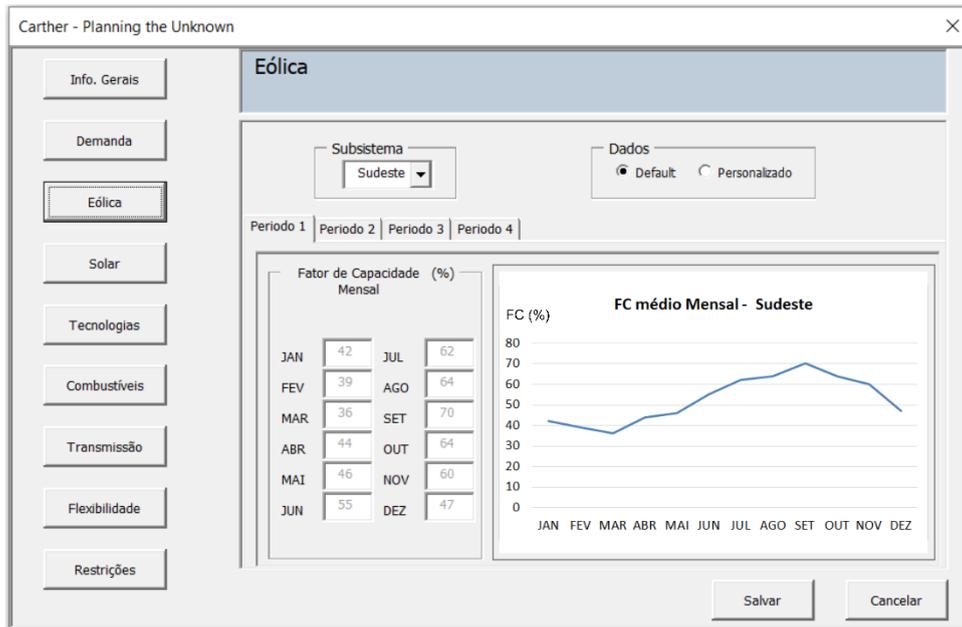


Figura 18: Interface Eólica.

Fonte: Elaborado pelo Autor

#### 5.2.4. Solar

O item *Solar* personaliza, por período, o perfil diário da curva de geração fotovoltaica para cada subsistema, como exhibe a Figura 19.

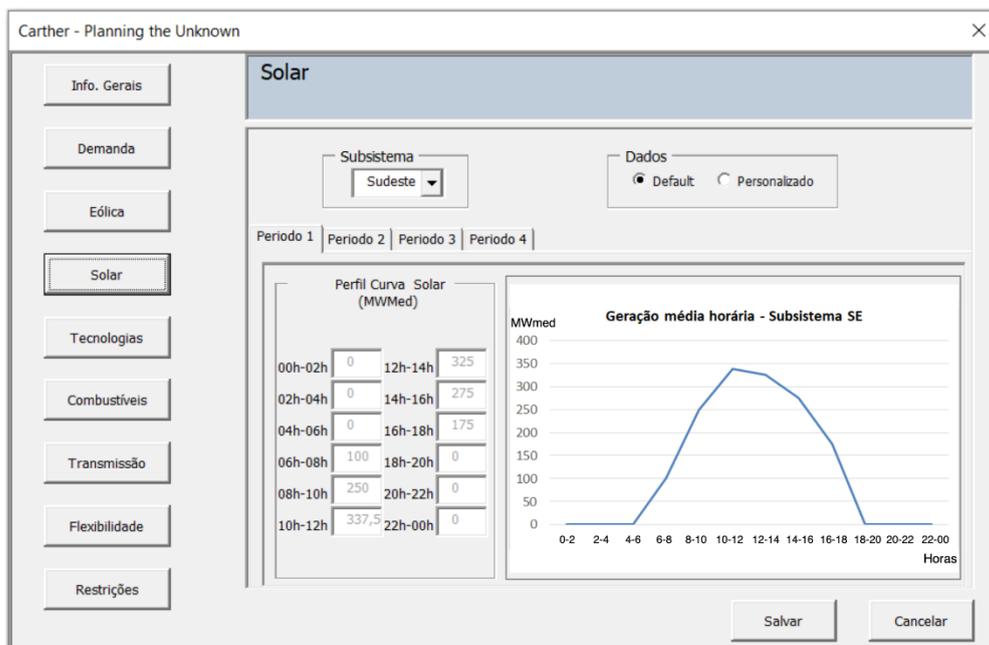


Figura 19: Interface Geração Solar

Fonte: Elaborado pelo Autor

### 5.2.5. Tecnologias

No item *Tecnologias*, apresenta-se as características de todos os tipos de tecnologias de geração disponíveis no modelo e seus diferentes custos associados. A Figura 20 ilustra os parâmetros técnicos e os custos para o caso de hidrelétricas grandes, consideradas pelo software como hidrelétricas com capacidade instalada acima de 1000 MW, conforme [26].

The screenshot shows the 'Tecnologias' configuration window. The sidebar on the left contains buttons for 'Info. Gerais', 'Demanda', 'Eólica', 'Solar', 'Tecnologias' (highlighted), 'Combustíveis', 'Transmissão', 'Flexibilidade', and 'Restrições'. The main area is titled 'Tecnologias' and contains the following elements:

- Usina:** A dropdown menu set to 'Hidrelétrica Grande'.
- Dados:** Radio buttons for 'Default' (selected) and 'Personalizado'.
- Adicionar Nova Tecnologia:** A yellow button.
- Período 1 | Período 2 | Período 3 | Período 4 | Ano Base:** A set of tabs for selecting a time period.
- Características:** A table of technical parameters:

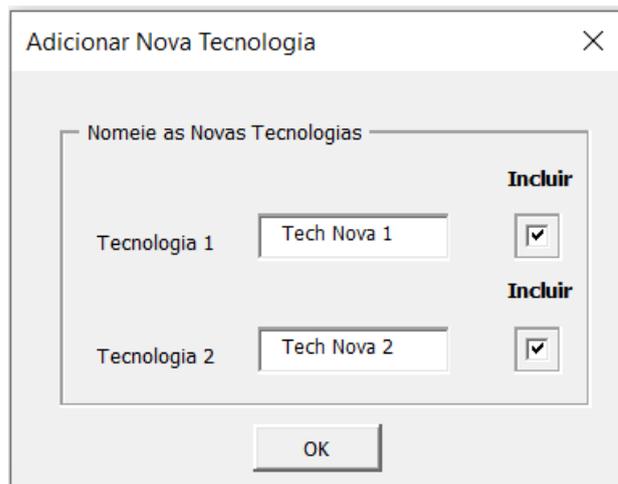
Fator de Capacidade Méd. (%)	55
Fator de Capacidade Mín. (%)	38
Fator de Capacidade Máx. (%)	85
Eficiência (%)	100
Vida Útil (Anos)	30
Período de Construção (Anos)	4
- Custos:** A table of cost parameters:

Custo Capital (\$/kW)	1352
Custo Capital Total (\$/kW)	1576,91
O&M Fixo (\$/kW-ano)	12,91
O&M Variável (\$/kWh)	0
Custo Capital Anualizado (Taxa)	8,88274
Danos Carbono (\$/ton-C)	0
- Buttons:** 'Salvar' and 'Cancelar' at the bottom right.

**Figura 20: Interface Tecnologias.**

Fonte: Elaborado pelo Autor

O botão em amarelo *Adicionar Nova Tecnologia*, na Figura 20, abre a interface da Figura 21, que permite o usuário adicionar até dois novos tipos de tecnologias de geração para serem consideradas nas simulações.

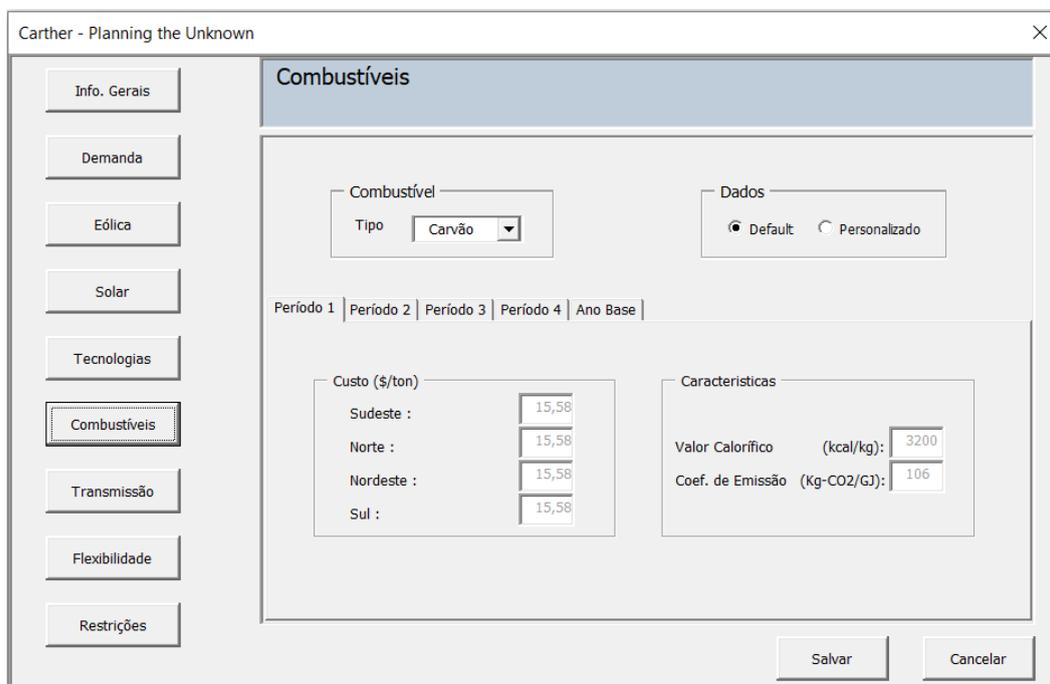


**Figura 21: Interface Adicionar Nova Tecnologias.**

Fonte: Elaborado pelo Autor

### 5.2.6. Combustíveis

No item *Combustíveis*, são inseridos os custos dos combustíveis utilizados pelas tecnologias e as características de *Valor Calorífico* e *Coefficiente de Emissão de CO2* dos combustíveis. A Figura 22 mostra que o custo do combustível pode variar por subsistema e período.

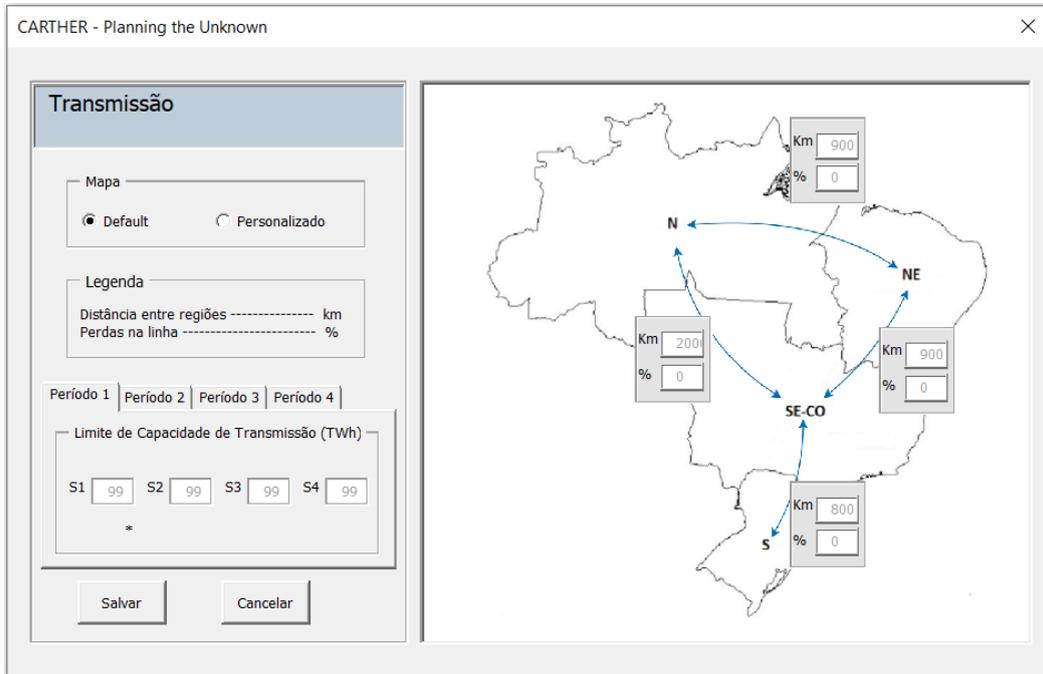


**Figura 22: Interface Combustíveis.**

Fonte: Elaborado pelo Autor

### 5.2.7. Transmissão

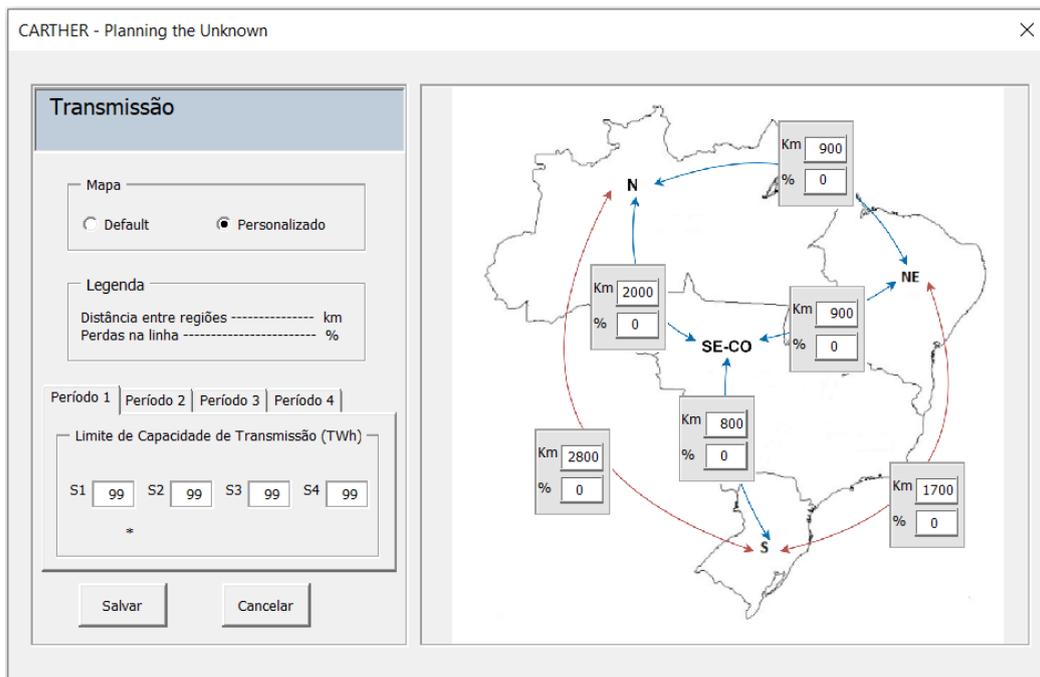
A Figura 23 exibe as interligações entre os subsistemas consideradas no CARTHER.



**Figura 23: Interface Transmissão Default.**

Fonte: Elaborado pelo Autor

Caso o usuário escolha a opção personalizado, pode-se alterar os parâmetros de perda e distância das interligações, conforme indicado na Figura 24.



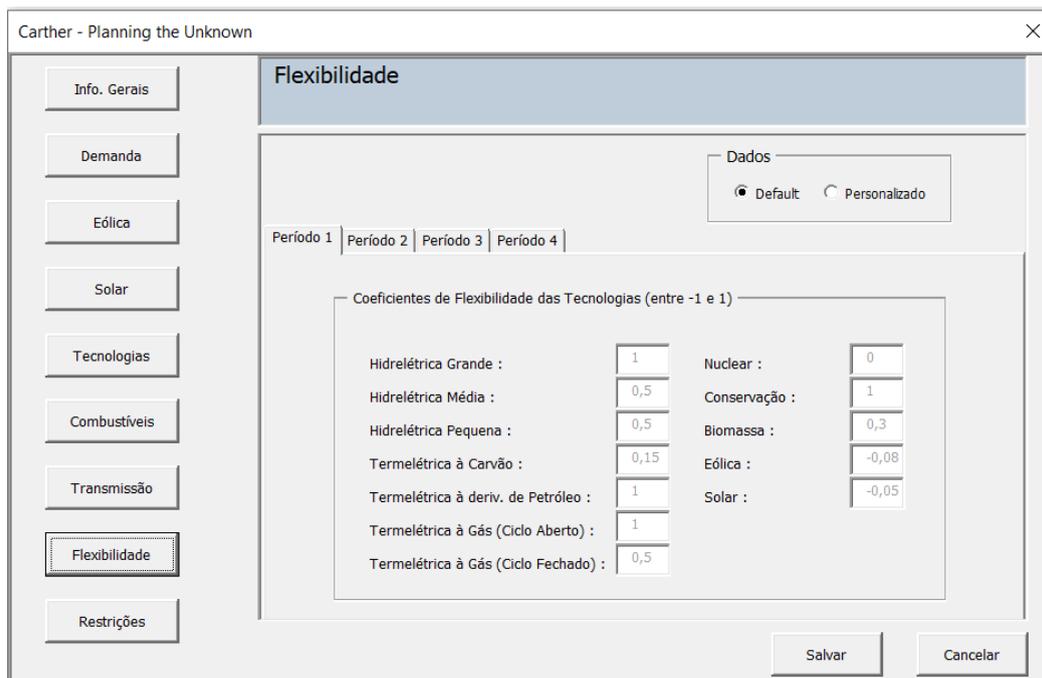
**Figura 24: Interface Transmissão Personalizado.**

Fonte: Elaborado pelo Autor

Além disso, o usuário é capaz de personalizar o limite de capacidade de transmissão de cada subsistema. Ou seja, é personalizável o quanto de energia, em TWh, o subsistema pode enviar ou receber por meio de suas interligações, conforme retratado no canto esquerdo inferior da Figura 24: **Interface Transmissão Personalizado**.

#### 5.2.8. Flexibilidade

O item *Flexibilidade* exibe a interface do CARTHER responsável pela restrição de flexibilidade do modelo, a qual é baseada na equação de balanceamento da flexibilidade do modelo MESSAGE abordada na subseção 3.2.1.. Nesta interface, o usuário ajusta os coeficientes de flexibilidade das tecnologias e da carga, a fim de representar o nível de flexibilidade fornecido e requerido para os cenários de simulação, conforme Figura 25.



**Figura 25: Interface Flexibilidade.**

Fonte: Elaborado pelo Autor

### 5.2.9. Restrições

O item *Restrições* exibe a interface do CARTHER responsável pelas restrições as quais o usuário pode ajustar para a simulação dos cenários, conforme Figura 26. Os quatro tipos de restrições disponíveis para cada subsistema e período são: *Capacidade Instalada Mínima Adicional das Renováveis Intermitentes*, *Capacidade Instalada Máxima Adicional por Fonte*, *Disponibilidade de Combustível* e *Emissão Máxima de CO<sub>2</sub>*.

Carther - Planning the Unknown

### Restrições

Subsistema: Sudeste

Dados:  Default  Personalizado

Salvar

Período 1 | **Período 2** | Período 3 | Período 4

Capacidade Instalada Mínima Adicional das Renováveis Intermitentes (GW)

Eólica:  Solar:

Emissão Máxima de CO2 (MT / ano)

Emissão Máxima de CO2:

Capacidade Instalada Máxima Adicional por Fonte em relação ao ano base (GW)

Hidrelétrica Grande:  Nuclear:  

Hidrelétrica Média:  Conservação:

Hidrelétrica Pequena:  Biomassa:

Termelétrica à Carvão:  Eólica:

Termelétrica à deriv. de Petróleo:  Solar:

Termelétrica à Gás (Ciclo Aberto):

Termelétrica à Gás (Ciclo Fechado):

Disponibilidade Máxima de Combustível

Carvão (MT):

Petróleo (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>):

Biomassa (MT):

Gás Natural (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>):

**Figura 26: Interface Restrições.**

Fonte: Elaborado pelo Autor

Todas as restrições, assim como no caso da demanda, se referem aos limites de incremento permitidos em relação ao ano base, por subsistema. A Figura 26 exemplifica o caso das restrições voltadas ao subsistema Sudeste em relação ao ano base, no cenário “período 1”.

O botão amarelo com uma “?” localizado no canto direito superior do quadro de Geração Máxima, na Figura 26, disponibiliza uma tabela instrutiva a fim de auxiliar o usuário no preenchimento da geração máxima, exibida na Figura 27.

Tabela Instrutiva

Subsistema: Sudeste

ATENÇÃO: Tabela Instrutiva ao Usuário  
 \*Esta Tabela traz uma ordem de grandeza do input em GW do Usuário em relação a Demanda  
 \*Cálculo em GWh realizado a partir do FCMéd.

Período 1 | Período 2 | Período 3 | Período 4

Geração Máxima por Fonte Equivalente em GWh e Porcentagem da Demanda

	GW	TWh	%
Hidrelétrica Grande :	0	0	0
Hidrelétrica Média :	0	0	0
Hidrelétrica Pequena :	3,1	11,35	9,228
Termelétrica à Carvão :	0,5	2,820	2,293
Termelétrica à deriv. de Petróleo :	0,5	0,705	0,573
Termelétrica à Gás (Ciclo Aberto) :	26	30,51	24,81
Termelétrica à Gás (Ciclo Fechado) :	26	146,6	119,2
Nuclear :	4	32,41	26,35
Conservação :	99999	86723	70507
Biomassa :	5,5	15,61	12,69
Eólica :	0	0	0
Solar :	6,45	13,10	10,65
Tecnologia Nova 1:			
Tecnologia Nova 2:			

**Figura 27: Tabela Instrutiva.**

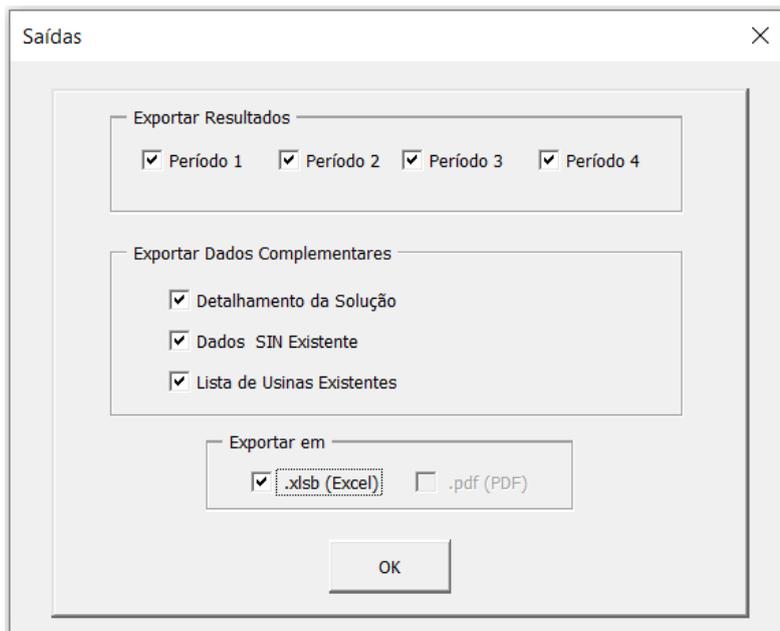
Fonte: Elaboração do Autor

A *Tabela Instrutiva* fornece uma ordem de grandeza da energia gerada em TWh e a porcentagem relativa à Demanda do cenário, a partir do FC médio e da entrada de Geração Máxima em GW de cada tipo de tecnologia.

Trata-se de uma tabela apenas de instrução, visto que o CARTHER otimiza o valor de FC para a tecnologia em cada fatia da curva residual e o valor de FC médio considerado no cálculo da tabela é o de entrada do usuário ao item *Tecnologias*.

### 5.3. Botão *Exibir Relatórios* e suas Interfaces

O botão *Exibir Relatórios* da interface *Menu Inicial* na Figura 14, permite o acesso aos resultados da otimização do estudo de caso. Os resultados são exportados como relatórios em arquivo formato Excel, conforme a personalização do usuário da interface *Saídas*, exibida na Figura 28.



**Figura 28: Interface Saídas.**

Fonte: Elaborado pelo Autor

O usuário pode optar desde a exportação de apenas os resultados referentes a um período de simulação, como também aos quatro períodos. Além disso, no quadro *Exportar Dados Complementares* são exportados:

- *Detalhamento das Soluções* - Documento exibe o critério de decisão do modelo para cada fatia da curva de demanda residual.
- *Dados SIN Existente* - Relatório exibe os dados referentes ao SIN do ano base, como: Capacidade Instalada por Subsistema, Energia Gerada, Consumo de Combustível por tipo de usina e Emissão de CO<sub>2</sub>.
- *Lista de Usinas Existentes* - Documento exibe todas as usinas em operação no SIN da base de dados do SIGA (antigo BIG) consideradas para o ano base.

## 6. ESTUDO DE CASO

Este trabalho realiza uma análise de Planejamento de Expansão de Longo Prazo para o SIN a qual investiga o impacto tecno-econômico para diferentes cenários de penetração das REs, solar fotovoltaica e eólica, através do Software Acadêmico de Planejamento CARTHER. Neste estudo de caso, compara-se técnica e economicamente os chamados cenários de referência com os cenários de máxima penetração RE no SIN.

Deste modo, neste capítulo, é apresentada a calibração do cenário do ano base de 2019 do SIN e os parâmetros para o planejamento de expansão do SIN nos horizontes de tempo 2030, 2040, 2050 e 2060, compondo os cenários de referência. A partir das simulações dos cenários referência são realizados cenários alternativos de expansão RE, buscando a máxima penetração RE no sistema.

Os parâmetros e dados que compõem estes cenários do estudo de caso estão organizados da seguinte forma. No 6.1 são apresentadas as premissas gerais que se aplicam a todos os cenários. O item 6.2 expõe os parâmetros e base de dados consideradas para os cenários de referência, como: parâmetros econômicos; dados de demanda, das tecnologias, dos combustíveis, da transmissão; e restrições. Por fim, no 6.3 são apontadas as alterações ocorridas nos parâmetros para criar os cenários de máxima inserção RE.

### 6.1.Premissas Gerais

As premissas gerais aplicadas em todo o estudo de caso consistem em:

- ✓ O ano base considerado é o ano de 2019.
- ✓ Os horizontes de tempo considerados para análise da expansão do SIN são os anos de 2030, 2040, 2050 e 2060.
- ✓ A taxa de desconto estabelecida para todas as simulações é de 8% a.a., tendo como referência o valor aplicado nos estudos do PDE 2029 e PNE 2050. Estes estudos se baseiam em taxas de títulos públicos de longo prazo, bem como a metodologia do WACC<sup>22</sup>, para determinar a taxa de desconto.
- ✓ Devido ao alto grau de incerteza e volatilidade das projeções de câmbio

---

<sup>22</sup> WACC, *Weighted Average Cost of Capital*, em português “Metodologia do Custo Médio Ponderado do Capital”, este índice é definido como a taxa regulatória de remuneração de capital para projetos de infraestrutura de concessão federal à iniciativa privada, incluindo por exemplo: geração de energia elétrica [69], [70].

existentes, a taxa de câmbio utilizada, quando cabível, corresponde à média mensal do último mês disponível no ano base, ou seja, referente a média de dezembro de 2019 (US\$ 1,00 = R\$ 4,10).

- ✓ Este trabalho não analisa em seus cenários os impactos do Covid-19. Tendo em vista que este trabalho já estava em estágio de finalização quando se iniciou a pandemia mundial.

## 6.2. Cenários de Referência

Essa seção se propõe a apresentar os parâmetros e a base de dados consideradas para os Cenários de Referência do estudo de caso desenvolvido neste trabalho. Os dados a seguir descrevem os parâmetros econômicos, de demanda, das tecnologias, dos combustíveis, da transmissão e restrições. E foram estabelecidos conforme a proposta do estudo e baseados em documentos referentes aos principais órgãos institucionais responsáveis por gerir o sistema elétrico e energético brasileiro, como: PNE 2030 [25], PNE 2050 [26], PDE 2029 [24], , SIGA (antigo BIG) [68] e notas técnicas associadas [71]–[74].

Desta forma os cenários de referência desta dissertação representam também a calibração do *modo Default* do Software CARTHER para o SIN a partir de um banco de dados fundamentado.

### 6.2.1. Demanda

A Demanda no CARTHER se refere à carga do SIN<sup>23</sup> descontada a importação, isto é, compreende a todo requisito energético disponibilizado para o país, via somente geração centralizada: produção de energia destinada ao Serviço Público (SP), produção independente de energia (PIE) e o excedente de energia injetado no SIN oriunda da autoprodução (APE). Em relação à demanda no modelo, pode-se dividir em três áreas: Calibração da Demanda do Ano Base, Previsão da Demanda dos Horizontes Futuros e Perfil da Curva de Demanda, discutidos a seguir.

---

<sup>23</sup> Carga do SIN - toda a energia disponibilizada para o País, via geração centralizada e importação, excluindo-se as demandas relativas aos sistemas isolados, geração distribuída e a autoprodução não injetada na rede [26].

i. Calibração da Demanda do Ano Base

A calibração da demanda referente ao ano base de 2019 no CARTHER corresponde ao alinhamento no modelo da energia gerada para 2019 com o dado real de referência de energia gerada em 2019, disponível no site do ONS.

A calibração acontece em duas etapas: Importação da base de dados de capacidade instalada da matriz do SIN em operação no ano 2019, via site da Aneel [68]; E ajuste dos fatores de capacidade das tecnologias importadas para alinhar a geração resultante com o dado do ONS de referência da demanda consumida em 2019.

Neste trabalho, a primeira etapa utiliza para o ano base, a capacidade instalada do SIN de 165,597 GW referente ao ano de 2019, importada do SIGA em setembro/2019, apresentada detalhadamente na Tabela 32 no ANEXO B.

Na segunda etapa, são calibrados os fatores de capacidade das tecnologias no modelo para se obter a energia gerada equivalente à carga do SIN em 2019. O ajuste dos FC ocorre a partir das informações do ONS de capacidade instalada e energia gerada de cada tecnologia no ano de 2019, que nos fornece qual foi o fator de capacidade médio das tecnologias em 2019 [75], resumido na Tabela 7.

**Tabela 7: Informações do SIN referente a 2019 adquiridos com o ONS**

Tecnologias	Capacidade	Energia	FC Médio
	Instalada (GW)	Gerada (GWh)	
Hidrelétricas	114,12	418.182	41,8
Termelétricas	34,47	98.371	32,4
Nuclear	1,99	16.127	92,5
Eólica	15,27	55.932	41,8
Solar	2,45	4.979	23,2
Total	166,44	593.591	-

Fonte: Elaborado pelo Autor a partir de [75]

Nota: A Capacidade Instalada consultada no ONS também se refere a set/2019, a fim de se alinhar com a importação.

Assim, a Tabela 7 fornece os FC médios que devem ser usados para calibrarmos a demanda do ano base no CARTHER igual à demanda de 2019 computada pelo ONS.

Entretanto, no CARTHER as usinas termelétricas (UTE) são discretizadas em cinco

tipos e de características operativas distintas: UTE a Gás Ciclo Aberto (UTE a Gás CA); UTE a Gás Ciclo Combinado (UTE a Gás CC); UTE a Óleo Combustível (UTE a OC); UTE a Carvão; e UTE a Biomassa. Com isto, não é prudente aplicar o mesmo valor de FC médio de 32,4% para todas elas. Como solução, faz-se necessário atribuir o valor de FC médio para cada uma delas baseado na sua real representatividade em relação às termelétricas da matriz do SIN e nas suas limitações de Fator de Capacidade.

A participação de cada tipo de UTEs em relação ao total das termelétricas na matriz e suas respectivas características de FC são apresentadas na Tabela 8.

**Tabela 8: Informações das termelétricas importadas no CARTHER**

Tecnologias	Capacidade			
	Instalada <sup>(a)</sup> (GW)	Participação (%)	FC Médio (%)	FC Mínimo (%)
UTE a Gás CA	4,97	8,67	60 <sup>(b)</sup>	8,33 <sup>(d)</sup>
UTE a Gás CC	7,91	22,64	90 <sup>(b)</sup>	40 <sup>(d)</sup>
UTE a OC	8,03	14,02	85 <sup>(c)</sup>	10 <sup>(d)</sup>
UTE a Carvão	15,27	22,30	70,0 <sup>(b)</sup>	40 <sup>(d)</sup>
UTE a Biomassa	11,48	32,37	33,0 <sup>(b)</sup>	-
Termelétricas	35,49	100%	-	-

<sup>(a)</sup> [68] <sup>(b)</sup> [26] <sup>(c)</sup> [76] <sup>(d)</sup> [25]

Fonte: Elaborado pelo Autor

Nota-se que o FC médio da UTE a Biomassa de 33% praticamente coincide com a média das termelétricas de 32,4% em 2019 na Tabela 7. Assim, exclusivamente para UTE a Biomassa é atribuído o FC médio de 32,4. Para determinação do FC Médio em 2019 das demais UTEs, é considerado a participação (%) e o FC Mínimo delas através das equações (21) e (22).

$$FC_{mín_{médio}} = \frac{\sum_{i=1}^n (FC_{mín_i} \times P_i)}{1 - P_{Biomassa}} = 0,2008 \rightarrow 20,08\% \quad (21)$$

- $i$ , tipo da UTE;
- $FCmín_i$ , fator de capacidade mínimo da UTE do tipo  $i$ ;
- $P_i$ , participação da UTE do tipo  $i$  no total de termelétricas;
- $P_{Biomassa}$ , participação da UTE A Biomassa no total de termelétricas;
- $FCmín_{médio}$ , fator de capacidade médio, a partir do FC mínimo das UTEs (excluindo a Biomassa).

$$Fator_{calibrador} = \frac{FCmédio_{Term}}{FCmín_{médio}} = \frac{0,324}{0,2008} = 1,61 \quad (22)$$

- $Fator_{calibrador}$ , fator de calibração dos fatores de capacidade;
- $FCmédio_{Term}$ , fator de capacidade médio das termelétricas em 2019, segundo ONS;
- $FCmín_{médio}$ , fator de capacidade médio, a partir do FC mínimo das UTEs (excluindo a Biomassa).

A Equação (21) representa a média ponderada a partir dos FCs mínimos das termelétricas restantes. Com a Equação (22), obtêm-se o fator calibrador que aplicado aos FCs mínimo das UTEs, resulta nos FCs das UTEs calibrados em relação ao  $FCmédio_{Term}$  em 2019, segundo o ONS, conforme Tabela 9.

**Tabela 9: Fatores de Capacidade do Modelo Calibrados para 2019**

Tecnologias	FC Mínimo	FC Médio
	(%)	Calibrado (%)
UTE a Gás CA	8,33 x 1,61	13,4
UTE a Gás CC	40 x 1,61	64,4
UTE a OC	10 x 1,61	16,1
UTE a Carvão	40 x 1,61	64,4
UTE a Biomassa	-	32,4
	FC Médio	32,4

Fonte: Elaborado pelo Autor

Portanto, de posse dos FCs calibrados se tem a energia gerada em 2019 no CARTHER em 593,449 TWh, alinhada com a energia gerada em 2019 informada pelo ONS de

593,491 TWh<sup>24</sup>. Permitindo-se o cálculo das previsões de demanda para os horizontes de estudo.

ii. Previsão do Incremento de Demanda

No escopo da previsão da demanda, cabe ressaltar a seguinte premissa de funcionamento do CARTHER, o sistema elétrico do ano base, ou seja, o sistema já existente, é considerado em perfeito equilíbrio entre oferta e demanda, atendendo os critérios de estabilidade e flexibilidade. Em outras palavras, o CARTHER analisa o setor elétrico exclusivamente no escopo da expansão. Sendo assim, no CARTHER não é utilizado como dado de entrada a demanda total prevista para o horizonte de estudo, mas sim o acréscimo de demanda previsto em relação ao ano base, para o horizonte de estudo.

Desta maneira, a previsão de demanda inserida na *Interface Demanda* da Figura 17 corresponde ao incremento de demanda previsto para o horizonte, calculado neste trabalho da seguinte forma.

A partir da demanda do ano base de 2019, faz-se a projeção futura da demanda total do Brasil para os horizontes de 2030, 2040, 2050 e 2060, com a Equação (23). A Tabela 10 apresenta as projeções da demanda total do SIN distribuídas por subsistema. Em seguida, é subtraído da demanda total a demanda do ano base de 2019 para chegar ao incremento de demanda para os horizontes, apresentado pela Tabela 11.

$$D_f = D_{AnoBase}(1 + i)^n \quad (23)$$

- $D_f$ , Demanda futura total (valor futuro);
- $D_{AnoBase}$ , demanda do ano base de 2019 (valor presente);
- $i$ , taxa de crescimento anual da Carga do SIN de 2,8% a.a. (taxa de desconto) [26];
- $n$ , número inteiro que representa o número de anos até o período futuro.

---

<sup>24</sup> O valor de energia gerada calibrado para 2019 no CARTHER é satisfatório, com divergência desprezível para o valor do ONS.

**Tabela 10: Demanda Total Prevista para os Horizontes**

<b>Demanda Total (TWh)</b>	<b>2019</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>	<b>2060</b>
N	48,75	66,06	87,07	114,77	151,27
NE	96,61	130,90	172,54	227,42	299,75
SE/CO	345,94	468,74	617,82	814,32	1073,31
S	102,13	138,38	182,39	240,40	316,86
SIN	593,45	804,09	1059,83	1396,91	1841,20

Fonte: Elaborado pelo Autor

**Tabela 11: Incremento de Demanda Prevista para os Horizontes**

<b>Demanda Total (TWh)</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>	<b>2060</b>
N	17,31	38,31	66,01	102,51
NE	34,29	75,92	130,80	203,13
SE/CO	122,79	271,87	468,37	727,36
S	36,25	80,26	138,27	214,73
SIN	210,64	466,36	803,45	1247,73

Fonte: Elaborado pelo Autor

### iii. Perfil da Curva de Carga

O perfil da curva de carga inserido na *Interface Demanda* da Figura 17 segue uma estimativa do formato das curvas de carga diárias por subsistema disponibilizadas pelo site do ONS<sup>25</sup>, ver [77].

A Tabela 12 apresenta a base de dados que alimenta o perfil da carga por subsistema no Cenário Referência para todos os quatro horizontes de análise.

**Tabela 12: Perfil diário da curva de carga por subsistema**

<b>Subsistema</b>	<b>Demanda (GWh/h)</b>			
	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
<b>00h-02h</b>	34,15	5,64	10,49	9,26

<sup>25</sup> É considerada uma estimativa, visto que o CARTHER trabalha com 12 intervalos de tempo, e a referência possui 24 intervalos de tempo.

<b>02h-04h</b>	32,14	5,37	10,09	8,83
<b>04h-06h</b>	32,71	5,18	9,42	9,36
<b>06h-08h</b>	37,29	4,94	10,30	11,56
<b>08h-10h</b>	42,13	5,57	11,43	12,94
<b>10h-12h</b>	43,71	5,67	11,54	13,54
<b>12h-14h</b>	44,36	5,87	11,66	12,99
<b>14h-16h</b>	45,54	6,07	11,94	13,45
<b>16h-18h</b>	42,18	5,64	11,10	13,12
<b>18h-20h</b>	43,96	5,83	11,14	13,48
<b>20h-22h</b>	43,58	5,99	11,72	12,81
<b>22h-00h</b>	39,74	6,06	11,35	11,11

Fonte: Estimativa do Autor com base em [77]

## 6.2.2. Eólica

### i. Perfil da Curva Eólica

Conforme Figura 18, na interface Eólica, o usuário tem acesso aos dados que representam o comportamento da variação do fator de capacidade da geração eólica durante o ano. Estes dados são disponibilizados pelo “*Boletim Mensal de Geração Eólica Dezembro/2018*” do ONS, ver [78].

A Tabela 13: Perfil anual da curva eólica apresenta os dados que compõem o perfil anual da curva de fator de capacidade eólica por subsistema para os Cenários de Referência de todos os horizontes.

**Tabela 13: Perfil anual da curva eólica por subsistema**

Subsistema	Fator de Capacidade (%)											
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Sudeste	42	39	36	44	46	55	62	64	70	64	60	47
Norte	55	28	40	20	23	49	57	66	85	80	84	56
Nordeste	38	37	32	40	42	50	58	60	65	57	54	42
Sul	35	27	33	36	33	32	37	36	41	44	37	35

Fonte: Elaboração do Autor baseado em [78]

Destaca-se que o subsistema Sudeste, diferentemente dos demais não possui usinas

eólicas interligadas à Rede Básica<sup>26</sup>. Com isto, é adotado o formato da curva de fator de capacidade eólica do SIN.

### 6.2.3. Solar FV

#### i. Perfil da Curva Solar

O perfil da curva de Geração Solar FV, exibido pela *Interface Solar* da Figura 19, é estimado baseado no formato das curvas de Geração Solar FV média horária por subsistema disponibilizadas em “*Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica Dezembro/2018*” do ONS, ver [79].

A Tabela 14 apresenta a base de dados que alimenta o perfil da curva de Geração Solar por subsistema aplicado para todos os Cenários de Referência.

**Tabela 14: Perfil diário da curva de geração solar por subsistema**

Subsistema	Geração FV (MWMed)			
	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
<b>00h-02h</b>	0	0	0	0
<b>02h-04h</b>	0	0	0	0
<b>04h-06h</b>	0	0	0	0
<b>06h-08h</b>	100	300	275	300
<b>08h-10h</b>	250	800	625	800
<b>10h-12h</b>	337,5	966,5	725	966,5
<b>12h-14h</b>	325	966,5	725	966,5
<b>14h-16h</b>	275	833,5	600	833,5
<b>16h-18h</b>	175	700	400	700
<b>18h-20h</b>	0	0	0	0
<b>20h-22h</b>	0	0	0	0
<b>22h-00h</b>	0	0	0	0

Fonte: Estimado pelo Autor com base em [79]

<sup>26</sup> A usina eólica de Gargaú, apesar de estar localizada geograficamente na região sudeste, é uma usina classificada do tipo III, ou seja, não possui relacionamento com o ONS. Desta maneira não têm sua geração verificada [78].

Os dados referentes a geração solar fotovoltaica interligada a Rede Básica são disponibilizados por [79]. Os únicos subsistemas que possuem geração FV nestas condições são o Sudeste e Nordeste, e conseqüentemente o ONS disponibiliza suas curvas médias horárias de geração FV. Os demais subsistemas Norte e Sul possuem apenas geração FV distribuída ou microgeração. Neste caso, o perfil de curva de geração solar FV adotado para estes subsistemas é baseado na curva de geração solar horária média do SIN como um todo. Por isso, nota-se na Tabela 14, que os dados do Norte e Sul são iguais.

#### 6.2.4. Tecnologias

A base de dados relativa às características econômicas e de desempenho para cada uma das tecnologias no Cenário de Referência dos diferentes horizontes de tempo são elencadas na Tabela 15.

**Tabela 15: Características dos tipos de tecnologias de geração (Modo Default)**

Parâmetros <sup>1</sup>	Unidade	2019	2030	2040	2050	2060
<b>UHE Grande (<math>\geq 1000\text{MW}</math>)</b>						
Custo de Investimento <sup>(a)</sup>	US\$/kW	1352	1352	1352	1352	1352
Custo O&M Fixo <sup>(a)</sup>	US\$/kW	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91
Custo O&M Variável <sup>(a)</sup>	US\$/kWh	0	0	0	0	0
Custo de Externalidades	US\$/ton-C	0	0	0	0	0
Fator de Capacidade Médio <sup>(a)</sup>	%	55	55	55	55	55
Fator de Capacidade Máximo <sup>(d)*</sup>	%	85	85	85	85	85
Fator de Capacidade Mínimo <sup>(d)*</sup>	%	38	38	38	38	38
Eficiência Energética	%	-	-	-	-	-
Vida Útil <sup>(a)</sup>	Anos	30	30	30	30	30
Período de Construção <sup>(c)</sup>	Anos	4	4	4	4	4
<b>UHE Média (<math>1000\text{MW} \geq P \geq 300\text{MW}</math>)</b>						
Custo de Investimento <sup>(a)</sup>	US\$/kW	1816	1816	1816	1816	1816
Custo O&M Fixo <sup>(a)</sup>	US\$/kW	12,91	12,91	12,91	12,91	12,91
Custo O&M Variável <sup>(a)</sup>	US\$/kWh	0	0	0	0	0
Custo de Externalidades	US\$/ton-C	0	0	0	0	0
Fator de Capacidade Médio <sup>(a)</sup>	%	55	55	55	55	55
Fator de Capacidade Máximo <sup>(d)*</sup>	%	85	85	85	85	85
Fator de Capacidade Mínimo <sup>(d)*</sup>	%	38	38	38	38	38
Eficiência Energética	%	-	-	-	-	-
Vida Útil <sup>(a)</sup>	Anos	30	30	30	30	30
Período de Construção <sup>(c)</sup>	Anos	4	4	4	4	4
<b>UHE Pequena (<math>\leq 300\text{MW}</math>)</b>						
Custo de Investimento <sup>(a)</sup>	US\$/kW	2661	2661	2661	2661	2661

<b>Custo O&amp;M Fixo <sup>(a)</sup></b>	<b>US\$/kW</b>	7,75	7,75	7,75	7,75	7,75
<b>Custo O&amp;M Variável <sup>(a)</sup></b>	<b>US\$/kWh</b>	0	0	0	0	0
<b>Custo de Externalidades</b>	<b>US\$/ton-C</b>	0	0	0	0	0
<b>Fator de Capacidade Médio <sup>(a)</sup></b>	<b>%</b>	55	55	55	55	55
<b>Fator de Capacidade Máximo <sup>(d)*</sup></b>	<b>%</b>	85	85	85	85	85
<b>Fator de Capacidade Mínimo <sup>(d)º</sup></b>	<b>%</b>	38	38	38	38	38
<b>Eficiência Energética</b>	<b>%</b>	-	-	-	-	-
<b>Vida Útil <sup>(a)</sup></b>	<b>Anos</b>	30	30	30	30	30
<b>Período de Construção <sup>(c)</sup></b>	<b>Anos</b>	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
<b>Carvão</b>						
<b>Custo de Investimento <sup>(a)</sup></b>	<b>US\$/kW</b>	2500	2500	2500	2500	2500
<b>Custo O&amp;M Fixo <sup>(a)</sup></b>	<b>US\$/kW</b>	25,82	25,82	25,82	25,82	25,82
<b>Custo O&amp;M Variável <sup>(b)</sup></b>	<b>US\$/kWh</b>	0,00357	0,00357	0,00357	0,00357	0,00357
<b>Custo de Externalidades <sup>(b)</sup></b>	<b>US\$/ton-C</b>	15	15	15	15	15
<b>Fator de Capacidade Médio <sup>(a)</sup></b>	<b>%</b>	55	55	55	55	55
<b>Fator de Capacidade Máximo <sup>(d)</sup></b>	<b>%</b>	91	91	91	91	91
<b>Fator de Capacidade Mínimo <sup>(d)</sup></b>	<b>%</b>	40	40	40	40	40
<b>Eficiência Energética <sup>(a)</sup></b>	<b>%</b>	30	30	30	30	30
<b>Vida Útil <sup>(a)</sup></b>	<b>Anos</b>	25	25	25	25	25
<b>Período de Construção <sup>(c)</sup></b>	<b>Anos</b>	2	2	2	2	2
<b>Petróleo (Óleo Combustível)</b>						
<b>Custo de Investimento <sup>(b)</sup></b>	<b>US\$/kW</b>	1070	1070	1070	1070	1070
<b>Custo O&amp;M Fixo <sup>(b)</sup></b>	<b>US\$/kW</b>	25,82	25,82	25,82	25,82	25,82
<b>Custo O&amp;M Variável <sup>(b)</sup></b>	<b>US\$/kWh</b>	0,001084	0,001084	0,001084	0,001084	0,001084
<b>Custo de Externalidades <sup>(b)</sup></b>	<b>US\$/ton-C</b>	15	15	15	15	15
<b>Fator de Capacidade Médio <sup>(b)</sup></b>	<b>%</b>	85	85	85	85	85
<b>Fator de Capacidade Máximo <sup>(d)*</sup></b>	<b>%</b>	50	50	50	50	50
<b>Fator de Capacidade Mínimo <sup>(d)º</sup></b>	<b>%</b>	8	8	8	8	8
<b>Eficiência Energética <sup>(b)</sup></b>	<b>%</b>	30	30	30	30	30
<b>Vida Útil <sup>(d)</sup></b>	<b>Anos</b>	20	20	20	20	20
<b>Período de Construção <sup>(d)</sup></b>	<b>Anos</b>	2	2	2	2	2
<b>Gás Natural (Ciclo Aberto)</b>						
<b>Custo de Investimento <sup>(a)</sup></b>	<b>US\$/kW</b>	775	775	775	775	775
<b>Custo O&amp;M Fixo <sup>(a)</sup></b>	<b>US\$/kW</b>	43,895	43,895	43,895	43,895	43,895
<b>Custo O&amp;M Variável <sup>(a)</sup></b>	<b>US\$/kWh</b>	0,005164	0,005164	0,005164	0,005164	0,005164
<b>Custo de Externalidades <sup>(b)</sup></b>	<b>US\$/ton-C</b>	15	15	15	15	15
<b>Fator de Capacidade Médio <sup>(a)</sup></b>	<b>%</b>	60	60	60	60	60
<b>Fator de Capacidade Máximo <sup>(d)</sup></b>	<b>%</b>	93	93	93	93	93
<b>Fator de Capacidade Mínimo <sup>(d)</sup></b>	<b>%</b>	0	0	0	0	0
<b>Eficiência Energética <sup>(a)</sup></b>	<b>%</b>	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5
<b>Vida Útil <sup>(a)</sup></b>	<b>Anos</b>	20	20	20	20	20
<b>Período de Construção <sup>(c)</sup></b>	<b>Anos</b>	2	2	2	2	2
<b>Gás Natural (Ciclo Combinado)</b>						
<b>Custo de Investimento <sup>(a)</sup></b>	<b>US\$/kW</b>	970	970	970	970	970
<b>Custo O&amp;M Fixo <sup>(a)</sup></b>	<b>US\$/kW</b>	69,715	69,715	69,715	69,715	69,715
<b>Custo O&amp;M Variável <sup>(a)</sup></b>	<b>US\$/kWh</b>	0,005164	0,005164	0,005164	0,005164	0,005164
<b>Custo de Externalidades <sup>(b)</sup></b>	<b>US\$/ton-C</b>	15	15	15	15	15

Fator de Capacidade Médio <sup>(a)</sup>	%	90	90	90	90	90
Fator de Capacidade Máximo <sup>(d)</sup>	%	93	93	93	93	93
Fator de Capacidade Mínimo <sup>(d)</sup>	%	40	40	40	40	40
Eficiência Energética <sup>(a)</sup>	%	56	56	56	56	56
Vida Útil <sup>(a)</sup>	Anos	20	20	20	20	20
Período de Construção <sup>(c)</sup>	Anos	2	2	2	2	2
<b>Nuclear</b>						
Custo de Investimento <sup>(a)</sup>	US\$/kW	5000	5000	5000	5000	5000
Custo O&M Fixo <sup>(a)</sup>	US\$/kW	110	110	110	110	110
Custo O&M Variável <sup>(b)</sup>	US\$/kWh	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042	0,00042
Custo de Externalidades	US\$/ton-C	0	0	0	0	0
Fator de Capacidade Médio <sup>(a)</sup>	%	85	85	85	85	85
Fator de Capacidade Máximo <sup>(d)</sup>	%	95	95	95	95	95
Fator de Capacidade Mínimo <sup>(d)</sup>	%	70	70	70	70	70
Eficiência Energética <sup>(a)</sup>	%	33	33	33	33	33
Vida Útil <sup>(a)</sup>	Anos	60	60	60	60	60
Período de Construção <sup>(a)</sup>	Anos	7	7	7	7	7
<b>Biomassa</b>						
Custo de Investimento <sup>(a)</sup>	US\$/kW	1200	1200	1200	1200	1200
Custo O&M Fixo <sup>(a)</sup>	US\$/kW	23,238	23,238	23,238	23,238	23,238
Custo O&M Variável <sup>(b)</sup>	US\$/kWh	0,01022	0,01022	0,01022	0,01022	0,01022
Custo de Externalidades	US\$/ton-C	0	0	0	0	0
Fator de Capacidade Médio <sup>(a)</sup>	%	33	33	33	33	33
Fator de Capacidade Máximo <sup>(e)</sup>	%	80	80	80	80	80
Fator de Capacidade Mínimo <sup>(e)</sup>	%	20	20	20	20	20
Eficiência Energética <sup>(b)</sup>	%	30	30	30	30	30
Vida Útil <sup>(a)</sup>	Anos	20	20	20	20	20
Período de Construção <sup>(c)</sup>	Anos	2	2	2	2	2
<b>Eólica</b>						
Custo de Investimento <sup>(a)</sup>	US\$/kW	1500	1400	1350	1300	1300
Custo O&M Fixo <sup>(a)</sup>	US\$/kW	100	100	100	100	100
Custo O&M Variável <sup>(b)</sup>	US\$/kWh	0	0	0	0	0
Custo de Externalidades	US\$/ton-C	0	0	0	0	0
Fator de Capacidade Médio <sup>(a)</sup>	%	45	45	45	45	45
Fator de Capacidade Máximo	%	-	-	-	-	-
Fator de Capacidade Mínimo	%	-	-	-	-	-
Eficiência Energética	%	-	-	-	-	-
Vida Útil <sup>(a)</sup>	Anos	20	20	20	20	20
Período de Construção <sup>(a)</sup>	Anos	2	2	2	2	2
<b>Solar</b>						
Custo de Investimento <sup>(a)</sup>	US\$/kW	1350	1050	850	800	800
Custo O&M Fixo <sup>(a)</sup>	US\$/kW	5,164	5,164	5,164	5,164	5,164
Custo O&M Variável <sup>(b)</sup>	US\$/kWh	0	0	0	0	0
Custo de Externalidades	US\$/ton-C	0	0	0	0	0
Fator de Capacidade Médio <sup>(a)</sup>	%	30	30	30	30	30
Fator de Capacidade Máximo	%	-	-	-	-	-

<b>Fator de Capacidade Mínimo</b>	<b>%</b>	-	-	-	-	-
<b>Eficiência Energética</b>	<b>%</b>	-	-	-	-	-
<b>Vida Útil</b> <sup>(a)</sup>	<b>Anos</b>	20	20	20	20	20
<b>Período de Construção</b> <sup>(a)</sup>	<b>Anos</b>	1	1	1	1	1

Fonte: <sup>(a)</sup> [26] <sup>(b)</sup> [76] <sup>(c)</sup> [80] <sup>(d)</sup> [25] <sup>(e)</sup> [81]

Nota 1: Custo de O&M variável das UHEs é considerado desprezível [26].

Nota 2: UTEs a gás se referem ao combustível gás natural.

Conforme discutido na revisão bibliográfica, um dos principais fatores que determinam o escopo de uma modelagem é a disponibilidade de dados. Com base nisso, no intuito de atribuir ao modelo uma lista de tipos de tecnologias cujos parâmetros estejam alinhados com uma base de dados de credibilidade, os seguintes critérios foram adotados em relação às tecnologias.

Referente às UHEs, destaca-se o critério de divisão em três tipos: grande, média e pequena, conforme sua capacidade instalada e que segue o mesmo critério da nota técnica 07/18 da EPE “Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050” [26].

As termelétricas a carvão tem suas características técnico-econômicas voltadas a geração térmica a carvão nacional com potência de referência de até 1000 MW, conforme [26].

Termelétricas a derivados de petróleo seguem a natureza tecnológica das térmicas a óleo combustível pela sua representatividade no SIN [68].

Para as usinas nucleares adota-se como referência técnico-econômica dos parâmetros de uma usina nuclear cuja potência instalada seja 1000 MW [26].

No caso da Biomassa, os parâmetros tecnológicos se referem a usinas cujo combustível é o bagaço de cana de açúcar. Visto que é o tipo de usina a biomassa de maior representatividade no cenário energético do Brasil, segundo a ANEEL [68].

Alinhado com a nota técnica 007/2018 do PNE 2050 [26], o custo de investimento das RE, Eólica e Solar FV, apresentam grande propensão de declínio. As demais tecnologias têm seus custos considerados constantes nos horizontes de estudo.

#### 6.2.5. Combustíveis

A base de dados inserida no modo default da Interface *Combustíveis* é apresentada na Tabela 16<sup>27</sup>.

<sup>27</sup> No *Default*, o custo do combustível é igual em todos os subsistemas, conforme Tabela 11.

i. Características dos Combustíveis

**Tabela 16: Características dos combustíveis**

Combustíveis	Valor Calorífico	Coefficiente de Emissão
Carvão Nacional	3200 kcal/kg <sup>(b)</sup>	106 kg-CO <sub>2</sub> /GJ <sup>(b)</sup>
Óleo Combustível	9590 kcal/kg <sup>(b)</sup>	78 kg-CO <sub>2</sub> /GJ <sup>(b)</sup>
Gás Natural	36819 kJ/m <sup>3</sup> <sup>(b)</sup>	56,8 kg-CO <sub>2</sub> /GJ <sup>(b)</sup>
Urânio U3O8	-	-
Bagaço de Cana	17 MJ/kg <sup>(b)</sup>	0

Fonte: <sup>(a)</sup> [26] <sup>(b)</sup> [25]

Nota: As unidades dos parâmetros seguem as referências para facilitar a entrada do usuário.

O valor calorífico do Carvão nacional adotado como default é da jazida de Candiota, por ser a principal jazida brasileira e sua extração ser lavra à céu aberto, que é o tipo de extração predominante no Brasil [25], [82].

O valor calorífico dos combustíveis é um parâmetro utilizado pelo CARTHER para determinar o consumo do combustível para o cenário de estudo e seu preço em US\$/kWh.

As características do Urânio, U3O8, não são apresentadas na Tabela 16: **Características dos combustíveis**, pois o consumo do combustível de urânio é desprezado para a solução do CARTHER<sup>28</sup>. Sendo assim, as características do combustível não são parâmetros de entrada do software.

ii. Oferta Interna dos Combustíveis

A disponibilidade máxima de utilização de cada combustível no setor elétrico para os Cenários de Referência, acessada pela *Interface Restrições*, Figura 26: **Interface Restrições**, segue a base de dados apresentada na Tabela 17.

---

Entretanto, no modo *Personalizado* da Interface *Combustíveis* o usuário pode alterar o custo do combustível para cada subsistema individualizadamente.

<sup>28</sup> A justificativa detalhada a respeito desta abordagem do CARTHER em relação ao consumo de urânio é apresentada na subseção “ii”. Oferta Interna dos Combustíveis”.

**Tabela 17: Oferta interna dos combustíveis disponível ao setor elétrico**

Combustíveis	Oferta Disponível					
	Unid.	2019	2030	2040	2050	2060
Óleo Combustível <sup>(a)(b)(c)</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	5,108	6,515	5,689	6,407	6,204
Gás Natural <sup>(b)(c)</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	8293,1	11665,1	18790,6	28654,9	36357,4
Bagaço de Cana <sup>(b)(c)(d)</sup>	Mton	37,856	58,662	70,464	81,650	95,250
Carvão Mineral <sup>(a)(c)</sup>	Mton	3612,1	3612,1	3612,1	3612,1	3612,1
Urânio	Mton	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo Autor, baseado em <sup>(a)</sup>[23], [24] <sup>(b)</sup> [24] <sup>(c)</sup> [71] <sup>(d)</sup> [83]

Sabe-se que as termelétricas a derivados de petróleo no CARTHER são representadas pelas termelétricas a óleo combustível, tendo em vista sua maior participação na matriz elétrica do SIN comparada às termelétricas a óleo diesel [68].

Sendo assim, a projeção da oferta interna de óleo combustível a ser disponibilizada para geração de energia elétrica é formulada neste trabalho a partir do produto dos seguintes parâmetros: oferta interna anual prevista de petróleo, porcentagem média do barril de petróleo produzido que é destinada a produção de óleo combustível e porcentagem estimada da oferta interna de óleo combustível destinada a geração de energia elétrica [23], [24], [71].

De maneira análoga, a disponibilidade de gás natural prevista para o SIN é estimada a partir do produto entre a oferta interna anual de gás natural para o horizonte pretendido e a porcentagem estimada da oferta de gás natural que será destinada a geração de eletricidade [24], [71].

No caso do bagaço de cana, considera-se a produção prevista de cana-de-açúcar no horizonte pretendido, o fator de conversão de cana-de-açúcar em bagaço e a porcentagem estimada da oferta de bagaço disponibilizada para consumo das termelétricas do SIN, conforme critério de análise da série histórica aplicado no Plano Decenal de Expansão 2029 (PDE 2029) [24], [71], [83].

Em relação ao Carvão Mineral, visando conjecturar o seu potencial de disponibilidade para uso na geração elétrica, o PNE 2030 e PNE 2050 consideram as seguintes alternativas de premissas: i) Sem expansão ou avanço do conhecimento de novas jazidas, mantendo-

se assim o mesmo volume das reservas medidas, ou seja, 7,2 bilhões de toneladas; ii) Avanço no conhecimento de recursos por meio de investimento na atividade de pesquisa e prospecção de novos jazimentos em 40% ao valor das reservas medidas (10,1 bilhões de toneladas) para o horizonte de 2050 [71].

Para os cenários de referência, atrelado a porcentagem estimada do recurso destinada à geração elétrica, adota-se a premissa conservadora, a qual assume a não expansão ou avanço de novas jazidas. Sendo assim, a disponibilidade de carvão se mantém constante para todos os horizontes da Tabela 17<sup>29</sup>.

Por fim, a respeito da oferta de urânio, em [71] é apontado que as reservas de urânio brasileiras somam um montante da ordem de 309 mil toneladas, e quando comparadas ao nível médio da produção anual de urânio dos últimos 5 anos, conclui-se que as reservas suprem a produção durante 1000 anos. Por esta razão, a disponibilidade máxima do combustível de urânio não é considerada como uma restrição para o CARTHER.

### iii. Custo dos Combustíveis

O custo dos combustíveis dos Cenários de Referência, acessado pela *Interface Combustíveis*, Figura 26: **Interface Restrições**, segue a base de dados apresentada na Tabela 18: **Custo dos combustíveis**. Tabela 17

**Tabela 18: Custo dos combustíveis**

Combustíveis	Custo					
	Unid.	2019	2030	2040	2050	2060
Óleo Combustível <sup>(a)</sup>	\$/m <sup>3</sup>	398,9	441,0	447,5	452,8	457,7
Gás Natural <sup>(b) (c)</sup>	\$/MMBtu	9	8,5	8,5	9	9,5
Bagaço de Cana <sup>(e)</sup>	\$/ton	0	0	0	0	0
Carvão Mineral <sup>(d)</sup>	\$/ton	12,16	13,51	14,19	14,87	15,58

<sup>29</sup> Justificativas: o desenvolvimento das reservas do gás natural do pré-sal, novas descobertas de bacias nacionais no pós-sal e de oferta incremental de gás não convencional e de hidrato de metano, podendo ampliar significativamente a oferta de gás natural nacional, de baixo custo, e, conseqüentemente, ser uma opção mais competitiva frente as termelétricas a carvão; Em termos energéticos, as reservas de carvão no Brasil tem a mesma ordem de grandeza das reservas de petróleo, gás natural e urânio somadas [24], [71].

Urânio <sup>(d)</sup>	\$/MWh	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22
-----------------------	--------	------	------	------	------	------

Fonte: <sup>(a)</sup> [74] <sup>(b)</sup> [24] <sup>(c)</sup> [84] <sup>(d)</sup> [71] <sup>(e)</sup> [26]

A projeção de preços estimada busca refletir uma tendência para o horizonte de longo prazo. Assim, são assumidas premissas sobre as quais se desdobrarão os principais eventos relacionados ao balanço entre a oferta e a demanda do energético.

No caso do óleo combustível de baixo teor de enxofre (OC BTE), utilizado para as termelétricas brasileiras<sup>30</sup>, tem seu preço influenciado diretamente pelo comportamento do preço do Petróleo Brent e de seus demais derivados. Do lado da oferta: possibilidade do Iraque aumentar sua produção de petróleo e se tornar o segundo maior exportador mundial por volta de 2030; oferta de não-convencionais, com destaque para o *tight-oil*<sup>31</sup> norte americano, no âmbito internacional; No escopo nacional, elevação da oferta do petróleo via produção do pré-sal [71].

Do lado da demanda: a entrada em vigor da norma da *International Marine Organization* (IMO) que reduz o teor máximo de enxofre no *bunker*<sup>32</sup> para 0,5% a partir de janeiro de 2020, acarreta em um aumento da demanda do OC BTE, e conseqüentemente, uma elevação do seu preço no primeiro decênio, devido à restrição de refinarias em adequar o bunker ao teor máximo de enxofre de 0,5%. No mais longo prazo, a possibilidade de arrefecimento da demanda, devido a expectativa de inserção dos veículos híbridos e elétricos; desenvolvimento de tecnologias com maior eficiência energética, contribui para atenuação da intensidade de uso do petróleo, tendência já observada nas últimas décadas [71], [74].

O gás natural nacional, segundo notas técnicas do PNE 2050, tem seu preço influenciado em função do balanço entre oferta e demanda, da sua competitividade com combustíveis substitutos, da necessidade de monetização do gás associado, da competição entre os agentes e seu poder de negociação com as distribuidoras. Neste escopo, o MME vem coordenando, em conjunto com o Ministério da Economia e a EPE o programa “Novo Mercado de Gás”, com objetivo de desenvolver um mercado de gás natural no Brasil mais aberto, dinâmico e competitivo, sendo um dos pilares do programa a

<sup>30</sup> Especificado pela Resolução ANP n° 48/2007, a qual determina seu teor de enxofre abaixo de 1%, chamado óleo combustível em turbinas geradoras de energia elétrica (OCTE)[85].

<sup>31</sup> Gás não-convencional pode ser considerado todo gás natural que é mais difícil e menos atrativo, economicamente, de ser extraído, conceito este que varia no tempo e de reservatório para reservatório, tais como: *tight gas*, *shale gas* [86].

<sup>32</sup> Óleos combustíveis marítimos, possuem alto teor de enxofre.

integração do setor de gás natural com o setor elétrico. Deste modo, proporcionando uma competitividade do gás natural de 100% com o Óleo Combustível, com o preço na faixa de US\$ 6 e 10/MMBtu [24], [84], [87].

Segundo [71], o preço do carvão mineral historicamente sofre influência do preço do petróleo Brent. Em contrapartida, há estimativa que esta *commodity*, do ponto de vista da oferta de energia, passe por uma relativa substituição da mesma pelo “choque de oferta” de gás natural, fruto da possível oferta incremental de gás não convencional, quanto de hidrato de metano.

O custo do combustível bagaço de cana é considerado nulo, tendo em vista o mesmo ser um subproduto do processamento da cana de açúcar. Assim, não havendo custo adicional para geração elétrica [26].

O preço do combustível nuclear é apresentado diretamente em US\$/kWh, visto o consumo de combustível ser desprezado no modelo, como já foi detalhado na subseção anterior [71].

#### 6.2.6. Transmissão

Os dados das distâncias, perdas e limite de transmissão entre as interligações dos subsistemas podem ser visualizados na *Interface Transmissão*, exibidos pelas Figura 23 e Figura 24.

##### i. Parâmetros das Interligações

Para os Cenários de Referência, adota-se como *Default* de distâncias cabíveis de expansão das interligações entre os subsistemas, os valores apresentados na Tabela 19: **Distâncias e perdas cabíveis de Expansão das Interligações**, seguindo a nota técnica 07/18 da EPE “*Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050*” [26].

**Tabela 19: Distâncias e perdas cabíveis de Expansão das Interligações**

<b>Interligações</b>	<b>Km</b>	<b>Perdas</b>
Sul-Sudeste	800	0%
Norte-Nordeste	900	0%

Sudeste-Nordeste	900	0%
Sudeste-Norte	2000	0%
Sul-Norte	2800	0%
Sul-Nordeste	1700	0%

Fonte: Elaborado pelo Autor

Sabe-se que o SIN representa o Sistema Interligado Nacional, e que apesar de nem todos os subsistemas possuírem interligações fisicamente diretas como, Sul-Norte e Sul-Nordeste, a energia gerada no subsistema Norte, por exemplo, pode ser consumida no Sul, através do transporte da mesma, por intermédio das linhas de transmissão do subsistema Sudeste (interligações Norte-Sudeste e em seguida Sudeste-Sul).

Com o intuito de viabilizar a representação deste cenário de transmissão, faz-se necessário considerar interligações diretas entre estes subsistemas no CARTHER, conforme Figura 24.

Desta forma, segundo os desenvolvedores do CARTHER, embora fisicamente não seja a configuração espacial das interligações do SIN, o modelo representa todos os possíveis percursos da energia elétrica entre o subsistema de geração e consumo, conforme o cenário operativo real.

As perdas oriundas da transmissão são consideradas nulas no CARTHER, pois a carga do SIN projetada para ser atendida nos horizontes, engloba não só a geração de energia destinada as unidades consumidoras, mas também o requisito energético atribuído às perdas do SIN, ou seja, também inclui as perdas de transmissão [88].

O custo de investimento associado a expansão e reforço das linhas de transmissão é estimado em \$/kW 371,81 com base em [26]<sup>33</sup>.

## ii. Limite de Transmissão da Expansão das Interligações

Neste estudo, esta restrição fica relaxada, não sendo atribuído limite de expansão das interligações, pois o objetivo é permitir que o modelo o otimize conforme julgue necessário.

<sup>33</sup> A referência [26] disponibiliza um custo de investimento específico para cada interligação do SIN. Entretanto, o CARTHER atua com apenas um valor geral para custo de investimento para transmissão. Adotou-se assim, uma média ponderada para o custo de investimento com os valores da referência.

### 6.2.7. Expansão Máxima da Capacidade Instalada por Tecnologia.

O objetivo da restrição de expansão máxima de capacidade instalada é apresentar uma diretriz geral de expansão para o modelo e não o restringir a ponto de apenas reproduzir os dados de entrada. Desta forma, aos limites de expansão foram acrescentados uma folga de 200%, ou seja, triplicou-se o limite de capacidade de expansão para as simulações, capacitando o próprio modelo de obter a solução que julgue ser otimizada.

Com isto, o incremento máximo de capacidade instalada por tecnologia dos Cenários de Referência, acessado pela *Interface Restrições*, Figura 26: **Interface Restrições**, segue a diretriz da base de dados apresentada a seguir. Entretanto, lembrando que para as simulações é acrescentado uma folga de 200%.

#### i. Horizonte de 2030

Para 2030, a diretriz dos limites de capacidade instalada das tecnologias para atender a demanda são estimados a partir de duas principais referências, são elas: os estudos do Plano Decenal de Expansão 2029 (PDE 2029) e os dados dos empreendimentos em construção e construção não iniciadas consultados no Sistema de Informações de Geração da ANEEL – SIGA, conforme Tabela 20 [24], [68].

Tabela 17

Tabela 20: Limite de expansão da capacidade instalada por tecnologia para 2030

Expansão (MW)					
2030					
Subsistemas	N	NE	SE/CO	S	Brasil
UHE Grande ( $\geq 1000\text{MW}$ )	0	0	0	0	0
UHE Média ( $1000\text{MW} \geq P \geq 300\text{MW}$ )	0	0	0	0	0
UHE Pequena ( $\leq 300\text{MW}$ )	111,72	33,53	1.031,80	1.222,95	2.400
UTE a Carvão	9,10	943,02	22,48	1.025,40	2.000
UTE a Óleo Combustível	329,79	288,06	40,15	0	658
UTE a Gás (Ciclo Aberto)	305,1	103,6	8.659,3	931,9	10000
UTE a Gás (Ciclo Combinado)	305,1	103,6	8.659,3	931,9	10000
UTE Nuclear	0	0	1350	0	1.350

UTE a Biomassa	234,16	42,14	1.637,95	225,74	2.140
Usina Eólica	0	19200	0	4800	24.000
Usina Solar FV	0	9550	6450	0	16.000

Fonte: Elaborado pelo Autor [24], [68]

Nota 1: A Distribuição da capacidade de expansão nos subsistemas, baseia-se na localização dos empreendimentos em construção e de construção não iniciada do SIGA em abril/2020.

Nota 2: Para as simulações estes limites receberam ainda um acréscimo de 200% de folga.

Em relação às UHEs de Grande e Médio porte, nota-se que não há previsão de expansão para 2030, conforme indica o PDE 2029 e o SIGA. Pois apesar de o Brasil possuir um potencial inventariado de 52 GW para expansão hidráulica, estas tecnologias esbarram principalmente em questões socioambientais. Cerca de 77% deste potencial hídrico estão localizados em áreas protegidas: unidades de conservação (UC), terras indígenas (TI) e quilombolas (TQ). Com isto, nos últimos anos as UHEs construídas tem sido a fio d'água, cujo impacto ambiental é reduzido [89].

Para as UHE Pequenas, que incluem PCHs e CGHs, se estima um crescimento a partir de 2023 a 2030 de 300 MW/ano de capacidade instalada, equivalente a 2400 MW em 2030, distribuídos nos subsistemas conforme SIGA.

As UTE a Carvão, baseado no PDE 2029, tem sua expansão limitada de 500 MW por ano a partir de 2027, o que corresponde 2000 MW de limite para 2030. Dividindo as atenções no atendimento a demanda com as UTEs a Gás.

As UTE a Óleo Combustível, pelo PDE, possuem seus Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) extinguidos até 2030. Além disso, existe um movimento de transição energética para uma matriz mundial com emissões reduzidas e menor participação relativa de combustíveis fósseis [90]. Com isto, a expansão das UTE a Óleo Combustível para 2030 se limitada a apenas 658 MW, conforme SIGA.

As UTE a Gás, segundo [84], se mostra como a tecnologia com um papel relevante para este movimento de transformação do setor elétrico para uma matriz com expectativa de altos custos de emissões e queda nos custos de energia renovável. As UTE a Gás se destacam, principalmente, pela existência de infraestrutura já construída, baixo custo de adaptação para gás das instalações industriais que utilizam fontes mais poluentes, como o óleo combustível, e o crescimento previsto da oferta nacional do combustível

proveniente do pré-sal.

Desta maneira, com base no PDE e SIGA, adota-se a expansão de 2000 MW por ano para as UTEs de Ciclo Aberto e Combinado a partir de 2026, sendo o limite igual a 10000 MW cada em 2030.

Para as UTE Nuclear, neste período entre 2019 e 2030, assume-se a premissa do PDE 2029, de que sua expansão se delimita a entrada em operação de Angra 3 em 2026, ou seja, 1350 MW.

A UTE a Biomassa, segundo [72], tem grande importância para o cenário de expansão do setor elétrico brasileiro, devido a diversos fatores: ser renovável; o grande potencial de crescimento da oferta do combustível (bagaço de cana e licor negro); atuar como recurso controlável, com capacidade de atuar no SIN com característica de complementariedade frente a perda de capacidade de armazenamento das UHEs da matriz elétrica<sup>34</sup>. Desta maneira, baseado no PDE 2029 e SIGA, estima-se para o bagaço uma expansão de 150 MW/ano. No âmbito florestal, 100 MW/ano, a partir de 2024 e de biogás 30 MW/ano a partir de 2023. Totalizando 2140 MW de capacidade de expansão para 2030.

As Usinas Eólicas possuem capacidade de expansão de 3.000 MW/ano, sendo 80% alocado no Nordeste e 20% na região Sul, a partir de 2023. Totalizando uma expansão limite de 24000 MW para 2030, conforme PDE 2029 e SIGA.

Por fim, para as Usinas Solar FV é estimado, baseado no SIGA e PDE 2029, uma expansão máxima, a partir de 2023, de 2.000 MW/ano, sendo 60% alocado no Nordeste e 40% na região Sudeste, e totalizando 16000 MW em 2030.

## ii. Horizontes 2040, 2050 e 2060

Para os horizontes de 2040 a 2060, tem-se a estimativa de maior participação das REs na matriz energética, resultando na necessidade por uma complementariedade de geração flexível ou tecnologias de armazenamento para garantir a segurança no suprimento energético [26].

Além disso, diferente do horizonte de 2030 que possui estudos e dados mais detalhados, como o PDE 2029 e SIGA, para os Cenários de Referência de 2040 a 2060,

---

<sup>34</sup> O Bagaço de Cana tem disponibilidade sazonal em período coincidente com baixos regimes hidrológicos [72].

horizontes de análises mais longos, os estudos, como o PNE 2050, abordam a expansão em linhas mais gerais.

Considerada estas questões, busca-se uma diretriz de expansão cautelosa para as RE (solar FV e eólica) nestes horizontes. Toma-se como referência a expansão das RE no cenário de 2030, como uma expansão que satisfaz o critério de complementariedade entre REs e demais tecnologias, ou seja, a proporção entre os limites de expansão RE e tecnologias controláveis é capaz de conservar a estabilidade e confiabilidade do sistema. Deste modo, adota-se como premissa que a distribuição percentual da expansão das REs frente as demais tecnologias controláveis<sup>35</sup> do cenário de 2030 deve ser conservada para os quadros de limites de expansão nos horizontes de 2040, 2050 e 2060, isto é, 35% de eólica e 23% de solar FV, apresentado em negrito na **Tabela 21: Proporção das tecnologias no quadro de limite de expansão.**

**Tabela 21: Proporção das tecnologias no quadro de limite de expansão**

Tecnologias	Horizontes (anos)							
	2030		2040		2050		2060	
	GW	%	GW	%	GW	%	GW	%
UHE Grande	0	0	0	0	0	0	0	0
UHE Média	0	0	0	0	1,2	0,4	1,2	0,3
UHE Pequena	2,4	3,5	5,0	3,1	7,8	3,0	10,8	2,8
UTE a Carvão	2,0	3,0	3,5	2,2	4,5	1,7	5,0	1,3
UTE a OC	0,7	1,0	0,7	0,4	0,7	0,3	0,7	0,2
UTE a Gás CA	10,0	14,5	24,7	15,5	40,1	15,3	56,3	14,8
UTE a Gás CC	10,0	14,5	24,7	15,5	40,1	15,3	56,3	14,8
UTE Nuclear	1,35	2,0	2,7	1,8	4,1	1,6	5,4	1,4
UTE à Biomassa	2,14	3,1	4,7	3,0	10,2	3,9	22,0	5,8
Usina Eólica	24,0	<b>35,1</b>	55,8	<b>35,1</b>	92,1	<b>35,1</b>	134,3	<b>35,2</b>
Usina Solar FV	16,0	<b>23,3</b>	37,2	<b>23,4</b>	61,4	<b>23,4</b>	89,5	<b>23,4</b>

Fonte: Elaborado pelo Autor

Assim, para os horizontes de 2040 a 2060, primeiramente, é estimado a capacidade

<sup>35</sup> Não inclui a tecnologia Nuclear, tendo em vista sua limitação operativa de operar somente na base.

de expansão das tecnologias controláveis, e a partir disto, é obtido o quanto de capacidade de RE pode ser expandido para manter a mesma porcentagem de expansão das RE que no cenário de 2030.

As Tabela 22, Tabela 23 e Tabela 24 apresentam os limites de capacidade de expansão detalhados por subsistema para os horizontes, e em seguida são abordados os critérios utilizados para a estimativa dos limites de expansão de cada tecnologia.

**Tabela 22: Limite de expansão da capacidade instalada por tecnologia para 2040**

Expansão (MW)					
2040					
Subsistemas	N	NE	SE/CO	S	Brasil
UHE Grande ( $\geq 1000\text{MW}$ )	0	0	0	0	0
UHE Média ( $1000\text{MW} \geq P \geq 300\text{MW}$ )	1200	0	0	0	0
UHE Pequena ( $\leq 300\text{MW}$ )	232,8	69,9	2.149,5	2.547,8	5.000
UTE a Carvão	15,93	1.650,3	39,34	1.794,4	3.500
UTE a Óleo Combustível	329,79	288,06	40,15	0	658
UTE a Gás (Ciclo Aberto)	752,41	255,62	21.354,49	2.298,20	24.660,7
UTE a Gás (Ciclo Combinado)	752,41	255,62	21.354,49	2.298,20	24.660,7
UTE Nuclear	0	0	2700	0	2.700
UTE à Biomassa	515,44	92,77	3.605,4	496,90	4.710,5
Usina Eólica	0	44.314,4	0	11.078,6	55.759,9
Usina Solar FV	0	22.189,8	14.983,5	0	37.173,3

Fonte: Elaborado pelo Autor

Nota: Para as simulações, estes limites receberam ainda um acréscimo de 200% de folga.

**Tabela 23: Limite de expansão da capacidade instalada por tecnologia para 2050**

Expansão (MW)					
2050					
Subsistemas	N	NE	SE/CO	S	Brasil
UHE Grande ( $\geq 1000\text{MW}$ )	0	0	0	0	0

UHE Média (1000MW ≥ P ≥ 300MW)	1200	0	0	0	1.200
UHE Pequena (≤ 300MW)	363,1	108,9	3.353,3	3.974,6	7.800
UTE a Carvão	20,48	2.121,8	50,58	2.307,1	4.500
UTE a Óleo Combustível	329,79	288,06	40,15	0	658
UTE a Gás (Ciclo Aberto)	1.222,6	415,4	34.698,9	3.734,34	40.071,2
UTE a Gás (Ciclo Combinado)	1.222,6	415,4	34.698,9	3.734,34	40.071,2
UTE Nuclear	0	0	4.050,0	0	4.050
UTE à Biomassa	1.112,70	200,26	7.783,22	1.072,7	10.168,9
Usina Eólica	0	73.748,4	0	18.437,1	92.185,5
Usina Solar FV	0	36.685,5	24.771,5	0	61.457,0

Fonte: Elaborado pelo Autor

Nota: Para as simulações, estes limites receberam ainda um acréscimo de 200% de folga.

**Tabela 24: Limite de expansão da capacidade instalada por tecnologia para 2060**

Expansão (MW)					
2060					
Subsistemas	N	NE	SE/CO	S	Brasil
UHE Grande (≥ 1000MW)	0	0	0	0	0
UHE Média (1000MW ≥ P ≥ 300MW)	1200	0	0	0	1.200
UHE Pequena (≤ 300MW)	502,74	150,87	4.643,1	5.503,3	10.800
UTE a Carvão	22,76	2.357,6	56,20	2.563,5	5.000
UTE a Óleo Combustível	329,79	288,06	40,15	0	658
UTE a Gás (Ciclo Aberto)	1.716,8	583,27	48.725,8	5.243,9	56.269,8
UTE a Gás (Ciclo Combinado)	1.716,8	583,27	48.725,8	5.243,9	56.269,8
UTE Nuclear	0	0	5.400	0	5.400
UTE à Biomassa	2.410,7	433,87	16.862,8	2.324,1	22.031,4
Usina Eólica	0	107.463,6	0	26.865,9	134.330
Usina Solar FV	0	53.456,8	36.096,24	0	89.553,1

Fonte: Elaborado pelo Autor

Nota: Para as simulações, estes limites receberam ainda um acréscimo de 200% de folga.

Com a estimativa de maior participação das REs na matriz elétrica para os horizontes de 2040 a 2060, as características de alto fator de despacho e significativa capacidade de

armazenamento são atributos desejáveis ao sistema, e com cada vez maior importância a fim de garantir o atendimento à demanda e a segurança do sistema. Estas características descrevem as UHEs com reservatório de regularização. Entretanto, sabe-se das interferências ambientais para esta tecnologia e a ausência regulatória que aborda seus atributos de flexibilidade e sua capacidade de armazenamento energético que beneficia o sistema<sup>36</sup> [89].

Deste modo, a expansão das UHEs de 2040 a 2060 é estimada exclusivamente a partir da utilização do potencial inventariado que não interfere em áreas legalmente protegidas, ou seja, em valores numéricos, corresponde a 12 GW dos 52 GW de potencial inventariado<sup>37</sup>, segundo o PDE2029 [24]. Destes 12 GW, 90% (10,8 GW) corresponde a empreendimentos de até 150 MW (considerados UHE Pequena no CARTHER). E dos 10% restantes, sendo apenas um empreendimento acima de 800 MW (UHEs de Médio porte no CARTHER).

Sendo assim, para as UHEs Pequenas, tem-se a capacidade de expansão disponibilizada de 10,8 GW, os quais são distribuídos gradativamente como limite de expansão nos horizontes de 2040, 2050 e 2060. No caso das UHEs Médias, estima-se a disponibilidade deste potencial, de 1,2 GW a partir do horizonte de 2040.

As UTEs a Óleo Combustível não são consideradas no planejamento de expansão a partir de 2040, devido ao movimento de transição energética para uma matriz com emissões reduzidas, menor participação relativa de combustíveis fósseis e a previsão das usinas a óleo combustível terem suas instalações adaptadas para o uso do gás natural [24].

As UTEs a Carvão, conforme [24], [26], tendem a sofrer para se adaptar à transformação da matriz elétrica de emissões reduzidas, tendo a necessidade de substituição/eficientização do seu parque térmico gerador, podendo exigir dispositivos adicionais para controle/redução de emissões de gases poluentes, por exemplo, tecnologias de CCUS<sup>38</sup>, adoção de *carbon price*<sup>39</sup>, e além disso, encontrando dificuldades

---

<sup>36</sup> As alterações regulatórias propostas na Consulta Pública MME n°33 de 2017 poderiam possibilitar uma adequada valoração dos atributos das hidrelétricas [89].

<sup>37</sup> A EPE ressalta que o Manual de Inventário precisa ser revisado, devido a maioria dos estudos de levantamento do potencial hidrológico serem dos anos 90 e início dos anos 2000. Assim, não analisando as atuais necessidades do setor [89].

<sup>38</sup> CCUS - *Carbon capture, utilisation and storage*, são tecnologias para a captura de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) da combustão de combustível ou processos industriais, o transporte desse CO<sub>2</sub> por navio ou oleoduto e seu uso como recurso para criar produtos ou serviços valiosos ou seu armazenamento permanente no subsolo, em formações geológicas [91].

<sup>39</sup> Custo aplicado à poluição de carbono para incentivar os poluidores a reduzir a emissão de gases de efeito, geralmente assume a forma de um imposto sobre o carbono ou um requisito para comprar licenças de emissão, mas também chamado de "subsídios" [92].

para financiamento. Estes fatores inclinam a inibir a expansão da tecnologia de geração a carvão. Sendo assim, adota-se uma expansão de capacidade regressiva comparada aos 2000 MW de 2030. Ou seja, um incremento de capacidade por decênio decrescente. Entre 2030 e 2040, disponibilidade de mais 1500 MW; Entre 2040 e 2050, acréscimo a expansão de 1000 MW; Entre 2050 e 2060, mais 500 MW. Representando um limite acumulado de expansão de 3500 MW para o horizonte de 2040, 4500 MW em 2050 e 5000 MW em 2060

Em contrapartida, as UTEs a Gás ganham notoriedade no atendimento a demanda em detrimento das UTEs a OC e a Carvão nos horizontes de 2040 a 2060, assim provendo energia firme principalmente através das UTEs a Gás Ciclo Combinado. Devido a limitada expansão de UHEs com reservatórios de regularização prevista, as UTEs de Ciclo Aberto têm um papel ainda mais relevante na resposta rápida às flutuações entre oferta e demanda [84], [90].

Portanto, assume-se uma capacidade de expansão das UTEs a Gás, Ciclo Aberto e Combinado (CA e CC), associada ao aumento estimado da oferta do combustível disponível para o setor elétrico. A oferta de gás natural para o setor elétrico é 46,6% maior em 2040 em relação a 2030. Assim a capacidade de expansão das UTEs a Gás no decênio entre 2030 e 2040 cresce 46,6% em relação ao decênio de 2019 a 2030. Isto é, entre 2019 e 2030 a capacidade de expansão é 10.000 MW e entre 2030 e 2040 é 14.660 MW. Sendo o limite de expansão de 2040 em relação ao ano base de 2019, o montante acumulado de 24.660 MW, apresentado na Tabela 22. De maneira análoga, no decênio entre 2040 e 2050, tem-se um crescimento da oferta de combustível estimado ao setor de 5,1%, o que resulta num incremento de capacidade neste decênio de 15.410 MW e no acumulado de limite de capacidade de expansão no horizonte de 2050 de 40.071 MW, conforme Tabela 23. Para o último intervalo decenal entre 2050 e 2060, estima-se também o crescimento de 5,1%, dando em um incremento de 16.198 MW neste intervalo, resultando para 2060 um limite de capacidade total de expansão de 56.269 MW, apresentado na Tabela 24.

No escopo da tecnologia Nuclear, conforme PDE 2029, acredita-se que o desenvolvimento do primeiro projeto após Angra 3 deverá ocorrer após o horizonte de 2030, em função dos prazos referentes a obtenção de licenças e estudos envolvidos. Após a concretização do primeiro empreendimento, acredita-se que os seguintes poderão ocorrer em intervalos mais curtos, provavelmente de 5 a 7 anos. Desta maneira, para os Cenários de Referência, estima-se a expansão da capacidade nuclear equivalente a uma

Angra 3, ou seja, 1350 MW por decênio. Sendo assim, uma expansão de 2700 MW para 2040, 3750 MW em 2050 e 5100 MW em 2060<sup>40</sup> [24].

A biomassa, exerce um papel importante no planejamento de expansão dos horizontes de 2040 a 2060, em virtude da previsão de crescimento do potencial de oferta dos combustíveis, baixo fator de emissão de carbono e da sua capacidade de atuação de maneira complementar a menor capacidade de armazenamento do SIN (suprindo a demanda em períodos de baixos regimes hidrológicos)<sup>41</sup> [72]. Portanto, estima-se um aumento do acréscimo decenal de capacidade de expansão proporcional ao aumento da oferta do combustível de biomassa. Em termos numéricos, tem-se um limite de expansão de 4.710,5 MW para o horizonte de 2040, de 10.168,9 MW para o horizonte de 2050 e de 22.031,4 MW para o horizonte de 2060, de acordo com as Tabela 22, Tabela 23, Tabela 24.

No âmbito das REs, conforme abordado no início desta subseção, diferente do horizonte de 2030 que possui estudos e dados mais detalhados, como o PDE 2029 e SIGA, para os Cenários de Referência de 2040 a 2060, horizontes de análises mais longos, os estudos, como o PNE 2050, abordam a expansão em linhas mais gerais. Além disso, o planejamento de expansão RE deve sempre se preocupar com o possível impacto na estabilidade e confiabilidade da rede para cenários de alta penetração, sabido da característica de intermitência destas tecnologias.

Desta maneira, para os Cenários de Referência de 2040 a 2060 é adotado uma expansão de capacidade instalada RE conservadora, baseada na proporção percentual de expansão das RE frente as tecnologias controláveis do cenário de 2030, 35% para eólica e 23% para solar FV, como sendo ideal para atender ao requisito de complementariedade das REs, apresentado na Tabela 21.

Para isto, é analisado o aumento percentual do limite de capacidade das tecnologias controláveis no intervalo decenal de interesse (2030-2040, 2040-2050 ou 2050-2060) em relação ao intervalo de referência 2019-2030. De posse deste fator percentual, o mesmo é aplicado às REs, assim mantendo a mesma proporção de expansão das REs para todos intervalos decenais, conforme Tabela 21. Para exemplificar, a Tabela 25, apresenta o fator percentual aplicado às REs no intervalo decenal de 2030-2040.

---

<sup>40</sup> Ressalta-se que a expansão de capacidade instalada é sempre referente ao ano base de 2019, por isso o caráter acumulativo da capacidade de expansão entre 2030 e 2060

<sup>41</sup> UTEs a Biomassa, dependendo do ciclo de operação e do combustível podem atuar não só como uma tecnologia para fins de requisito de capacidade, mas também como usinas de alta flexibilidade, com boa resposta a variação da demanda. Por exemplo, usinas cujo operação seja Ciclo Otto ou Ciclo Diesel, geralmente sendo o combustível o biogás [72].

**Tabela 25: Fator de expansão das tecnologias controláveis**

Intervalos Decenais	2019-2030	2030-2040
<b>Tecnologias</b>	<b>MW</b>	<b>MW</b>
UHE Grande	0	0
UHE Média	0	0
UHE Pequena	2.400	2.600
UTE a Carvão	2.000	1.500
UTE a OC	658	0
UTE a Gás CC	10.000	14.660,7
UTE a Gás CA	10.000	14.660,7
UTE A Biomassa	2.140	2570,6
Total	27.198	35.992
Fator de expansão das Tecnologias Controláveis (%)	$\frac{35.992}{27.198} - 1 = 32,3 \%$	

Fonte: Elaborado pelo autor

Nota 1: UTE Nuclear não é considerada controlável, por ser um tipo de unidade geradora com fator de despacho limitado.

Nota 2: UHE Pequena, apesar de incluir PCHs e CGHs (consideradas não despacháveis), são consideradas controláveis, pois são classificadas no CARTHER com capacidade de instalada de até 300 MW.

Este fator de crescimento de 32,3% do limite de capacidade das tecnologias controláveis entre os decênios é aplicado sobre a capacidade de expansão eólica e solar FV do decênio de 2019-2030 para determinar o limite de expansão das RE do decênio de 2030-2040. Portanto, resultando na mesma proporção percentual de 2030 para as RE de 2040 apresentada na Tabela 21.

#### 6.2.8. Expansão Mínima de Capacidade Instalada das RE

O incremento mínimo de capacidade instalada das REs, Solar FV e Eólica, para os horizontes de 2030 a 2060 dos Cenários de Referência, acessado pela *Interface Restrições*, Figura 26: **Interface Restrições**, consistem nos dados de capacidade instalada

dos “Empreendimentos em Construção” e “Construção não iniciada” das REs levantados no banco de dados do SIGA<sup>42</sup>, apresentados na Tabela 26[68].

**Tabela 26: Expansão mínima das RE nos cenários de referência**

<b>Expansão Mínima (MW)</b>					
<b>2030 a 2060</b>					
<b>Subsistemas</b>	<b>N</b>	<b>NE</b>	<b>SE/CO</b>	<b>S</b>	<b>Brasil</b>
Usina Eólica	0	8.468	0	525	8,993
Usina Solar FV	0	6.592	4.451	0	11.043

Fonte: Elaborado pelo Autor

Nota: Estes dados foram obtidos através da consulta dos Empreendimentos em Construção e Construção não iniciada no SIGA, data: 17/04/2020

Conforme Tabela 26: Expansão mínima das RE nos cenários de referência, a exigência de expansão mínima das RE para as simulações de referência corresponde a expansão já contratada dos leilões, ou seja, que obrigatoriamente entrarão em operação.

### 6.3.Cenários Alternativos de Expansão RE

Os cenários alternativos buscam uma maior penetração de RE no sistema a ponto de identificar qual seria a capacidade máxima de RE a ser instalada em cada horizonte de tempo, sem que houvesse energia gerada excedente (vertida). E a partir disso, consequentemente, determinar o aporte financeiro extra necessário comparado aos cenários de referência.

Desta maneira, o único parâmetro que diferencia o cenário alternativo do cenário de referência é a expansão mínima de RE. Ou seja, o cenário alternativo através das simulações determina a capacidade instalada máxima de RE no sistema que não gera vertimento de energia por parte da solar FV e eólica.

<sup>42</sup> Data de consulta: 17/04/2020.

## 7. RESULTADOS

Os resultados deste trabalho de planejamento de expansão do SIN através do CARTHUR estão divididos nas seguintes seções. Na seção 7.1 é apresentado os resultados de expansão ótima de capacidade instalada para os cenários de referência nos horizontes de estudo. Na seção 7.2, primeiramente, é indicado a máxima capacidade de absorção do SIN do ponto de vista da expansão RE. Em seguida, é realizado uma análise econômica comparativa entre os cenários de máxima penetração RE e os cenários de referência, ressaltando-se também as alterações na configuração da matriz do SIN.

### 7.1. Cenários de Referência

O resultado do mix ótimo de tecnologias e suas respectivas expansões de capacidade instalada em MW para os cenários de referência de 2030, 2040, 2050 e 2060 são apresentados na Tabela 27.

**Tabela 27 : Expansão da capacidade instalada em MW para os cenários de referência**

<b>Expansão (MW)</b>					
<b>2030</b>					
<b>Subsistemas</b>	<b>N</b>	<b>NE</b>	<b>SE/CO</b>	<b>S</b>	<b>Brasil</b>
UHE Grande ( $\geq 1000\text{MW}$ )	0	0	0	0	0
UHE Média ( $1000\text{MW} \geq P \geq 300\text{MW}$ )	0	0	0	0	0
UHE Pequena ( $\leq 300\text{MW}$ )	500	0	0	622,2	1.122,2
UTE a Carvão	0	0	0	0	0
UTE a Óleo Combustível	0	175,16	0	0	175,16
UTE a Gás (Ciclo Aberto)	612,16	500	1.860	900	3.871,5
UTE a Gás (Ciclo Combinado)	900	0	12.293,5	2.800	15.993,5
UTE Nuclear	0	0	0	0	0
UTE à Biomassa	500	308,5	1.622,9	308,5	2.931,5
Usina Eólica	0	8.468	0	525	8.993
Usina Solar FV	0	6.592	4.451	0	11.043
<b>2040</b>					

<b>Subsistemas</b>	<b>N</b>	<b>NE</b>	<b>SE/CO</b>	<b>S</b>	<b>Brasil</b>
UHE Grande ( $\geq 1000\text{MW}$ )	0	0	0	0	0
UHE Média ( $1000\text{MW} \geq P \geq 300\text{MW}$ )	3.600	0	0	0	3.600
UHE Pequena ( $\leq 300\text{MW}$ )	0	0	0	0	0
UTE a Carvão	0	0	0	0	0
UTE a Óleo Combustível	0	0	0	0	0
UTE a Gás (Ciclo Aberto)	335,2	3.027,8	6.789,6	1.273,9	11.426,6
UTE a Gás (Ciclo Combinado)	965,8	2.386,4	26.979,5	4.831,9	35.163,8
UTE Nuclear	0	0	0	0	0
UTE à Biomassa	363,1	500	1.117,2	1.500	3.480,3
Usina Eólica	0	8.468	0	7.032,8	15.500,8
Usina Solar FV	0	6.592	14,9	0	21.492

### 2050

<b>Subsistemas</b>	<b>N</b>	<b>NE</b>	<b>SE/CO</b>	<b>S</b>	<b>Brasil</b>
UHE Grande ( $\geq 1000\text{MW}$ )	0	0	0	0	0
UHE Média ( $1000\text{MW} \geq P \geq 300\text{MW}$ )	3600	0	0	0	3.600
UHE Pequena ( $\leq 300\text{MW}$ )	0	0	0	0	0
UTE a Carvão	0	0	0	0	0
UTE a Óleo Combustível	0	0	0	0	0
UTE a Gás (Ciclo Aberto)	582,2	3.380,4	11.276,3	905	16.143,9
UTE a Gás (Ciclo Combinado)	4.102	1.909,6	46.775,3	1.907,1	54.694,1
UTE Nuclear	0	0	0	0	0
UTE à Biomassa	630,6	600	1.928	1.283,4	4.442,1
Usina Eólica	0	8.468	0	14.189,8	22.657,8
Usina Solar FV	0	7.600	24,7	0	32.300

### 2060

<b>Subsistemas</b>	<b>N</b>	<b>NE</b>	<b>SE/CO</b>	<b>S</b>	<b>Brasil</b>
UHE Grande ( $\geq 1000\text{MW}$ )	0	0	0	0	0
UHE Média ( $1000\text{MW} \geq P \geq 300\text{MW}$ )	3600	0	0	0	3.600
UHE Pequena ( $\leq 300\text{MW}$ )	0	0	0	0	0
UTE a Carvão	0	0	0	0	0
UTE a Óleo Combustível	0	0	0	0	0
UTE a Gás (Ciclo Aberto)	908,6	8.648,3	17.286,6	3.195	30.038,5
UTE a Gás (Ciclo Combinado)	8.246,2	11.270,1	67.500	11.597,9	98.614,2
UTE Nuclear	0	0	0	0	0

UTE à Biomassa	984,2	1.300	9.401,2	3.973,4	15.658,8
Usina Eólica	0	8.468	0	22.194,5	30.662,5
Usina Solar FV	0	23.964,6	36.100	0	60.064,6

Fonte: Elaborado pelo Autor

Ressalta-se que para os estudos dos cenários de 2040 a 2060 é considerado o potencial hidráulico inventariado, fora de áreas de proteção ambiental e acrescido de uma folga de 200% como limite de expansão, permitindo assim analisar as preferências para a otimização por parte do modelo. Com isto, observa-se que o CARTHER utilizou a disponibilidade de UHEs de médio porte em sua totalidade, 3600 MW, indicando uma viabilidade econômica favorável para a expansão hidráulica em maior escala caso houvesse um limite de expansão ainda maior. Ou seja, uma atualização dos defasados estudos de potencial hidráulico inventariados [89], possibilitaria uma maior expansão hidráulica de médio e grande porte, o que por sua vez resultaria em uma maior economicidade da expansão e uma complementariedade maior entre as renováveis intermitentes e despacháveis.

Além disso, destaca-se a não escolha das tecnologias UTE Nuclear, UTE a Carvão e UTE a derivados de Petróleo<sup>43</sup> na composição da expansão, cujas faixas de FC máximo e mínimo indicam que foram preteridas pelo CARTHER em favor das tecnologias UTE a Biomassa, Gás CC e Gás CA, assim demonstrando a maior economicidade por parte destas tecnologias.

Em relação às tecnologias RE, nota-se que no subsistema NE dos horizontes de 2030 para 2040, não houve um crescimento da expansão RE, tendo a mesma expansão de 8.468 MW de eólica e 6.592 MW de solar FV. Esta expansão corresponde aos valores da restrição de expansão mínima para o subsistema NE. Ou seja, um possível aumento da inserção das RE, como acontece nos demais subsistemas não ocorre no subsistema NE.

Isto ocorre, pois, a restrição de expansão mínima RE para o subsistema NE impõe uma capacidade instalada que produz excesso de geração para 2030, resultando em energia elétrica vertida. Entretanto, para solucionar a questão de tanto atender a demanda sem vertimento de energia, como a restrição de expansão mínima, o modelo instala os MW mínimo exigidos pela restrição, mas faz com que a energia RE mais cara opere com um FC médio inferior ao inserido pelo usuário. Já em 2040, tem-se a mesma expansão

<sup>43</sup> UTE a Petróleo foi utilizada apenas na expansão do subsistema NE do horizonte 2030.

RE em MW, mas as REs operam com o FC médio inserido pelo usuário, pois não resultam em energia vertida.

A expansão otimizada do SIN pelo CARTHER para os cenários de referência resulta nos seguintes aportes financeiros, apresentados na Tabela 28: **Custo total da expansão do SIN nos cenários de referência.**

**Tabela 28: Custo total da expansão do SIN nos cenários de referência**

<b>Custo da Expansão (B\$)</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>	<b>2060</b>
UHE Grande ( $\geq 1000\text{MW}$ )	0	0	0	0
UHE Média ( $1000\text{MW} \geq P \geq 300\text{MW}$ )	0	0,723825	0,723825	0,723825
UHE Pequena ( $\leq 300\text{MW}$ )	0,295175	0	0	0
UTE a Carvão	0	0	0	0
UTE a Óleo Combustível	0,047561	0	0	0
UTE a Gás (Ciclo Aberto)	0,651394	1,905773	2,65406240	5,02399
UTE a Gás (Ciclo Combinado)	4,207755	9,216981	14,35072483	25,8364
UTE Nuclear	0	0	0	0
UTE à Biomassa	0,690149	0,823027	1,05306994	3,74776
Usina Eólica	2,284226	3,851955	5,50587206	7,45099
Usina Solar FV	1,238017	1,971641	2,79865828	5,20434
<b>Custo Total (B\$) /Período</b>	<b>9,41</b>	<b>18,49</b>	<b>27,09</b>	<b>47,99</b>

Fonte: Elaborado pelo Autor

A partir dos dados da Tabela 27 da expansão otimizada pelo CARTHER somado a capacidade instalada do SIN do ano base, apresentado no ANEXO B, tem-se a composição final da matriz do SIN para os horizontes de estudo dos cenários de referência, conforme Tabela 29 e Figura 29: **Composição da matriz do SIN dos cenários de referência.**

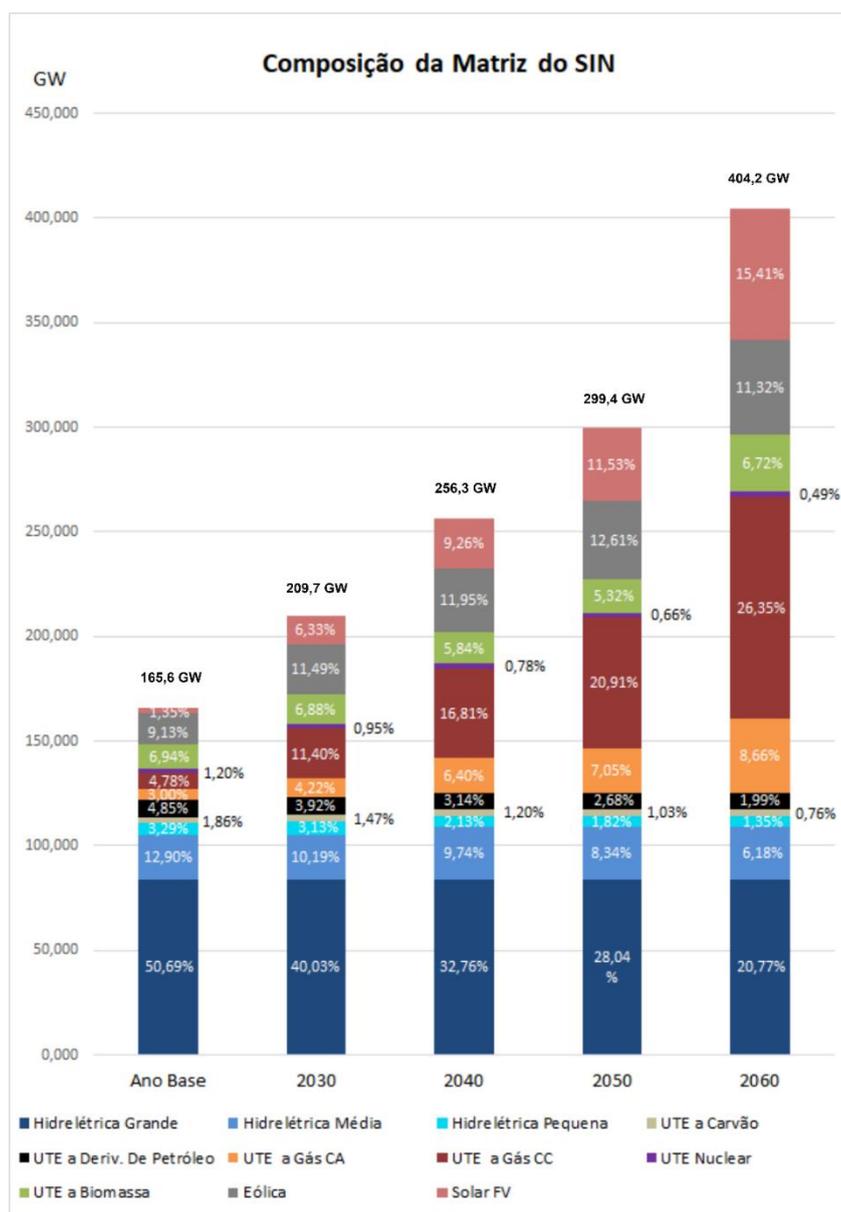
**Tabela 29: Composição final da matriz do SIN nos horizontes de expansão**

<b>Matriz com Expansão (MW)</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>	<b>2060</b>
UHE Grande ( $\geq 1000\text{MW}$ )	83.949	83.949	83.949	83.949
UHE Média ( $1000\text{MW} \geq P \geq 300\text{MW}$ )	21.363	24.963	24.963	24.963

UHE Pequena ( $\leq 300\text{MW}$ )	6.572	5.450	5.450	5.450
UTE a Carvão	3.076	3.076	3.076	3.076
UTE a Óleo Combustível	8.212	8.037	8.037	8.037
UTE a Gás (Ciclo Aberto)	8.847	16.402	21.119	35.014
UTE a Gás (Ciclo Combinado)	23.910	43.080	62.610	106.530
UTE Nuclear	1.990	1.990	1.990	1.990
UTE à Biomassa	14.420	14.969	15.930	27.147
Usina Eólica	24.106	30.614	37.771	45.775
Usina Solar FV	13.283	23.732	34.540	62.304
<b>Total (MW) / Horizonte</b>	<b>209.727</b>	<b>256.261</b>	<b>299.435</b>	<b>404.236</b>

Fonte: Elaborado pelo Autor

A Figura 29 destaca a representatividade de cada tipo de tecnologia na composição da matriz para os horizontes de estudo.



**Figura 29: Composição da matriz do SIN dos cenários de referência.**

Fonte: Elaborado pelo Autor

Para os cenários de referência, destaca-se o crescimento da participação das RE, solar FV e eólica, partindo de 10,48% da matriz em 2019 (ano base) e alcançando uma representatividade de 26,61% do total da capacidade instalada para 2060. Além disso, entre as REs, percebe-se um crescimento mais expressivo da participação da solar FV frente a eólica, que pode ser justificada por ser a tecnologia de maior economicidade entre as duas.

As soluções apresentadas pelo modelo indicam também uma perda de espaço por parte das tecnologias a carvão e a derivados de petróleo em detrimento de uma maior

presença de UTE a Gás, alinhando-se com a expectativa citada na Nota Técnica "Considerações sobre a Participação do Gás Natural na Matriz Energética no Longo Prazo" da EPE [84]. É estimado às UTEs a Gás, o papel de tecnologia de transição para uma matriz do setor elétrico futura com altos custos para emissão de poluentes.

A UTE a Gás se destaca, por ser uma tecnologia com emissões inferiores comparadas as tecnologias a Carvão e derivados de Petróleo de geração e pelo baixo custo associado à adaptação da infraestrutura destas tecnologias para operarem a gás. Além disso, tem-se um crescimento previsto da oferta nacional do combustível proveniente do pré-sal.

## 7.2. Análise Comparativa entre os Cenários de Referência e de Máxima Penetração RE

Durante as simulações, busca-se investigar a máxima penetração de RE suportada pelo sistema sem acarretar em produção de excedentes de energia elétrica, e avaliar o aporte financeiro consequentemente requisitado. Sendo assim, a capacidade máxima de expansão RE otimizada pelo CARTHER para atender aos incrementos de demanda se encontram na Tabela 30.

**Tabela 30: Expansão da capacidade instalada em MW para os cenários de máxima penetração RE**

Expansão (MW)					
2030					
Subsistemas	N	NE	SE/CO	S	Brasil
UHE Grande ( $\geq 1000\text{MW}$ )	0	0	0	0	0
UHE Média ( $1000\text{MW} \geq P \geq 300\text{MW}$ )	0	0	0	0	0
UHE Pequena ( $\leq 300\text{MW}$ )	500	0	0	0	500
UTE a Carvão	0	0	0	0	0
UTE a Óleo Combustível	0	175,16	0	0	175,16
UTE a Gás (Ciclo Aberto)	612,16	500	8.428,6	449,3	9.900,1
UTE a Gás (Ciclo Combinado)	900	213,5	1.581,9	80,8	2.776,3
UTE Nuclear	0	0	0	0	0
UTE à Biomassa	500	95,1	5.500	457,7	6.552,8
Usina Eólica	0	8.468	0	8.300	16.768

Usina Solar FV	0	6.592	24.800	0	31.392
<b>2040</b>					
<b>Subsistemas</b>	<b>N</b>	<b>NE</b>	<b>SE/CO</b>	<b>S</b>	<b>Brasil</b>
UHE Grande ( $\geq 1000\text{MW}$ )	0	0	0	0	0
UHE Média ( $1000\text{MW} \geq P \geq 300\text{MW}$ )	3.600	0	0	0	3.600
UHE Pequena ( $\leq 300\text{MW}$ )	0	0	0	0	0
UTE a Carvão	0	0	0	0	0
UTE a Óleo Combustível	0	0	0	0	0
UTE a Gás (Ciclo Aberto)	335,2	3.384,1	18.624,1	997,3	23.340,7
UTE a Gás (Ciclo Combinado)	965,8	1.989,2	4.876,9	157,1	7989,1
UTE Nuclear	0	0	0	0	0
UTE à Biomassa	363,1	500	10.800	1.015,6	12.678,7
Usina Eólica	0	8.500	0	18.500	27.000
Usina Solar FV	0	7600	54.800	0	62.400
<b>2050</b>					
<b>Subsistemas</b>	<b>N</b>	<b>NE</b>	<b>SE/CO</b>	<b>S</b>	<b>Brasil</b>
UHE Grande ( $\geq 1000\text{MW}$ )	0	0	0	0	0
UHE Média ( $1000\text{MW} \geq P \geq 300\text{MW}$ )	3600	0	0	0	3.600
UHE Pequena ( $\leq 300\text{MW}$ )	0	0	0	0	0
UTE a Carvão	0	0	0	0	0
UTE a Óleo Combustível	0	0	0	0	0
UTE a Gás (Ciclo Aberto)	582,2	3.384,1	32.048,3	997,3	37.011,9
UTE a Gás (Ciclo Combinado)	4.102	1.893,2	9.440,7	157,1	15.593
UTE Nuclear	0	0	0	0	0
UTE à Biomassa	630,6	600	17.528,4	1.015,6	19.744,6
Usina Eólica	0	8.500	0	18.500	27.000
Usina Solar FV	0	7.600	94.300	0	101.900
<b>2060</b>					
<b>Subsistemas</b>	<b>N</b>	<b>NE</b>	<b>SE/CO</b>	<b>S</b>	<b>Brasil</b>
UHE Grande ( $\geq 1000\text{MW}$ )	0	0	0	0	0
UHE Média ( $1000\text{MW} \geq P \geq 300\text{MW}$ )	3600	0	0	0	3.600
UHE Pequena ( $\leq 300\text{MW}$ )	0	0	0	0	0
UTE a Carvão	0	0	0	0	0
UTE a Óleo Combustível	0	0	0	0	0

UTE a Gás (Ciclo Aberto)	908,6	11.464,7	49.824,5	2678,8	64.876,7
UTE a Gás (Ciclo Combinado)	8.246,2	7.177,6	22.224,8	389,1	38.037,8
UTE Nuclear	0	0	0	0	0
UTE à Biomassa	984,2	1.300	19.626,9	2.727,2	24.638,3
Usina Eólica	0	11.200	0	49.800	61.000
Usina Solar FV	0	31.100	146.600	0	177.700

Fonte: Elaborado pelo Autor

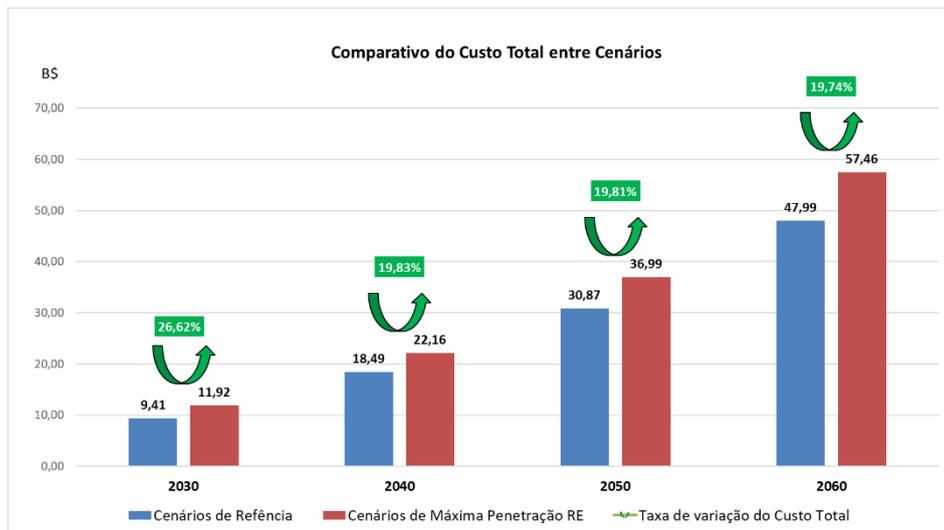
O capital financeiro resultante desta expansão é apresentado pela Tabela 31.

**Tabela 31: Custo total da expansão do SIN nos cenários de máxima penetração RE**

<b>Custo da Expansão (B\$)</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>	<b>2060</b>
UHE Grande ( $\geq 1000\text{MW}$ )	0	0	0	0
UHE Média ( $1000\text{MW} \geq P \geq 300\text{MW}$ )	0	0,72	0,72	0,72
UHE Pequena ( $\leq 300\text{MW}$ )	0,13	0	0	0
UTE a Carvão	0	0	0	0
UTE a Óleo Combustível	0,05	0	0	0
UTE a Gás (Ciclo Aberto)	1,73	4,04	6,39	11,26
UTE a Gás (Ciclo Combinado)	0,69	1,95	3,85	9,34
UTE Nuclear	0	0	0	0
UTE à Biomassa	1,55	3,01	4,70	5,91
Usina Eólica	4,26	6,71	6,56	14,82
Usina Solar FV	3,52	5,72	8,83	15,40
<b>Custo Total (B\$) /Período</b>	<b>11,92</b>	<b>22,16</b>	<b>31,05</b>	<b>57,46</b>

Fonte: Elaborado pelo Autor

A partir dos resultados apresentados, é possível analisar comparativamente, do ponto de vista econômico, os cenários de máxima penetração RE e os cenários de referência, através do gráfico da Figura 30.

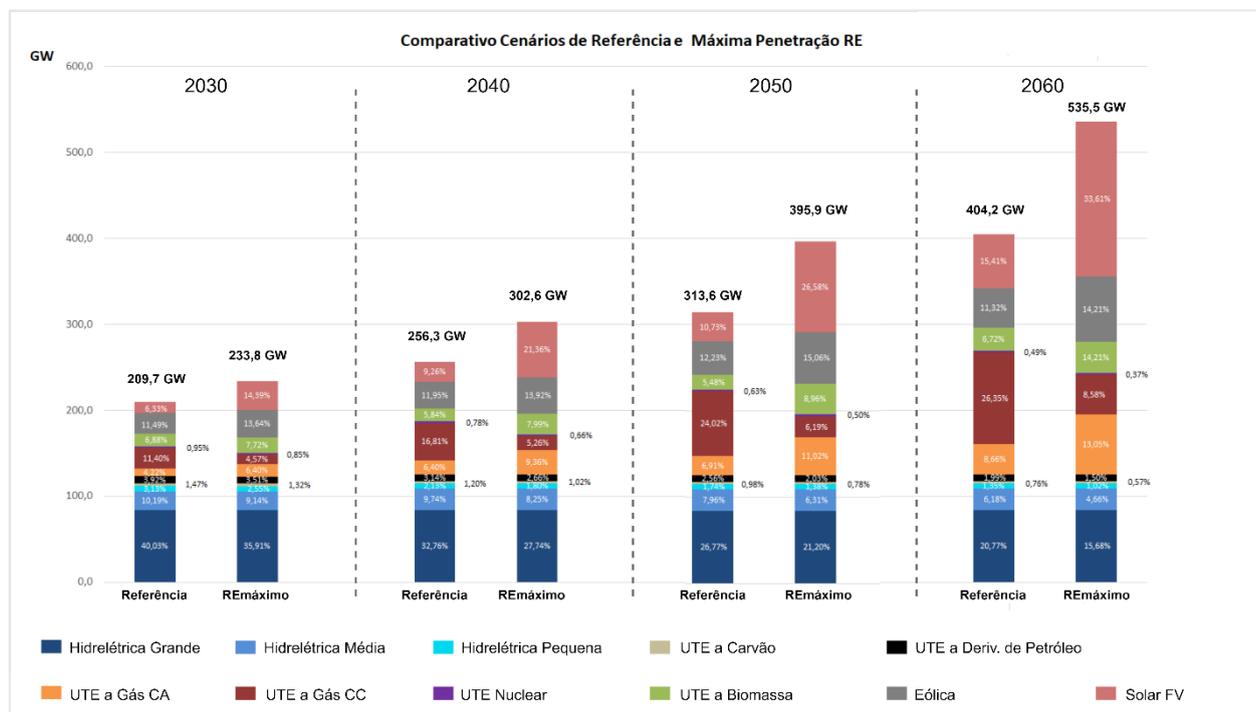


**Figura 30: Comparativo do custo total entre os cenários de referência e de máxima penetração RE**

Fonte: Elaborado pelo Autor

Nota-se que o aumento da representatividade RE na composição da matriz do SIN, resulta em um aporte financeiro extra para todos os horizontes, variando entre 19% e 27%.

Do ponto de vista da composição matriz do setor elétrico, a análise comparativa entre os cenários de referência e de máxima penetração RE é apresentada conforme Figura 31.



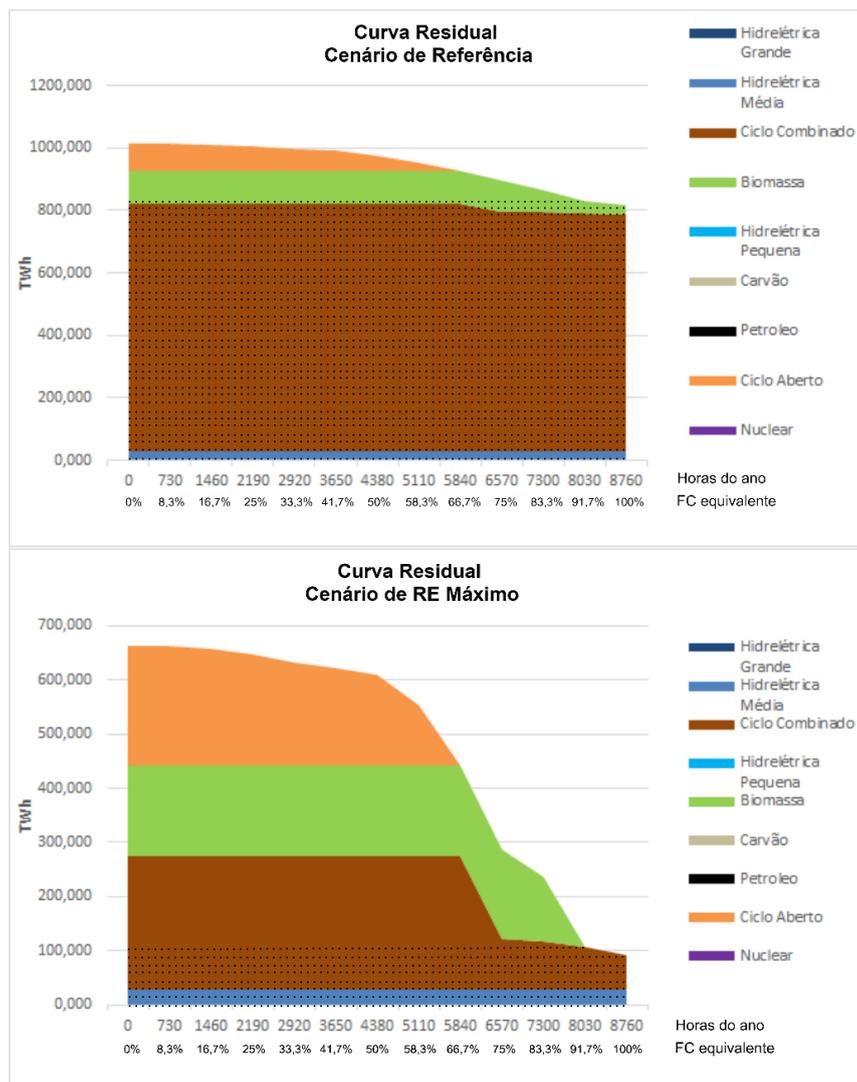
**Figura 31: Comparativo da matriz elétrica entre os cenários de referência e de máxima penetração RE**

Fonte: Elaborado pelo Autor

Nota: Nesta versão, o CARTHER considera que todas as usinas ao fim de sua vida útil passam pelo processo de retrofit.

Com base na Figura 31, identifica-se alguns comportamentos em comum em todos os horizontes. Primeiramente, de maneira geral, o aumento significativo da capacidade instalada total do SIN do cenário de referência para o cenário de RE máximo. Visto que o objetivo é a inserção máxima RE, é natural esta diferença no montante final de capacidade instalada do sistema, pois é sabido que o FC médio de operação das REs é inferior a maioria das tecnologias de geração despacháveis, desta forma requisitando uma capacidade instalada maior para atender a mesma demanda.

Segundo, nos cenários de RE máximo, constata-se que o crescimento da penetração RE é acompanhado também por uma maior representatividade das tecnologias a Gás CA e a Biomassa na matriz seguido de uma redução da porcentagem de UTE a Gás CC quando comparado ao cenário referência. Este fato é justificado através da diferença no perfil das curvas residuais dos dois cenários, de referência e de máxima RE. Uma análise comparativa das curvas residuais de cada cenário é exemplificada pelas curvas residuais para 2060 na Figura 33.



**Figura 32: Curvas residuais do Brasil para os cenários de referência e RE máximo para 2060**

Fonte: Elaborado pelo Autor

Comparando as curvas residuais do cenário de referência e de RE máximo para 2060, constata-se que a maior penetração RE reduz o montante de energia da curva residual como um todo, por exemplo, com a energia de pico caindo de aproximadamente 1000 TWh para 660 TWh.

Entretanto, nota-se, principalmente, uma alteração do perfil da curva residual. Nos cenários referência, o formato da curva residual tem a maior parcela da energia requisitada durante quase todas horas do ano, base da curva (região pontilhada do gráfico), com uma parcela reduzida de energia de pico. Já no cenário de RE máximo, esta configuração da distribuição da energia na curva residual se modifica. Diminui-se a parcela de energia

requerida na base da curva, conforme se compara as regiões pontilhadas dos gráficos. Com isto, a UTE a Gás CC, cujo custo nivelado é mais econômico do que da UTE a Biomassa no atendimento da demanda requerida acima de 8030 horas no ano e mais econômico que a UTE a Gás CA somente para a demanda requisitada por 5840 horas ou mais, tem uma parcela da curva de demanda reduzida com preferência econômica para expansão. Isto é, para a demanda de energia em períodos de tempo inferiores a 8030 horas no ano, em outras palavras, quando a UTE a Gás CC opera com FC abaixo de 91,7 % (área não pontilhada do gráfico), o custo nivelado da biomassa é mais barato, e em seguida com FC abaixo de 66,7 %, a UTE CA se torna também mais econômica<sup>44</sup>.

Desta maneira, no cenário “RE máximo”, nota-se a escolha do modelo por uma tecnologia despachável também renovável, neste caso UTE a Biomassa, frente a penetração RE, demonstrando a capacidade de complementariedade entre tecnologias renováveis intermitentes (RE) e despacháveis. Aliado a isso, como foi visto em todos cenários de 2040 a 2060, houve a utilização da capacidade máxima das UHEs Médias em todos os cenários de expansão, limitada pelo inventário antigo do potencial hidráulico [89] , sugerindo que essa capacidade de complementariedade entre renováveis tem um potencial ainda maior com possibilidade de aproveitamento rumo a uma matriz ainda mais renovável.

Por fim, constata-se que a maior presença das fontes intermitentes na matriz também foi correspondida com a entrada em maior proporção da tecnologia a gás CA, cujo fator de despacho é o mais elevado, proporcionando assim uma expansão com confiabilidade.

---

<sup>44</sup> A Tabela 33 do ANEXO B, detalha a variação do custo nivelado das tecnologias durante a otimização dos patamares de energia da curva residual, ilustrando o que foi discutido.

## 8. CONCLUSÃO

Este trabalho propõe uma interface gráfica e realiza um estudo de planejamento de expansão do SIN no software CARTHER, o qual investiga o impacto tecno-econômico para diferentes níveis de penetração das REs, solar FV e eólica, buscando a máxima inserção das REs. Em relação a representação das REs, destaca-se o ganho qualitativo de análise do modelo no âmbito da flexibilidade da expansão com a entrada da restrição de balanceamento de flexibilidade. No que diz respeito à interface gráfica desenvolvida para o modelo, apresenta-se as suas respectivas funcionalidades e códigos associados. O resultado da integração desta ferramenta de modelagem de interface gráfica propicia ao usuário um melhor gerenciamento de todo o conjunto de equações e dados do Software. Por fim, em relação ao estudo de expansão do SIN, verifica-se para os cenários de referência, o crescimento da participação das REs, solar FV e eólica, partindo de 10,48% da matriz em 2019 (ano base) e alcançando uma representatividade de 26,61% do total da capacidade instalada para 2060. Entre as REs, percebe-se um crescimento mais expressivo da participação da solar FV frente à eólica, justificada pela sua maior economicidade.

Além disso, nos cenários de referência, os resultados da matriz do SIN para todos os horizontes apresentam a mesma característica, que consiste em uma maior expansão de UTE a Gás em detrimento das UTEs a carvão e a derivados de petróleo, alinhando-se com a expectativa da EPE sob o papel das UTEs a gás no longo prazo [84].

Na análise comparativa entre os cenários de máxima penetração RE e os cenários de referência é comprovado nesse trabalho que o aumento da representatividade RE na composição da matriz do SIN, resulta em um aporte financeiro extra para todos os horizontes. Do ponto de vista da configuração das matrizes do SIN dos cenários de “RE máximo” comparados aos cenários de Referência, constata-se o declínio da participação das UTEs a gás CC e um crescimento da representatividade da Biomassa na matriz. Desta maneira, demonstrando a capacidade de complementariedade entre as tecnologias renováveis intermitentes e renováveis despacháveis. Complementariedade esta, que tem um potencial ainda maior caso os defasados estudos do potencial hidráulico do Brasil sejam revisados.

Trabalhos futuros podem investigar o caráter econômico do planejamento de expansão do SIN com entrada de novas e promissoras tecnologias renováveis de geração,

como por exemplo a tecnologia Heliotérmica, ou em inglês, *Concentrated Solar Power* (CSP). Além disso, pode-se implementar um processo de otimização estocástico para os custos nivelados das tecnologias, como por exemplo o método de Monte Carlo.

## REFERÊNCIAS

- [1] IEA, “Renewables - International Energy Agency (IEA)”, 2020, [Online]. Disponível em: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/renewables>.
- [2] IRENA, *REthinking Energy 2017: accelerating the global energy transformation*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA), 2017.
- [3] EPRI, “Electric Power Resource Planning: EGEAS Software Overview. Electric Power Research Institute (EPRI)”, 2015, [Online]. Disponível em: [https://ee.epri.com/pdf/NG%20Planning\\_EPRI\\_EGEAS\\_Webcast\\_041615\\_Final.pdf](https://ee.epri.com/pdf/NG%20Planning_EPRI_EGEAS_Webcast_041615_Final.pdf).
- [4] PSR, “OptGen – Modelo de planejamento da expansão da geração e interligações regionais”, 2020. <https://www.psr-inc.com/software/?current=p4038>.
- [5] M. R. CONDE, “Incorporação da Dimensão Ambiental no Planejamento de Longo Prazo da Expansão da Geração de Energia Elétrica por Meio de Técnicas Multicritério de Apoio a Tomada de Decisão”, Dissertação, Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ.
- [6] EPE, “ESTUDOS PARA A EXPANSÃO DA GERAÇÃO -Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN – Versão PDE 2027”, 2018, [Online]. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-332/topico-425/NT\\_MDI\\_EPE-DEE-RE-52-2018\\_r1.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-332/topico-425/NT_MDI_EPE-DEE-RE-52-2018_r1.pdf).
- [7] EPE, “Workshop Stochastic Programming Models and Algorithms for Energy Planning - ILAS 2019”, 2019.

- [8] P. DAS, J. MATHUR, R. BHAKAR, e A. KANUDIA, “Implications of short-term renewable energy resource intermittency in long-term power system planning”, *Energy Strategy Rev.*, vol. 22, p. 1–15, 2018, doi: 10.1016/j.esr.2018.06.005.
- [9] EIA, “Levelized Cost of Electricity and Levelized Avoided Cost of Electricity Methodology Supplement. U.S. Energy Information Administration (EIA)”, 2013, [Online]. Disponível em: [https://www.eia.gov/renewable/workshop/gencosts/pdf/methodology\\_supplement.pdf](https://www.eia.gov/renewable/workshop/gencosts/pdf/methodology_supplement.pdf).
- [10] ROMEIRO, ALMEIDA, e LOSEKANN, “A Escolha de Tecnologias de Geração Elétrica Despacháveis versus Intermitentes e o Caso Brasileiro. 5th Latin American Energy Economics Meeting”, 2015, [Online]. Disponível em: <https://www.iaee.org/en/publications/proceedingsabstractpdf.aspx?id=12669>.
- [11] K. PONCELET, E. Delarue, D. SIX, J. DUERINCK, e W. D’HAESELEER, “Impact of the level of temporal and operational detail in energy-system planning models”, *Appl. Energy*, vol. 162, p. 631–643, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.10.100.
- [12] F. UECKERDT, R. PIETZCKER, Y. SCHOLZ, D. STETTER, A. GIANNOUSAKIS, e G. LUDERER, “Decarbonizing global power supply under region-specific consideration of challenges and options of integrating variable renewables in the REMIND model”, *Energy Econ.*, vol. 64, p. 665–684, 2017, doi: 10.1016/j.eneco.2016.05.012.
- [13] ESMAP, “Re Resource Mapping. Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP)”, 2020. [https://www.esmap.org/re\\_mapping](https://www.esmap.org/re_mapping).
- [14] IRENA, “Global Atlas for Renewable Energy”, *Global Atlas for Renewable Energy*, 2020. <https://irena.masdar.ac.ae/gallery/#map/1467>.
- [15] MINES, “SoDa: a Web Service on Solar Radiation”, 2020. <https://hal-mines-paristech.archives-ouvertes.fr/hal-00465551/fr/>.
- [16] INPE, “Base de Dados SONDA. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE)”, 2020. <http://sonda.ccst.inpe.br/>.
- [17] ONS, “Resultados da Operação - Boletins da Operação.”, 2020. <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/boletins-da-operacao>.

- [18] IEA, *Harnessing Variable Renewables: A Guide to the Balancing Challenge*. OECD, 2011.
- [19] P. DENHOLM e M. HAND, “Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity”, *Energy Policy*, vol. 39, no 3, p. 1817–1830, 2011, doi: 10.1016/j.enpol.2011.01.019.
- [20] A. KIES, B. Schyska, e L. von Bremen, “Curtaiment in a Highly Renewable Power System and Its Effect on Capacity Factors”, *Energies*, vol. 9, no 7, p. 510, 2016, doi: 10.3390/en9070510.
- [21] J. S. LACERDA e J. C. J. M. VAN DEN BERGH, “Mismatch of wind power capacity and generation: causing factors, GHG emissions and potential policy responses”, *J. Clean. Prod.*, vol. 128, p. 178–189, ago. 2016, doi: 10.1016/j.jclepro.2015.08.005.
- [22] H. HOLTTINEN et al., “Impacts of large amounts of wind power on design and operation of power systems, results of IEA collaboration”, *Wind Energy*, vol. 14, no 2, p. 179–192, 2011, doi: 10.1002/we.410.
- [23] EPE, “BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2019 (BEN) - Empresa de Pesquisa Energética.”, 2019, [Online]. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019>.
- [24] EPE, “Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (PDE). Empresa De Pesquisa Energética.”, 2019, [Online]. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>.
- [25] EPE, “Plano Nacional de Energia 2030 -PNE 2030. Empresa de Pesquisa Energética – EPE”, 2006, [Online]. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030>.
- [26] EPE, “Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050 - Série: Estudos de Longo Prazo- Empresa de Pesquisa Energética (EPE)”. 2018.
- [27] NREL, “Simple Levelized Cost of Energy (LCOE) Calculator Documentation. National Renewable Energy Laboratory (NREL)”, 2020.

<https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html> (acessado fev. 01, 2020).

- [28] IEA, “World Energy Model Documentation - International Energy Agency (IEA)”, 2018, [Online]. Disponível em: <https://www.sipotra.it/wp-content/uploads/2019/03/WORLD-ENERGY-MODEL-DOCUMENTATION-2018.pdf>.
- [29] S. H. MADAENI, “Comparison of Capacity Value Methods for Photovoltaics in the Western United States (No. NREL/TP-6A20-54704). National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, US”, 2012.
- [30] J. KELMAN, “Energia Firme De Sistemas Hidrelétricos E Usos Múltiplos Dos Recursos Hídricos - PSR Consultoria LTDA.”, 2020, [Online]. Disponível em: <http://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/articles/K-K0002.pdf>.
- [31] ANEEL, “Cadernos Temáticos ANEEL, Energia Assegurada”, 2005, [Online]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno3capa.pdf>.
- [32] G. PAPAETHYMIOU e K. DRAGOON, “Towards 100% renewable energy systems: Uncapping power system flexibility”, *Energy Policy*, vol. 92, p. 69–82, 2016, doi: 10.1016/j.enpol.2016.01.025.
- [33] T. P. Series. E. P. R. I. (EPRI) EPRI, “Metrics for quantifying flexibility in power system planning”, p. 16, 2014.
- [34] ONS, “Submódulo 5.1-Consolidação da previsão de carga: visão geral”, 2017, [Online]. Disponível em: <http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%205%2FSubm%C3%B3dulo%205.1%2FSubmodulo%205.1%202017.11.pdf>.
- [35] F. Ueckerdt et al., “Representing power sector variability and the integration of variable renewables in long-term energy-economy models using residual load duration curves”, *Energy*, vol. 90, p. 1799–1814, out. 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.07.006.
- [36] R. GOLDEN e B. PAULOS, “Curtailement of Renewable Energy in California and Beyond”, *Electr. J.*, vol. 28, no 6, p. 36–50, 2015, doi: 10.1016/j.tej.2015.06.008.

- [37] NREL, “Flexibility in 21st Century Power Systems”, 2014, [Online]. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61721.pdf>.
- [38] A. OLSON, R. A. JONES, E. HART, e J. HARGREAVES, “Renewable Curtailment as a Power System Flexibility Resource”, *Electr. J.*, vol. 27, no 9, p. 49–61, 2014, doi: 10.1016/j.tej.2014.10.005.
- [39] P. MESARIC e S. KRAJCAR, “Home demand side management integrated with electric vehicles and renewable energy sources”, *Energy Build.*, vol. 108, p. 1–9, 2015, doi: 10.1016/j.enbuild.2015.09.001.
- [40] P. DENHOLM, E. ELA, B. KIRBY, e M. MILLIGAN, “The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation, (2010). National Renewable Energy Laboratory (NREL)”, 2010, [Online]. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47187.pdf>.
- [41] IEA, *The Power of Transformation: Wind, Sun and the Economics of Flexible Power*, IEA, Paris. OECD, 2014.
- [42] IRENA, “A Guide for Effective Deployment. International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, UAE.”, 2013, [Online]. Disponível em: [https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/smart\\_grids.pdf](https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/smart_grids.pdf).
- [43] N. G. PATERAKIS, O. ERDINÇ, e J. P. S. CATALÃO, “An overview of Demand Response: Key-elements and international experience”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, p. 871–891, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.167.
- [44] I. BOIE, C. KOST, S. BOHN, M. AGSTEN, e P. BRETSCHNEIDER, “Opportunities and challenges of high renewable energy deployment and electricity exchange for North Africa and Europe – Scenarios for power sector and transmission infrastructure in 2030 and 2050”, *Renew. Energy*, vol. 87, p. 130–144, mar. 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.10.008.
- [45] A. ULBIG e G. ANDERSSON, “Analyzing operational flexibility of electric power systems”, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 72, p. 155–164, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.02.028.
- [46] E. LANNOYE, D. FLYNN, e M. O’MALLEY, “Transmission, Variable Generation, and Power System Flexibility”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no 1, p. 57–66, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2321793.

- [47] J. H. MERRICK, “On representation of temporal variability in electricity capacity planning models”, *Energy Econ.*, vol. 59, p. 261–274, set. 2016, doi: 10.1016/j.eneco.2016.08.001.
- [48] P. NAHMMACHER, E. SCHMID, L. HIRTH, e B. KNOPF, “Carpe diem: A novel approach to select representative days for long-term power system modeling”, *Energy*, vol. 112, p. 430–442, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.06.081.
- [49] DENA, “Planning of the Grid Integration of Wind Energy in Germany Onshore and Offshore up to the Year 2020 (Dena Grid study) (Summary of the Essential Results of the Study). Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin, Germany.”, 2005, [Online]. Disponível em: <https://docs.wind-watch.org/dena-integratingwind2020.pdf>.
- [50] C. GOLLING, “A Cost-Efficient Expansion of Renewable Energy Sources in the European Electricity System: An Integrated Modelling Approach with a Particular Emphasis on Diurnal and Seasonal Patterns, Schriften des energiewirtschaftlichen Instituts. Oldenbourg Industrieverlag, Munich, Germany.”, 2012, [Online]. Disponível em: <https://pdfs.semanticscholar.org/9938/a8349dce9468d9e79733725845d7022f2b6b.pdf>.
- [51] S. NAGL, M. FURSCH, e D. LINDENBERGER, “The Costs of Electricity Systems with a High Share of Fluctuating Renewables: A Stochastic Investment and Dispatch Optimization Model for Europe”, *Energy J.*, vol. 34, no 4, 2013, doi: 10.5547/01956574.34.4.8.
- [52] M. HALLER, S. LUDIG, e N. BAUER, “Decarbonization scenarios for the EU and MENA power system: Considering spatial distribution and short term dynamics of renewable generation”, *Energy Policy*, vol. 47, p. 282–290, 2012, doi: 10.1016/j.enpol.2012.04.069.
- [53] K. SCHABER, F. STEINKE, e T. HAMACHER, “Transmission grid extensions for the integration of variable renewable energies in Europe: Who benefits where?”, *Energy Policy*, vol. 43, p. 123–135, 2012, doi: 10.1016/j.enpol.2011.12.040.
- [54] F. DE SISTERNES e M. WEBSTER, “Optimal Selection of Sample Weeks for Approximating the Net Load in Generation Planning Problems. Mass. Inst. Technol.

MIT Eng. Syst. Div. ESD, ESD Working Paper Series.”, 2013, [Online]. Disponível em: <https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/102959/esd-wp-2013-03.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

- [55] B. SIGRIN, P. SULLIVAN, E. IBANEZ, e R. MARGOLIS, “Representation of the solar capacity value in the ReEDS capacity expansion model”, in 2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), Denver, CO, USA, 2014, p. 1480–1485, doi: 10.1109/PVSC.2014.6925195.
- [56] NERC, “Methods to Model and Calculate Capacity Contributions of Variable Generation for Resource Adequacy Planning. North American Electric Reliability Corporation (NERC)”, 2011, [Online]. Disponível em: [https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc845540/m2/1/high\\_res\\_d/1013278.pdf](https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metadc845540/m2/1/high_res_d/1013278.pdf).
- [57] J. ROGERS e K. PORTER, “Summary of Time Period-Based and Other Approximation Methods for Determining the Capacity Value of Wind and Solar in the United States (No. NREL/SR-5500-54338). National Renewable Energy Laboratory (NREL), Columbia, Maryland, US.”, 2012.
- [58] C. I. NWEKE, F. LEANEZ, G. R. DRAYTON, e M. KOLHE, “Benefits of chronological optimization in capacity planning for electricity markets”, in 2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), Auckland, out. 2012, p. 1–6, doi: 10.1109/PowerCon.2012.6401421.
- [59] P. SULLIVAN, V. KREY, e K. RIAHI, “Impacts of considering electric sector variability and reliability in the MESSAGE model”, *Energy Strategy Rev.*, vol. 1, no 3, p. 157–163, mar. 2013, doi: 10.1016/j.esr.2013.01.001.
- [60] EPRI, “Power System Flexibility Assessment InFLEXion Flexibility Assessment Tool, Electric Power Research Institute.”, 2016, [Online]. Disponível em: <https://www.epri.com/#/pages/product/3002004486/>.
- [61] F. J. DE SISTERNES, J. D. JENKINS, e A. BOTTERUD, “The value of energy storage in decarbonizing the electricity sector”, *Appl. Energy*, vol. 175, p. 368–379, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.05.014.
- [62] J. P. DEANE, F. GRACCEVA, A. CHIODI, M. GARGIULO, e B. Ó GALLACHÓIR, “Soft-Linking Exercises Between TIMES, Power System Models

and Housing Stock Models”, in *Informing Energy and Climate Policies Using Energy Systems Models*, vol. 30, G. Giannakidis, M. Labriet, B. Ó Gallachóir, e G. Tosato, Orgs. Cham: Springer International Publishing, 2015, p. 315–331.

- [63] M. WELSCH, “Incorporating flexibility requirements into long-term energy system models – A case study on high levels of renewable electricity penetration in Ireland”, *Appl. Energy*, vol. 135, p. 600–615, 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.08.072.
- [64] IRENA, “Southern African Power Pool: Planning and Prospects for Renewable Energy. International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, UAE”, 2013, [Online]. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2013/Jun/Southern-African-Power-Pool-Planning-and-Prospects-for-Renewable-Energy>.
- [65] K. TIGAS, “Wide scale penetration of renewable electricity in the Greek energy system in view of the European decarbonization targets for 2050”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, p. 158–169, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.10.007.
- [66] C. TORRES e R. MELO, “Manual do Software Acadêmico de Planejamento de Expansão ‘CARTHER’”, 2020.
- [67] DERANI, “Revista de Direito Ambiental da Amazônia, ano 5, n. 9. Valoração Econômica dos Bens Ambientais, Universidade Estadual do Amazonas, UEA”, 2007.
- [68] ANEEL, “Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA”, 2020, [Online]. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/siga>.
- [69] MINISTÉRIO DA FAZENDA, “Metodologia de Cálculo do WACC 2018”, 2018, [Online]. Disponível em: <http://www.fazenda.gov.br/centrais-de-conteudos/publicacoes/guias-e-manuais/metodologia-de-calculo-do-wacc2018.pdf>.
- [70] ANEEL, “Diretoria da ANEEL aprova nova metodologia para WACC”, 2020, [Online]. Disponível em: [https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset\\_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/diretoria-da-aneel-aprova-nova-metodologia-para-](https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/diretoria-da-aneel-aprova-nova-metodologia-para-)

wacc/656877/pop\_up?\_101\_INSTANCE\_zXQREz8EVIZ6\_viewMode=print&\_101\_INSTANCE\_zXQREz8EVIZ6\_languageId=pt\_BR.

- [71] EPE, “Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050- Série Recursos Energéticos. Empresa de Pesquisa Energética (EPE)”, 2018, [Online]. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-416/NT04%20PR\\_RecursosEnergeticos%202050.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-416/NT04%20PR_RecursosEnergeticos%202050.pdf).
- [72] EPE, “Papel da Biomassa na Expansão da Geração de Energia Elétrica - Documento de Apoio ao PNE 2050”, 2018, [Online]. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/planejamento-e-desenvolvimento-energetico/publicacoes/relatorio-do-pne-2050/-/document\\_library\\_display/bGHIG0XSkBz4/recent?p\\_r\\_p\\_564233524\\_categoryId=&p\\_r\\_p\\_564233524\\_tag=](http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/planejamento-e-desenvolvimento-energetico/publicacoes/relatorio-do-pne-2050/-/document_library_display/bGHIG0XSkBz4/recent?p_r_p_564233524_categoryId=&p_r_p_564233524_tag=).
- [73] EPE, “Recursos e Reservas Energéticas 1970-2018.”, 2018.
- [74] EPE, “Projeções dos Preços Internacionais de Derivados de Petróleo Horizonte 2020 - 2050. Empresa de Pesquisa de Energia (EPE)”, 2019, [Online]. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-de-projecoes-dos-precos-internacionais-de-derivados-de-petroleo-horizonte-2020-2050>.
- [75] ONS, “Capacidade Instalada do SIN. Operador Nacional do Sistema Elétrico”, 2020. <http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>.
- [76] H. L. SANTOS, “Metodologia para planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro considerando critérios ambientais e a interação oferta-demanda”, COPPE - UFRJ, 2017.
- [77] ONS, “Curva de Carga Horária”, Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 2020. [http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva\\_carga\\_horaria.aspx](http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx).
- [78] ONS, “Boletim Mensal de Geração Eólica Dezembro/2018”, 2018. [Online]. Disponível em:

[http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim\\_Eolica\\_d ez\\_2018.pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim_Eolica_d ez_2018.pdf).

- [79] ONS, “Boletim Mensal de Geração Solar Fotovoltaica Dezembro/2018”, 2018. [Online]. Disponível em: [http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim\\_Mensal\\_%20Gera%C3%A7%C3%A3o\\_Solar\\_201812.pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim_Mensal_%20Gera%C3%A7%C3%A3o_Solar_201812.pdf).
- [80] ANEEL, “Relatório de Acompanhamento da Implantação de Empreendimentos de Geração N11 Março 2018.”, 2018.
- [81] I. MACEDO, “Geração de energia elétrica a partir de biomassa no Brasil: situação atual, oportunidades e desenvolvimento. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE)”, 2001, [Online]. Disponível em: [https://www.cgee.org.br/documents/10195/734063/estudo\\_biomassa\\_1012.pdf/21e2f32d-d3a3-474b-b505-e9cb11d8cf78?version=1.0](https://www.cgee.org.br/documents/10195/734063/estudo_biomassa_1012.pdf/21e2f32d-d3a3-474b-b505-e9cb11d8cf78?version=1.0).
- [82] R. F. BORBA, “Balanço Mineral Brasileiro”. Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM). Brasília”, 2001.
- [83] UNICA, “A Bioeletricidade da Cana e o Mercado Livre de Energia Elétrica no Brasil. União da Indústria de Cana-de-Açúcar (UNICA)”, 2019.
- [84] EPE, “Considerações sobre a Participação do Gás Natural na Matriz Energética no Longo Prazo.”, 2018, [Online]. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/planejamento-e-desenvolvimento-energetico/publicacoes/relatorio-do-pne-2050/-/document\\_library\\_display/bGHIG0XSkBz4/recent?p\\_r\\_p\\_564233524\\_categoryId=&p\\_r\\_p\\_564233524\\_tag=](http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/planejamento-e-desenvolvimento-energetico/publicacoes/relatorio-do-pne-2050/-/document_library_display/bGHIG0XSkBz4/recent?p_r_p_564233524_categoryId=&p_r_p_564233524_tag=).
- [85] ANP, “RESOLUÇÃO ANP No 48, DE 28.12.2007 - DOU 31.12.2007. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP”, 2007, [Online]. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2007/dezembro&item=ranp-48--2007&export=pdf>.
- [86] ANP, “Nota Técnica no 09/2010-SCM- Gás Natural Não-Convencional. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP”, 2010, [Online]. Disponível em:

<http://www.anp.gov.br/images/movimentacao-estocagem-comercializacao/transporte-gas-natural/estudos-notas-tecnicas/nota-tecnica-09-2010.pdf>.

- [87] EPE, “Cenário econômico 2050 - Série Estudos Econômicos. Empresa de Pesquisa Energética (EPE)”, 2015, [Online]. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-458/PNE2050\\_Premissas%20econ%C3%B4micas%20de%20longo%20prazo.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-458/PNE2050_Premissas%20econ%C3%B4micas%20de%20longo%20prazo.pdf).
- [88] ONS, EPE, e CCEE, “Nota Técnica ONS -148/2016 CCEE - 0023/2016 EPE – 035/2016 Avaliação e Compatibilização das Informações de Geração, Carga e Consumo de energia elétrica no SIN.”, 2016, [Online]. Disponível em: [http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico-315/NT\\_Carga\\_ONS-EPE-CCEE%20\\_07-12-2016%5B1%5D.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico-315/NT_Carga_ONS-EPE-CCEE%20_07-12-2016%5B1%5D.pdf).
- [89] EPE, “Considerações sobre a Expansão Hidrelétrica nos Estudos de Planejamento Energético de Longo Prazo. Documento de Apoio ao PNE 2050.”, 2018, [Online]. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/planejamento-e-desenvolvimento-energetico/publicacoes/relatorio-do-pne-2050/-/document\\_library\\_display/bGHIG0XSkBz4/recent?p\\_r\\_p\\_564233524\\_categoryId=&p\\_r\\_p\\_564233524\\_tag=](http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/planejamento-e-desenvolvimento-energetico/publicacoes/relatorio-do-pne-2050/-/document_library_display/bGHIG0XSkBz4/recent?p_r_p_564233524_categoryId=&p_r_p_564233524_tag=).
- [90] M. KRAMER, “The Role of Natural Gas in the Energy Transition. International Gas Union na 27th World Gas Conference”, 2018, [Online]. Disponível em: [https://www.igu.org/sites/default/files/node-document-field\\_file/igu\\_apr2018\\_layout-lo-res\\_final.pdf](https://www.igu.org/sites/default/files/node-document-field_file/igu_apr2018_layout-lo-res_final.pdf).
- [91] IEA, “Carbon capture, utilisation and storage (CCUS). International Energy Agency - IEA”, 2020, [Online]. Disponível em: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/carbon-capture-utilisation-and-storage>.
- [92] LSE, “The case for carbon pricing. Grantham Research Institute - The London School of Economics and Political Science (LSE)”, 2011, [Online]. Disponível em: [http://www.lse.ac.uk/GranthamInstitute/wp-content/uploads/2014/02/carbon-pricing-bowen\\_briefingNote.pdf](http://www.lse.ac.uk/GranthamInstitute/wp-content/uploads/2014/02/carbon-pricing-bowen_briefingNote.pdf).



## ANEXO A – Formulação das Interfaces

A seguir, apresenta-se os principais códigos em VBA que regem o funcionamento das Interfaces do CARTHER. Devido à quantidade massiva de dados e parâmetros manipuláveis pelas interfaces, à título de exemplificação, é apresentado o código referente a Interface Demanda, visto que a mesma abrange os principais conceitos de códigos que também são aplicados para as demais interfaces.

- Código Interface *Demanda*

```
'-----Interface Demanda-----'  
Private Sub UserForm_Initialize()  
  
  'Inserção dos subsistemas como opções da ComboBox  
  Me.cb_Demanda.List = Worksheets("Transmissão").Range("I10:I13").Value  
  
  'Subsistema Sudeste pré-selecionado na ComboBox  
  Me.cb_Demanda.ListIndex = 0  
  
  'Botão default pré selecionado da Interface  
  Me.ob_DemandaDefault.Value = True  
  
  Call modoDefaultDemanda  
End Sub  
  
Private Sub cb_Demanda_Change()  
  
  'Determina quais dados Default ou personalizado são usados  
  'conforme mudança na opção de subsistema da comboBox  
  
  Call getGrafico  
  
  If Me.ob_DemandaDefault.Value = True Then  
    Call modoDefaultDemanda  
  
  ElseIf Me.ob_DemandaPerson.Value = True Then  
    Call modoPersonDemanda  
  End If
```

**'Aponta as células da planilha da entrada de incremento de DEMANDA  
'para cada subsistema e período**

```
If InfoGerais.cb_Demanda.ListIndex = 0 Then

InfoGerais.tbPrevisao_p1.Value = Worksheets("Entrada").Range("C6").Value
InfoGerais.tbPrevisao_p2.Value = Worksheets("Entrada").Range("G6").Value
InfoGerais.tbPrevisao_p3.Value = Worksheets("Entrada").Range("K6").Value
InfoGerais.tbPrevisao_p4.Value = Worksheets("Entrada").Range("O6").Value

ElseIf InfoGerais.cb_Demanda.ListIndex = 1 Then

InfoGerais.tbPrevisao_p1.Value = Worksheets("Entrada").Range("D6").Value
InfoGerais.tbPrevisao_p2.Value = Worksheets("Entrada").Range("H6").Value
InfoGerais.tbPrevisao_p3.Value = Worksheets("Entrada").Range("L6").Value
InfoGerais.tbPrevisao_p4.Value = Worksheets("Entrada").Range("P6").Value

ElseIf InfoGerais.cb_Demanda.ListIndex = 2 Then

InfoGerais.tbPrevisao_p1.Value = Worksheets("Entrada").Range("E6").Value
InfoGerais.tbPrevisao_p2.Value = Worksheets("Entrada").Range("I6").Value
InfoGerais.tbPrevisao_p3.Value = Worksheets("Entrada").Range("M6").Value
InfoGerais.tbPrevisao_p4.Value = Worksheets("Entrada").Range("Q6").Value

ElseIf InfoGerais.cb_Demanda.ListIndex = 3 Then

InfoGerais.tbPrevisao_p1.Value = Worksheets("Entrada").Range("F6").Value
InfoGerais.tbPrevisao_p2.Value = Worksheets("Entrada").Range("J6").Value
InfoGerais.tbPrevisao_p3.Value = Worksheets("Entrada").Range("N6").Value
InfoGerais.tbPrevisao_p4.Value = Worksheets("Entrada").Range("R6").Value
End If
End Sub
```

**' Caso o Option button mude pra Default,  
' utilizar dados Default na Interface**

```
Private Sub ob_DemandaDefault_Change()  
    Call getGrafico
```

```

Call modoDefaultDemanda

'Sinaliza ao modelo para utilizar dados Default na simulação
    Worksheets("Curvas").Range("C1").Value = 0
End Sub

'Caso o Option button mude pra Personalizado,
'utilizar dados Personalizado

Private Sub ob_DemandaPerson_Change()
    Call modoPersonDemanda
    Call getGrafico

'Sinaliza ao modelo para utilizar dados Personalizado na simulação
    Worksheets("Curvas").Range("C1").Value = 1
End Sub

'Atualiza gráfico Demanda,
'conforme usuário manipula os subsistemas e períodos da interface

Public Sub getGrafico()

Dim graf1 As ChartObject
Dim graf2 As ChartObject
Dim graf3 As ChartObject
Dim graf4 As ChartObject
Dim nome As String
Dim g1 As Chart
Dim g2 As Chart
Dim g3 As Chart
Dim g4 As Chart
Dim W As Integer
Dim h As Integer

'Caminho do grafico
nome = "C:\Windows\Temp" & Application.PathSeparator & "temp.gif"

If InfoGerais.cb_Demanda.ListIndex = 0 Then

Set graf1 = Worksheets("Curvas").ChartObjects("GráficoP1 SE")

```

```
Set graf2 = Worksheets("Curvas").ChartObjects("GráficoP2 SE")
Set graf3 = Worksheets("Curvas").ChartObjects("GráficoP3 SE")
Set graf4 = Worksheets("Curvas").ChartObjects("GráficoP4 SE")
```

```
Set g1 = graf1.Chart
```

```
' Grafico pega os dados do Default ou Personalizado
```

```
If InfoGerais.ob_DemandaDefault.Value = True Then
g1.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("F13:F24")
ElseIf InfoGerais.ob_DemandaPerson.Value = True Then
g1.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("E13:E24")
End If
```

```
Set g2 = graf2.Chart
```

```
' Grafico pega os dados do Default ou Personalizado
```

```
If InfoGerais.ob_DemandaDefault.Value = True Then
g2.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("F76:F87")
ElseIf InfoGerais.ob_DemandaPerson.Value = True Then
g2.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("E76:E87")
End If
```

```
Set g3 = graf3.Chart
```

```
' Grafico pega os dados do Default ou Personalizado
```

```
If InfoGerais.ob_DemandaDefault.Value = True Then
g3.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("F138:F149")
ElseIf InfoGerais.ob_DemandaPerson.Value = True Then
g3.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("E138:E149")
End If
```

```
Set g4 = graf4.Chart
```

```
' Grafico pega os dados do Default ou Personalizado
```

```
If InfoGerais.ob_DemandaDefault.Value = True Then
g4.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("F200:F211")
```

```
ElseIf InfoGerais.ob_DemandaPerson.Value = True Then
g4.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("E200:E211")
End If
```

```
ElseIf InfoGerais.cb_Demanda.ListIndex = 1 Then
Set graf1 = Worksheets("Curvas").ChartObjects("GráficoP1 N")
Set graf2 = Worksheets("Curvas").ChartObjects("GráficoP2 N")
Set graf3 = Worksheets("Curvas").ChartObjects("GráficoP3 N")
Set graf4 = Worksheets("Curvas").ChartObjects("GráficoP4 N")
```

```
Set g1 = graf1.Chart
```

```
If InfoGerais.ob_DemandaDefault.Value = True Then
g1.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("J13:J24")
ElseIf InfoGerais.ob_DemandaPerson.Value = True Then
g1.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("I13:I24")
End If
```

```
Set g2 = graf2.Chart
```

```
If InfoGerais.ob_DemandaDefault.Value = True Then
g2.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("J76:J87")
ElseIf InfoGerais.ob_DemandaPerson.Value = True Then
g2.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("I76:I87")
End If
```

```
Set g3 = graf3.Chart
```

```
If InfoGerais.ob_DemandaDefault.Value = True Then
g3.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("J138:J149")
ElseIf InfoGerais.ob_DemandaPerson.Value = True Then
g3.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("I138:I149")
End If
```

```
Set g4 = graf4.Chart
```

```
If InfoGerais.ob_DemandaDefault.Value = True Then
g4.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("J200:J211")
ElseIf InfoGerais.ob_DemandaPerson.Value = True Then
g4.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("I200:I211")
```

```

End If

ElseIf InfoGerais.cb_Demanda.ListIndex = 2 Then
Set graf1 = Worksheets("Curvas").ChartObjects("GráficoP1 NE")
Set graf2 = Worksheets("Curvas").ChartObjects("GráficoP2 NE")
Set graf3 = Worksheets("Curvas").ChartObjects("GráficoP3 NE")
Set graf4 = Worksheets("Curvas").ChartObjects("GráficoP4 NE")

Set g1 = graf1.Chart

If InfoGerais.ob_DemandaDefault.Value = True Then
g1.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("N13:N24")
ElseIf InfoGerais.ob_DemandaPerson.Value = True Then
g1.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("M13:M24")
End If

Set g2 = graf2.Chart

If InfoGerais.ob_DemandaDefault.Value = True Then
g2.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("N76:N87")
ElseIf InfoGerais.ob_DemandaPerson.Value = True Then
g2.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("M76:M87")
End If

Set g3 = graf3.Chart

If InfoGerais.ob_DemandaDefault.Value = True Then
g3.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("N138:N149")
ElseIf InfoGerais.ob_DemandaPerson.Value = True Then
g3.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("M138:M149")
End If

Set g4 = graf4.Chart

If InfoGerais.ob_DemandaDefault.Value = True Then
g4.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("N200:N211")
ElseIf InfoGerais.ob_DemandaPerson.Value = True Then
g4.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("M200:M211")
End If

```

```

ElseIf InfoGerais.cb_Demanda.ListIndex = 3 Then
Set graf1 = Worksheets("Curvas").ChartObjects("GráficoP1 S")
Set graf2 = Worksheets("Curvas").ChartObjects("GráficoP2 S")
Set graf3 = Worksheets("Curvas").ChartObjects("GráficoP3 S")
Set graf4 = Worksheets("Curvas").ChartObjects("GráficoP4 S")

Set g1 = graf1.Chart

If InfoGerais.ob_DemandaDefault.Value = True Then
g1.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("R13:R24")
ElseIf InfoGerais.ob_DemandaPerson.Value = True Then
g1.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("Q13:Q24")
End If

Set g2 = graf2.Chart

If InfoGerais.ob_DemandaDefault.Value = True Then
g2.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("R76:R87")
ElseIf InfoGerais.ob_DemandaPerson.Value = True Then
g2.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("Q76:Q87")
End If

Set g3 = graf3.Chart

If InfoGerais.ob_DemandaDefault.Value = True Then
g3.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("R138:R149")
ElseIf InfoGerais.ob_DemandaPerson.Value = True Then
g3.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("Q138:Q149")
End If

Set g4 = graf4.Chart

If InfoGerais.ob_DemandaDefault.Value = True Then
g4.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("R200:R211")
ElseIf InfoGerais.ob_DemandaPerson.Value = True Then
g4.SetSourceData Source:=Worksheets("Curvas").Range("Q200:Q211")
End If
End If
End Sub

```

' Cada TextBox da Interface recebe uma célula do Excel para seu valor  
' Default e outra célula para o valor Personalizado.  
' No Default a textBox fica bloqueada e no Personalizado fica habilitada.  
' Como o código para todas as textbox é extenso, abaixo é exemplificado  
' o código referente a textbox referente a curva de demanda de 00h-02h.

```
Sub modoDefaultDemanda()
```

```
' SUDESTE
```

```
    If InfoGerais.cb_Demanda.ListIndex = 0 Then
```

```
        InfoGerais.tb02_Demanda_p1.Value =  
Worksheets("Curvas").Range("F13").Value  
        InfoGerais.tb02_Demanda_p2.Value =  
Worksheets("Curvas").Range("F76").Value  
        InfoGerais.tb02_Demanda_p3.Value =  
Worksheets("Curvas").Range("F138").Value  
        InfoGerais.tb02_Demanda_p4.Value =  
Worksheets("Curvas").Range("F200").Value  
        InfoGerais.tb02_Demanda_p1.Enabled = False  
        InfoGerais.tb02_Demanda_p2.Enabled = False  
        InfoGerais.tb02_Demanda_p3.Enabled = False  
        InfoGerais.tb02_Demanda_p4.Enabled = False
```

```
' NORTE
```

```
    ElseIf InfoGerais.cb_Demanda.ListIndex = 1 Then
```

```
        InfoGerais.tb02_Demanda_p1.Value =  
Worksheets("Curvas").Range("J13").Value  
        InfoGerais.tb02_Demanda_p2.Value =  
Worksheets("Curvas").Range("J76").Value  
        InfoGerais.tb02_Demanda_p3.Value =  
Worksheets("Curvas").Range("J138").Value  
        InfoGerais.tb02_Demanda_p4.Value =
```

```
Worksheets("Curvas").Range("J200").Value
    InfoGerais.tb02_Demanda_p1.Enabled = False
    InfoGerais.tb02_Demanda_p2.Enabled = False
    InfoGerais.tb02_Demanda_p3.Enabled = False
    InfoGerais.tb02_Demanda_p4.Enabled = False
```

#### **'NORDESTE**

```
ElseIf InfoGerais.cb_Demanda.ListIndex = 2 Then

    InfoGerais.tb02_Demanda_p1.Value =
Worksheets("Curvas").Range("N13").Value
    InfoGerais.tb02_Demanda_p2.Value =
Worksheets("Curvas").Range("N76").Value
    InfoGerais.tb02_Demanda_p3.Value =
Worksheets("Curvas").Range("N138").Value
    InfoGerais.tb02_Demanda_p4.Value =
Worksheets("Curvas").Range("N200").Value
    InfoGerais.tb02_Demanda_p1.Enabled = False
    InfoGerais.tb02_Demanda_p2.Enabled = False
    InfoGerais.tb02_Demanda_p3.Enabled = False
    InfoGerais.tb02_Demanda_p4.Enabled = False
```

#### **'SUL**

```
ElseIf InfoGerais.cb_Demanda.ListIndex = 3 Then

    InfoGerais.tb02_Demanda_p1.Value =
Worksheets("Curvas").Range("R13").Value
    InfoGerais.tb02_Demanda_p2.Value =
Worksheets("Curvas").Range("R76").Value
    InfoGerais.tb02_Demanda_p3.Value =
Worksheets("Curvas").Range("R138").Value
    InfoGerais.tb02_Demanda_p4.Value =
Worksheets("Curvas").Range("R200").Value
    InfoGerais.tb02_Demanda_p1.Enabled = False
    InfoGerais.tb02_Demanda_p2.Enabled = False
    InfoGerais.tb02_Demanda_p3.Enabled = False
    InfoGerais.tb02_Demanda_p4.Enabled = False
End If
```

End Sub

' A sub-rotina "modoPersonDemanda" referente ao Personalizado é análoga  
' à "modoDefaultDemanda", entretanto as textboxes recebem os valores das  
' células destinadas ao personalizado e é desbloqueada a TextBox com  
' "True"

' Além disso, é necessário que as células do excel destinadas ao dados  
' Personalizados recebam o que for digitado pelo usuário nas Textboxes  
' Como exemplo, o código da textbox referente a curva de demanda de 00h-  
' 02h para o período 1 é apresentado a seguir.

```
Private Sub tb02_Demanda_p1_Change()  
    On Error Resume Next  
    If Me.ob_DemandaPerson.Value = True Then  
  
        If InfoGerais.cb_Demanda.ListIndex = 0 Then  
            Worksheets("Curvas").Range("E13").Value =  
Round(Me.tb02_Demanda_p1.Value, 2)  
            Call getGrafico  
        ElseIf InfoGerais.cb_Demanda.ListIndex = 1 Then  
            Worksheets("Curvas").Range(" I13").Value =  
Round(Me.tb02_Demanda_p1.Value, 2)  
            Call getGrafico  
        ElseIf InfoGerais.cb_Demanda.ListIndex = 2 Then  
            Worksheets("Curvas").Range("M13").Value =  
Round(Me.tb02_Demanda_p1.Value, 2)  
            Call getGrafico  
        ElseIf InfoGerais.cb_Demanda.ListIndex = 3 Then  
            Worksheets("Curvas").Range("Q13").Value =  
Round(Me.tb02_Demanda_p1.Value, 2)  
            Call getGrafico  
        End If  
    End If  
End Sub
```

## ANEXO B - Dados Complementares

- Capacidade Instalada do Ano Base (2019)

A capacidade instalada do ano base de 2019 é apresentada detalhadamente na Tabela 32.

**Tabela 32: Capacidade Instalada do SIN no ano base de 2019**

Capacidade Instalada do Ano Base (MW)					
2019					
Subsistemas	N	NE	SE/CO	S	Brasil
UHE Grande ( $\geq 1000\text{MW}$ )	28.675	10.036	20.874	24.364	83.949
UHE Média ( $1000\text{MW} \geq P \geq 300\text{MW}$ )	1.921	1.914	13.885	3.643	21.363
UHE Pequena ( $\leq 300\text{MW}$ )	362	149	3.174	1.766	5.450
UTE a Carvão	14	1.450	35	1.577	3.076
UTE a Óleo Combustível	1.730	3.103	2.926	277	8.037
UTE a Gás (Ciclo Aberto)	553	1.315	2.566	542	4.975
UTE a Gás (Ciclo Combinado)	880	2.092	4.082	862	7.916
UTE Nuclear	0	0	1.990	0	1.990
UTE à Biomassa	188	921	9.249	1.130	11.488
Usina Eólica	0	13.005	28	2.080	15.113
Usina Solar FV	11	1.404	821	4	2.240
Total	34.334	35.388	59.630	36.246	165.597

Fonte: Elaborado pelo Autor

- Comportamento do Custo Nivelado das Tecnologias na Curva Residual

O principal critério de decisão do modelo para determinar qual tecnologia é mais viável economicamente é avaliar o custo nivelado. Este processo de análise comparativa do custo nivelado das tecnologias pode ser consultada pelo usuário ao exportar o “Detalhamento da solução” através da *Interface Saídas*, ilustrado na Figura 28.

A Tabela 33 ilustra exatamente como o modelo neste trabalho determina qual o FC a ser utilizado no cálculo do custo nivelado das tecnologias, a partir dos respectivos dados de FC máximo e mínimo e do FC requerido pela fatia da curva residual em questão.

Destaca-se aqui a necessidade de limitar o FC máximo da UTE a Gás CA igual a 50%, para direcionar esta tecnologia a não atuar na base da curva residual, pois caso fosse utilizado conforme referência de FC máximo = 93%, a tecnologia UTE a Gás CA seria a mais econômica e com preferência de entrada durante todos os 12 patamares da curva residual. Isto resultaria numa expansão com apenas a tecnologia UTE a Gás CA, o que não seria um resultado de expansão realista, uma vez sabido a importância da diversificação na matriz. Em alguns casos exaurindo a capacidade de expansão da UTE a Gás CA antes de chegar nos últimos patamares de energia (pico) da curva residual, resultando numa expansão exagerada da única tecnologia restante com capacidade operativa para atuar em poucas horas no ano, UTE a óleo combustível. Retratando também um resultado de expansão fora da realidade.

Portanto, como o CARTHER, não possui o recurso de estabelecer uma expansão mínima para as tecnologias despacháveis, utilizou-se como recurso direcionar a atuação da tecnologia a gás CA a partir da região intermediária da curva residual em diante.

**Tabela 33: Detalhamento do Critério de escolha do FC das Tecnologias por Fatia da Curva Residual**

Curva Residual (1ª Fatia)					
Tecnologias	Custo Nivelado \$/MWh	FC / Tecnologia	Máximo	Mínimo	Utilizado
Hidrelétrica Grande	20,55	Hidrelétrica Grande	85,00	38,00	85,00
Hidrelétrica Média	27,00	Hidrelétrica Média	85,00	38,00	85,00
Hidrelétrica Pequena	35,32	Hidrelétrica Pequena	85,00	38,00	85,00
Carvão	71,58	Carvão	91,00	40,00	91,00
Petróleo	184,68	Petróleo	50,00	8,00	50,00
Ciclo Aberto	42,62	Ciclo Aberto	50,00	0,00	50,00
Ciclo Combinado	32,30	Ciclo Combinado	93,00	40,00	93,00

Nuclear	594,79	Nuclear	95,00	70,00	95,00
Conservação	913657,34	Conservação	100,00	0,00	100,00
Biomassa	34,46	Biomassa	80,00	25,00	80,00
<b>Curva Residual (2ª Fatia)</b>					
<b>Tecnologias</b>	<b>Custo Nivelado \$/MWh</b>	<b>FC / Tecnologia</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Utilizado</b>
Hidrelétrica Grande	20,55	Hidrelétrica Grande	85,00	38,00	85,00
Hidrelétrica Média	27,00	Hidrelétrica Média	85,00	38,00	85,00
Hidrelétrica Pequena	35,32	Hidrelétrica Pequena	85,00	38,00	85,00
Carvão	71,58	Carvão	91,00	40,00	91,00
Petróleo	184,68	Petróleo	50,00	8,00	50,00
Ciclo Aberto	42,62	Ciclo Aberto	50,00	0,00	50,00
Ciclo Combinado	32,61	Ciclo Combinado	93,00	40,00	91,67
Nuclear	597,49	Nuclear	95,00	70,00	91,67
Conservação	996717,13	Conservação	100,00	0,00	91,67
Biomassa	34,46	Biomassa	80,00	25,00	80,00
<b>Curva Residual (3ª Fatia)</b>					
<b>Tecnologias</b>	<b>Custo Nivelado \$/MWh</b>	<b>FC / Tecnologia</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Utilizado</b>
Hidrelétrica Grande	20,96	Hidrelétrica Grande	85,00	38,00	83,33
Hidrelétrica Média	27,54	Hidrelétrica Média	85,00	38,00	83,33
Hidrelétrica Pequena	36,03	Hidrelétrica Pequena	85,00	38,00	83,33
Carvão	74,80	Carvão	91,00	40,00	83,33
Petróleo	184,68	Petróleo	50,00	8,00	50,00
Ciclo Aberto	42,62	Ciclo Aberto	50,00	0,00	50,00
Ciclo Combinado	34,81	Ciclo Combinado	93,00	40,00	83,33
Nuclear	605,20	Nuclear	95,00	70,00	83,33
Conservação	1096388,78	Conservação	100,00	0,00	83,33
Biomassa	34,46	Biomassa	80,00	25,00	80,00
<b>Curva Residual (4ª Fatia)</b>					
<b>Tecnologias</b>	<b>Custo Nivelado \$/MWh</b>	<b>FC / Tecnologia</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Utilizado</b>
Hidrelétrica Grande	23,29	Hidrelétrica Grande	85,00	38,00	75,00
Hidrelétrica Média	30,60	Hidrelétrica Média	85,00	38,00	75,00
Hidrelétrica Pequena	40,03	Hidrelétrica Pequena	85,00	38,00	75,00
Carvão	79,04	Carvão	91,00	40,00	75,00
Petróleo	184,68	Petróleo	50,00	8,00	50,00
Ciclo Aberto	42,62	Ciclo Aberto	50,00	0,00	50,00
Ciclo Combinado	37,49	Ciclo Combinado	93,00	40,00	75,00
Nuclear	614,62	Nuclear	95,00	70,00	75,00
Conservação	1218209,79	Conservação	100,00	0,00	75,00
Biomassa	36,08	Biomassa	80,00	25,00	75,00
<b>Curva Residual (5ª Fatia)</b>					
<b>Tecnologias</b>	<b>Custo Nivelado \$/MWh</b>	<b>FC / Tecnologia</b>	<b>Máximo</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Utilizado</b>
Hidrelétrica Grande	26,20	Hidrelétrica Grande	85,00	38,00	66,67
Hidrelétrica Média	34,43	Hidrelétrica Média	85,00	38,00	66,67
Hidrelétrica Pequena	45,04	Hidrelétrica Pequena	85,00	38,00	66,67
Carvão	84,35	Carvão	91,00	40,00	66,67
Petróleo	184,68	Petróleo	50,00	8,00	50,00
Ciclo Aberto	42,62	Ciclo Aberto	50,00	0,00	50,00
Ciclo Combinado	40,85	Ciclo Combinado	93,00	40,00	66,67
Nuclear	521,13	Nuclear	95,00	70,00	10000,00
Conservação	1370486,07	Conservação	100,00	0,00	66,67

Biomassa	39,31	Biomassa	80,00	25,00	66,67
<b>Curva Residual (6ª Fatia)</b>					
Tecnologias	Custo Nivelado \$/MWh	FC / Tecnologia	Máximo	Mínimo	Utilizado
Hidrelétrica Grande	29,94	Hidrelétrica Grande	85,00	38,00	58,33
Hidrelétrica Média	39,35	Hidrelétrica Média	85,00	38,00	58,33
Hidrelétrica Pequena	51,47	Hidrelétrica Pequena	85,00	38,00	58,33
Carvão	91,16	Carvão	91,00	40,00	58,33
Petróleo	184,68	Petróleo	50,00	8,00	50,00
Ciclo Aberto	42,62	Ciclo Aberto	50,00	0,00	50,00
Ciclo Combinado	45,16	Ciclo Combinado	93,00	40,00	58,33
Nuclear	521,13	Nuclear	95,00	70,00	10000,00
Conservação	1566269,77	Conservação	100,00	0,00	58,33
Biomassa	43,47	Biomassa	80,00	25,00	58,33
<b>Curva Residual (7ª Fatia)</b>					
Tecnologias	Custo Nivelado \$/MWh	FC / Tecnologia	Máximo	Mínimo	Utilizado
Hidrelétrica Grande	34,93	Hidrelétrica Grande	85,00	38,00	50,00
Hidrelétrica Média	45,90	Hidrelétrica Média	85,00	38,00	50,00
Hidrelétrica Pequena	60,05	Hidrelétrica Pequena	85,00	38,00	50,00
Carvão	100,26	Carvão	91,00	40,00	50,00
Petróleo	184,68	Petróleo	50,00	8,00	50,00
Ciclo Aberto	42,62	Ciclo Aberto	50,00	0,00	50,00
Ciclo Combinado	50,92	Ciclo Combinado	93,00	40,00	50,00
Nuclear	521,13	Nuclear	95,00	70,00	10000,00
Conservação	1827314,69	Conservação	100,00	0,00	50,00
Biomassa	49,01	Biomassa	80,00	25,00	50,00
<b>Curva Residual (8ª Fatia)</b>					
Tecnologias	Custo Nivelado \$/MWh	FC / Tecnologia	Máximo	Mínimo	Utilizado
Hidrelétrica Grande	41,91	Hidrelétrica Grande	85,00	38,00	41,67
Hidrelétrica Média	55,09	Hidrelétrica Média	85,00	38,00	41,67
Hidrelétrica Pequena	72,06	Hidrelétrica Pequena	85,00	38,00	41,67
Carvão	112,98	Carvão	91,00	40,00	41,67
Petróleo	191,24	Petróleo	50,00	8,00	41,67
Ciclo Aberto	48,51	Ciclo Aberto	50,00	0,00	41,67
Ciclo Combinado	58,97	Ciclo Combinado	93,00	40,00	41,67
Nuclear	521,13	Nuclear	95,00	70,00	10000,00
Conservação	2192777,56	Conservação	100,00	0,00	41,67
Biomassa	56,77	Biomassa	80,00	25,00	41,67
<b>Curva Residual (9ª Fatia)</b>					
Tecnologias	Custo Nivelado \$/MWh	FC / Tecnologia	Máximo	Mínimo	Utilizado
Hidrelétrica Grande	0,17	Hidrelétrica Grande	85,00	38,00	10000,00
Hidrelétrica Média	0,23	Hidrelétrica Média	85,00	38,00	10000,00
Hidrelétrica Pequena	0,30	Hidrelétrica Pequena	85,00	38,00	10000,00
Carvão	36,93	Carvão	91,00	40,00	10000,00
Petróleo	201,07	Petróleo	50,00	8,00	33,33
Ciclo Aberto	57,36	Ciclo Aberto	50,00	0,00	33,33
Ciclo Combinado	10,84	Ciclo Combinado	93,00	40,00	10000,00
Nuclear	521,13	Nuclear	95,00	70,00	10000,00
Conservação	2740972,14	Conservação	100,00	0,00	33,33
Biomassa	68,41	Biomassa	80,00	25,00	33,33
<b>Curva Residual (10ª Fatia)</b>					

Tecnologias	Custo Nivelado \$/MWh	FC / Tecnologia	Máximo	Mínimo	Utilizado
Hidrelétrica Grande	0,17	Hidrelétrica Grande	85,00	38,00	10000,00
Hidrelétrica Média	0,23	Hidrelétrica Média	85,00	38,00	10000,00
Hidrelétrica Pequena	0,30	Hidrelétrica Pequena	85,00	38,00	10000,00
Carvão	36,93	Carvão	91,00	40,00	10000,00
Petróleo	217,45	Petróleo	50,00	8,00	25,00
Ciclo Aberto	72,10	Ciclo Aberto	50,00	0,00	25,00
Ciclo Combinado	10,84	Ciclo Combinado	93,00	40,00	10000,00
Nuclear	521,13	Nuclear	95,00	70,00	10000,00
Conservação	3654629,38	Conservação	100,00	0,00	25,00
Biomassa	10,41	Biomassa	80,00	25,00	10000,00
<b>Curva Residual (11ª Fatia)</b>					
Tecnologias	Custo Nivelado \$/MWh	FC / Tecnologia	Máximo	Mínimo	Utilizado
Hidrelétrica Grande	0,17	Hidrelétrica Grande	85,00	38,00	10000,00
Hidrelétrica Média	0,23	Hidrelétrica Média	85,00	38,00	10000,00
Hidrelétrica Pequena	0,30	Hidrelétrica Pequena	85,00	38,00	10000,00
Carvão	36,93	Carvão	91,00	40,00	10000,00
Petróleo	250,22	Petróleo	50,00	8,00	16,67
Ciclo Aberto	101,59	Ciclo Aberto	50,00	0,00	16,67
Ciclo Combinado	10,84	Ciclo Combinado	93,00	40,00	10000,00
Nuclear	521,13	Nuclear	95,00	70,00	10000,00
Conservação	5481944,27	Conservação	100,00	0,00	16,67
Biomassa	10,41	Biomassa	80,00	25,00	10000,00
<b>Curva Residual (12ª Fatia)</b>					
Tecnologias	Custo Nivelado \$/MWh	FC / Tecnologia	Máximo	Mínimo	Utilizado
Hidrelétrica Grande	0,17	Hidrelétrica Grande	85,00	38,00	10000,00
Hidrelétrica Média	0,23	Hidrelétrica Média	85,00	38,00	10000,00
Hidrelétrica Pequena	0,30	Hidrelétrica Pequena	85,00	38,00	10000,00
Carvão	36,93	Carvão	91,00	40,00	10000,00
Petróleo	348,52	Petróleo	50,00	8,00	8,33
Ciclo Aberto	190,04	Ciclo Aberto	50,00	0,00	8,33
Ciclo Combinado	10,84	Ciclo Combinado	93,00	40,00	10000,00
Nuclear	521,13	Nuclear	95,00	70,00	10000,00
Conservação	10963888,54	Conservação	100,00	0,00	8,33
Biomassa	10,41	Biomassa	80,00	25,00	10000,00

Fonte: Elaborado pelo Autor