



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

CARLOS MAGNO DOS SANTOS TORRES

**Apresentação e Aplicações do Software de
Planejamento de Expansão do Sistema
Interligado Nacional - CARTHER**

NITERÓI
2021

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

CARLOS MAGNO DOS SANTOS TORRES

**Apresentação e Aplicações do Software de Planejamento de
Expansão do Sistema Interligado Nacional - 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.

Orientador: Prof. D. Sc Bruno Soares Moreira Cesar Borba

Coorientador: Prof. D. Sc Bruno Henriques Dias

NITERÓI
2021

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

T693a Torres, Carlos Magno dos Santos
 Apresentação e Aplicações do Software de Planejamento de
 Expansão do Sistema Interligado Nacional - CARTHER / Carlos
 Magno dos Santos Torres ; Bruno Soares Moreira Cesar Borba,
 orientador ; Bruno Henriques Dias, coorientador. Niterói,
 2021.
 136 f. : il.

 Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,
 Niterói, 2021.

 DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGEET.2021.m.13903416746>

 1. Planejamento da Expansão. 2. Modelagem. 3. Fontes
 Renováveis. 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 -

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

CARLOS MAGNO DOS SANTOS TORRES

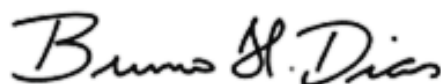
APRESENTAÇÃO E APLICAÇÕES DO SOFTWARE DE PLANEJAMENTO DE
EXPANSÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL CARTHUR

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica e de Telecomunicações da Universidade
Federal Fluminense como requisito parcial para a
Obtenção do Grau de Mestre em Engenharia
Elétrica e de Telecomunicações.
Área de concentração: Sistemas de Energia
Elétrica.

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. Dr. Leonardo Willer de Oliveira
Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF

Niterói
(fevereiro/2021)

Em memória de Nathan Mafra, que sempre mostrou o poder de um sorriso e da empatia na vida de outras pessoas.

Agradecimentos

Agradeço a minha família e em especial aos meus pais, Jorge Lúcio de Sousa Torres e Valéria Baptista dos Santos pelo incentivo a toda e qualquer decisão relacionada a vida acadêmica, profissional ou pessoais. Amo vocês e penso em vocês a cada decisão tomada.

Agradeço ao meu orientador Bruno S. M. C. Borba pela participação e grande parceria no desenvolvimento deste trabalho e pelo apoio nesta trajetória, sendo sem dúvidas um dos principais responsáveis por este resultado.

Também agradeço aos vários incentivadores, entre eles Leonel Lenzi, Érica Couto e Julie Holm que sempre buscaram, com palavras de incentivo, me motivar a seguir diante deste desafio.

Gostaria de agradecer também ao Ranther Melo, por proporcionar uma série de aprendizados nesta trajetória.

Resumo

Este trabalho propõe um modelo de Planejamento de Expansão nomeado CARTHER, desenvolvido em *Visual Basic for Applications* - VBA. São abordadas as características básicas e parâmetros mais relevantes utilizados em modelos de planejamento da expansão e descrito o modelo desenvolvido, capaz de simular simultaneamente até 4 cenários distintos, considerando geração de energia hidráulica, térmica à carvão, térmicas a gás natural (GN), térmicas a petróleo, bagaço de cana (biomassa), bem como fontes renováveis, dividindo o Sistema Elétrico de Potência em 4 subsistemas conectados. O trabalho apresenta a modelagem desenvolvida para obtenção de uma matriz elétrica ótima capaz de atender os requisitos de demanda do sistema, respeitando diretrizes políticas, disponibilidade de combustíveis, bem como restrições ambientais. Além disso, descreve a simulação realizada baseando o custo da energia na metodologia de Custo Nivelado de Energia – LCOE, aplicando conceitos de flexibilidade para garantir confiabilidade e robustez. A simulação é realizada a partir de 2 otimizações. A primeira otimização propõe uma participação ótima de fontes renováveis no sistema, e a segunda otimização considera as curvas de demanda e RE e obtém curva residual com 12 patamares para solução iterativa. O trabalho descreve a otimização do modelo, baseada em Programação Linear Inteira Mista *COIN Branch and. Cut solver* (CBC) aplicada através de suplemento *OpenSolver* do Microsoft Excel. Além disso, são descritos os desenvolvimentos e automações para permitir entrada de dados de usinas existentes de forma massiva e relatórios desenvolvidos para permitir a análise de resultados. Por fim, o trabalho apresenta um conjunto de testes caixa-preta realizados para validação do modelo, incluindo testes *Boundary Value Analysis* - BVA e testes comportamentais para avaliar a resposta do modelo quando submetido a cenários de fronteira. Desta forma o CARTHER se apresenta como uma ferramenta gratuita, voltada ao público acadêmico para simulação de cenários de planejamento da expansão do sistema elétrico.

Palavras-Chave: CARTHER, planejamento de expansão, fontes renováveis, ferramenta de modelagem, simulação iterativa.

Abstract

This work proposes an Expansion Planning model named CARTHER, developed in Virtual Basic - VB. An overview is introduced considering basic characteristics and the most relevant parameters applied in expansion planning models around the world and describes the model developed, capable of simulating simultaneously up to 4 different scenarios, considering hydraulic, thermal coal, thermal natural gas, thermal oil, biomass and renewable sources energy generation, dividing the Electrical Power System into 4 connected subsystems. The work presents the developed model to obtain an optimal electrical matrix capable of meeting the system's demand requirements, respecting the policy guidelines, resources availability, as well as environmental restrictions. Furthermore, it describes the simulation performed basing the cost of energy on the Levelized Energy Cost (LCOE) methodology, applying concepts of flexibility to guarantee reliability and robustness. The simulation is carried out from 2 participation optimizations. The first optimization proposes an optimal share of renewable sources and the second optimization considers the demand and RE curves to obtain a 12-level residual curve for iterative solution. This study presents the optimization model, based on Mixed-Integer Linear Programming COIN Branch and Cut solver (CBC) applied through Microsoft Excel's OpenSolver supplement. In addition, it presents the developments and automations to admit a bulk loading data and reports developed to helps users on simulation results analysis. Finally, the work presents a set of black box tests in order to validate the developed model, including Boundary Value Analyzes - BVA tests and behavioral tests to assess the last response of the model when submitted to frontier scenarios. Thus, CARTHER presents itself as a free tool, aimed at the academic public for simulating the scenario for planning the expansion of the electrical system.

Keywords: CARTHER, long-term expansion planning, renewable sources, modeling tool, iterative simulation.

Lista de Figuras

Figura 1 - Estrutura de Planejamento Energético	1
Figura 2 - Hierarquia de Ferramentas de Simulação no Brasil.....	3
Figura 3 - Representação de demanda líquida considerando geração Eólica.....	7
Figura 4 - Exemplo de representação de demanda de 8760 horas em 32 blocos de tempo	8
Figura 5 - Curva de Carga Acumulada Residual	13
Figura 6 - Representação de estrutura do modelo software CARTHER.....	19
Figura 7 – Representação de curva de carga diária.	22
Figura 8 – Representação gráfica da inserção de entradas associadas ao intercambio de energia	29
Figura 9 - Configuração de restrições no Suplemento OpenSolver - Microsoft Excel ..	39
Figura 10 - Curva de carga - 12 patamares.....	42
Figura 11 - Curva Acumulada CARTHER.....	43
Figura 12 – Representação de curva acumulada residual no CARTHER.....	44
Figura 13 – Etapas de reprocessamento de dados associados a geração RE após 1ª Otimização.....	49
Figura 14 - Diagrama detalhando etapas associadas a otimização iterativa (2ª Otimização)	51
Figura 15 – Configuração de função objetivo solver	55
Figura 16 - Restrição associada a disponibilidade de Petróleo configurada no OpenSolver	56
Figura 17 - Energia gerada durante otimização do patamar 1	57
Figura 18 – Valores de custo nivelado para otimização.....	58
Figura 19 – Detalhamento de tecnologias disponíveis para simulação e legenda explicativa.....	58
Figura 20 – Representação de incremento de energia por tecnologia.	62
Figura 21 – Representação gráfica para os resultados de intercâmbio de energia entre Subsistemas no modelo CARTHER.....	63
Figura 22 – Mensagem exibida na tela do CARTHER sinalizando solução inviável....	66

Figura 23 – Resultados de Intercambio de energia entre área durante simulação de cenário base para BVA de Capacidade de transmissão.....	67
Figura 24 - Resultados de Intercambio de energia entre área durante simulação BVA de capacidade de transmissão para limite de intercambio de 0,1 TWh.....	68
Figura 25 - Restrições inseridas no OpenSolver	89
Figura 26 - Custo nivelado apresentados no relatório de simulação do CARTHER	93
Figura 27 - Curva comparativa de custo nivelado apresentados no relatório de simulação do CARTHER	94
Figura 28 - Aumento no custo de operação provocado pelo incremento de demanda, apresentados no relatório de simulação do CARTHER	94
Figura 29 - Investimento para construção de novas usinas, demandadas pelo incremento de demanda, apresentados no relatório de simulação do CARTHER	95
Figura 30 - Aumento em capacidade instalada no sistema apresentados no relatório de simulação do CARTHER	95
Figura 31 - Representação do montante de capacidade instalada por tecnologia e subsistema.....	96
Figura 32 - Representação da evolução da capacidade instalada, quando comparando um período otimizado ao cenário base	96
Figura 33 - Composição da Matriz Energética Ano Base x Período Otimizado.....	97
Figura 34 - Fator de capacidade ótimo de operação do sistema para novas usinas construídas de acordo com a otimização	97
Figura 35 - Aumento na geração de energia por subsistema para o cenário de otimização proposto	98
Figura 36 - Curva residual acumulada para um subsistema considerando o cenário de otimização proposto.....	98
Figura 37 - Combustível requerido por fonte para o cenário de otimização proposto ...	99
Figura 38 - Emissão de monóxido de carbono por tecnologia par ao cenário de otimização proposto	99
Figura 39 - Intercâmbio de energia entre subsistemas para o cenário de otimização proposto	99

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Horizontes de planejamento e os diferentes modelos utilizados no planejamento do Setor Elétrico brasileiro	3
Tabela 2 - Requisitos de usuário para o <i>software</i> CARTHER	17
Tabela 3 – Detalhamento das entradas associadas a Custos de Operação e Manutenção no CARTHER	23
Tabela 4 - Detalhamento das entradas associadas a Combustíveis no CARTHER.....	24
Tabela 5 - Detalhamento das entradas associadas a externalidades ambientais no CARTHER	25
Tabela 6 - Detalhamento das entradas associadas a Construção do Usinas no CARTHER	26
Tabela 7 - Detalhamento das entradas associadas a Operação e Manutenção no CARTHER	28
Tabela 8 - Detalhamento das entradas associadas a limites das externalidades ambientais no CARTHER	30
Tabela 9 - Detalhamento das entradas associadas à combustíveis no CARTHER	31
Tabela 10 - Detalhamento das entradas associadas a flexibilidade no CARTHER	32
Tabela 11 – Tabela representativa de energia demandada em função de horas acumuladas durante um ano típico.	45
Tabela 12 – Exemplo de preenchimento de coeficientes de flexibilidade no CARTHER	47
Tabela 13 – Código CEG e detalhamento de combustíveis envolvidos na geração de energia térmica	60
Tabela 14 - Variáveis de entrada analisadas no teste BVA e seus limites	65
Tabela 15 - Variáveis de entrada e os valores aplicados para realização do teste BVA	65
Tabela 16 – Resumo do Teste <i>BVA</i> para variável de entrada demanda de energia.....	66
Tabela 17 - Resumo do Teste <i>BVA</i> para variável de entrada Limite de Transmissão....	68
Tabela 18 - Resumo do Teste <i>BVA</i> para variável de entrada distância entre subsistemas	69
Tabela 19 - Influência das distâncias do teste BVA no custo nivelado.....	69
Tabela 20 - Resumo do Teste <i>BVA</i> para variável de entrada custos totais.....	70
Tabela 21 - Resumo do Teste <i>BVA</i> para variável de entrada fator de capacidade	71

Tabela 22 - Detalhamento cenários de simulação comportamental	72
Tabela 23 – Incremento de energia inserido para simulação comportamental do cenário 1	73
Tabela 24 - Resultado da simulação comportamental do cenário 1	73
Tabela 25 - Fator de capacidade ótimo resultante da simulação comportamental - Cenário 1	74
Tabela 26 - Custo total de investimento resultante da simulação comportamental - Cenário 1	74
Tabela 27 - Incremento de energia inserido para simulação comportamental do cenário 2	75
Tabela 28 - Capacidade instalada máxima inserida como entrada para a simulação do cenário 2	76
Tabela 29 - Capacidade instalada apresentada como resultado para a simulação do cenário 2	77
Tabela 30 - Combustível requerido pelo sistema, apresentado em simulação do cenário 1	78
Tabela 31 – Capacidade instalada apresentada como resultado para a simulação do cenário 3	78
Tabela 32 - Comparativo de Custo entre cenários.....	79
Tabela 33 - Capacidade Instalada Máxima inserida para realização dos testes BVA..	100
Tabela 34 - Mínima Geração RE inserida para realização dos testes BVA	100
Tabela 35 - Disponibilidade de combustível inserida para realização dos testes BVA	100
Tabela 36 - Incremento de demanda e limites de transmissão inserida para realização dos testes BVA.....	101
Tabela 37- Máxima emissão de dióxido de carbono inserida para realização dos testes BVA.....	101
Tabela 38 - Fatores de Capacidade associados a cada tecnologia, inserida para realização dos testes BVA	101
Tabela 39 - Coeficientes de flexibilidade inserida para realização dos testes BVA	102
Tabela 40 - Detalhamento de distância e perdas entre subsistemas, inserida para realização dos testes BVA	102
Tabela 41 - Capacidade instalada máxima inserida para realização do teste comportamental	103
Tabela 42 - Mínima Geração RE inserida para realização do teste comportamental...	103

Tabela 43 - Disponibilidade de combustível inserida para realização do teste comportamental	104
Tabela 44 - Incremento de demanda e limites de transmissão inserida para realização do teste comportamental.....	104
Tabela 45- Máxima emissão de dióxido de carbono inserida para realização do teste comportamental	104
Tabela 46 - Fatores de Capacidade associados a cada tecnologia, inserida para realização do teste comportamental.....	104
Tabela 47 - Coeficientes de flexibilidade inserida para realização do teste comportamental	105
Tabela 48 - Detalhamento de distância e perdas entre subsistemas, inserida para realização do teste comportamental.....	105
Tabela 49 - Custo Nivelado e Fator de Capacidade aplicados a cada rodada de simulação	106

Lista de Abreviaturas e Siglas

CEPEL	Centro Estudos e Pesquisa da Leopoldina	
CME	Custo Marginal de Expansão	
CMO	Custo Marginal de Operação	
EPE	Empresa de Pesquisa Energética	
FC	Fator de Capacidade	
FV	Fotovoltaica	
G_{carga}	Demanda da carga	[TWh]
G_{RE}	Geração das fontes renováveis	[GWh]
G_{term}	Geração das fontes despacháveis	[GWh]
GIS	Global Atlas for Renewable Energy	
i	Taxa de desconto	[% a.a.]
IEA	<i>International Energy Agency</i>	
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>	
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>	
n	número de anos até o período futuro.	
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico	
RE	Fontes Renováveis Variáveis	
RLDC	<i>Residual Load Duration Curve</i>	
SEP	Sistema Elétrico de Potência	
SIN	Sistema Interligado Nacional	
PEN	Planejamento da Operação Energética	
PNE	Plano Nacional de Expansão	
VRE	<i>Variable Renewable Energy</i>	

Sumário

1. Introdução.....	1
2. Modelagem Planejamento da Expansão	6
2.1. Parâmetros Relevantes	6
2.1.1. Capacidade Firme	7
2.1.2. Cálculo do Custo da Energia kWh.....	9
2.1.3. Flexibilidade	11
2.1.3.1. Curva Acumulada Residual	12
2.1.3.2. Parâmetros de Flexibilidade	13
2.1.4. Capacidade de Transmissão	14
3. Detalhamento Matemático do CARTHER	16
3.1. Requisitos de Usuário para o CARTHER.	16
3.2. <i>Software</i> Proposto	18
3.3. Entrada de Dados.....	20
3.3.1. Previsão de Demanda	21
3.3.2. Curva de Carga.....	22
3.3.4. Características do Sistema.....	26
3.3.4.1. Características Relacionadas a Construção	26
3.3.4.2. Características relacionadas a Operação e Manutenção (O&M)	27
3.3.4.4. Flexibilidade.....	32
3.4. Otimização 1	32
3.4.1. Equacionamento da metodologia LCOE.....	33
3.4.2. Modelo de Otimização.....	35
3.4.3. Princípio da Otimização do Solver	38
3.5. Otimização 2	40
3.5.1. Curva de Geração Renovável	40
3.5.2. Curva de Carga Acumulada.....	41
3.5.3. Curva de Carga Acumulada Residual	43
3.5.4. Cálculos dos Patamares de Carga.....	43
3.5.5. Implementação da Flexibilidade no modelo.....	46

3.5.6.	Aplicação da Flexibilidade e das Restrições no Modelo Iterativo.....	48
3.5.7.	Simulação e Restrições Aplicadas ao Modelo Iterativo	51
4.	Implementação do Modelo CARTHER e Ferramentas de Apoio	54
4.1.	Elaboração da Função Objetivo e Configuração do Solver	54
4.2.	Desenvolvimento de <i>Logs</i> para Apoio na Análise de Resultados.....	56
4.3.	Desenvolvimento de Ferramenta de Importação de Dados da Base da Aneel.	59
4.4.	Desenvolvimento de Relatórios para Análise de Resultados	61
5.	Validação do Modelo.....	64
5.1.	<i>Boundary Value Analysis</i> - BVA	64
5.1.1.	Casos de Teste BVA.....	65
5.1.2.	Resultados do Teste BVA.....	66
5.2.	Teste Comportamental (Simulação de Requisitos).....	71
5.2.1.	Cenários para Teste Comportamental	71
5.2.2.	Resultados do Teste Comportamental.....	72
6.	Conclusão	80
	Referências	83
	Anexo A - Configuração das Restrições no Suplemento Solver	89
	Anexo B - Estrutura do Arquivo Empreendimentos em Operação	91
	Anexo C – Relatórios Individuais	93
	Anexo D – Dados para realização do teste BVA	100
	Anexo E – Dados para Realização do Teste Comportamental – Entradas Padrão	103
	Anexo F – Custo Nivelado por Patamar – Simulação Comportamental.....	106
	Anexo G – Códigos Desenvolvidos	113

1. Introdução

O Planejamento Energético tem se mostrado de grande importância frente diferentes estimativas e incertezas quanto as demandas energéticas futuras. Em virtude do desafio brasileiro de posicionar-se de maneira competitiva no contexto econômico internacional, planejar estrategicamente o setor energético nacional é condição essencial (EPE, 2020a). O Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico deve indicar uma matriz de geração ótima, minimizando os custos de investimento e operação futuros, mas também atendendo a demanda por energia de forma robusta e seguindo critérios de confiabilidade, mas ao mesmo tempo atendendo a necessidades institucionais, sociais e ambientais tanto em escala local quanto global (EPE, 2018a). A Figura 1 apresenta a estrutura associada ao processo de planejamento energético.

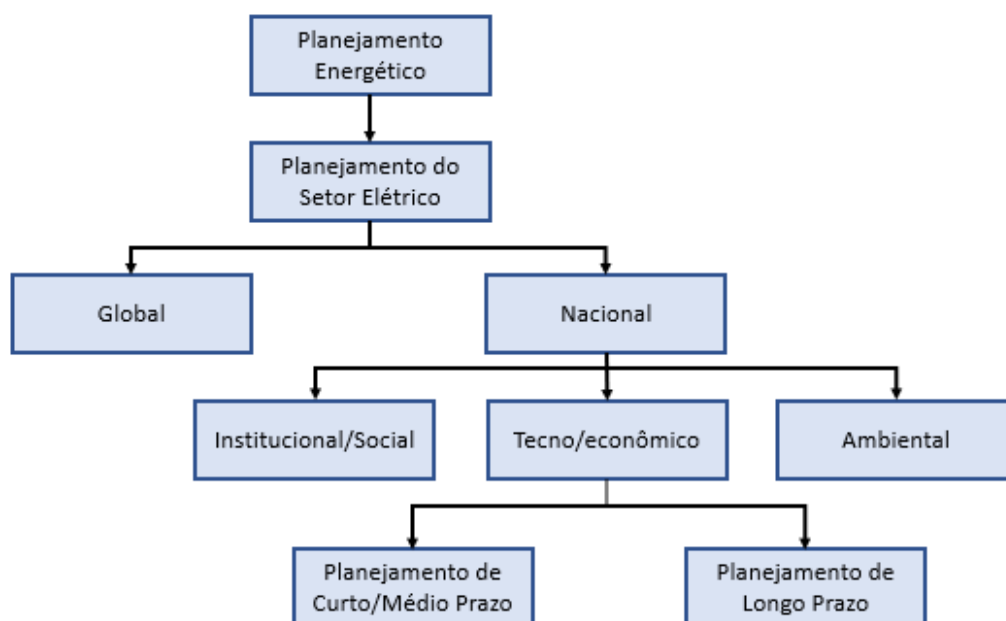


Figura 1 - Estrutura de Planejamento Energético

Fonte: Adaptado (IRENA, 2017)

O problema do planejamento em um sistema complexo como o brasileiro, com um parque de geração diversificado e uma malha de transmissão interconectada, envolve

não apenas a expansão da capacidade instalada para garantir o atendimento à totalidade da demanda, mas também a coordenação da operação, pois as decisões sobre a operação do sistema estão acopladas no tempo e também no espaço em função da interligação das bacias e reservatórios e sua multiplicidade de proprietários e usos (MERCEDDES; RICO; POZZO, 2013). Desta forma, o planejamento da expansão do sistema elétrico tem uma estreita relação com a operação do Sistema Elétrico de Potência - SEP. Diversos horizontes devem ser estudados, e de forma geral, estudos de longo prazo são utilizados como insumos para simulações de mais curto prazo, sendo aplicadas sucessivamente até a etapa de simulações para operação em tempo real. Para que isto seja possível, uma série de modelos matemáticos são desenvolvidos para permitir a simulação de cenários previstos. Os estudos de curto prazo, mais precisos, servem como importante base para retroalimentar ferramentas de longo prazo.

O Planejamento¹ de Curtíssimo Prazo, também denominado Operação em Tempo Real, tem horizonte de até 2 semanas e tem como objetivo definir despacho de geração das usinas de forma a minimizar o custo de operação ao longo do período de planejamento, bem como o Custo Marginal de Operação - CMO para cada período e por submercado. Este estudo é realizado a partir de insumos de estudos de Planejamento de Curto Prazo, normalmente discretizado em etapas semanais e mensais, onde determinam-se as metas individuais de geração das usinas hidráulicas e térmicas, bem como estimativa de geração eólica e os intercâmbios de energia entre subsistemas, considerando no final do horizonte uma função de custo futuro obtida da etapa de Planejamento de Médio Prazo. Na etapa de médio prazo são abordados principalmente a localização dos projetos de Energia Renovável Variável - VRE. Normalmente considera-se uma discretização mensal que abrange um horizonte de alguns anos à frente. Nesta etapa ocorrem simulações utilizando tanto CMO, quanto o Custo Marginal de Expansão - CME. Por último o Planejamento de Longo Prazo ou Planejamento da Expansão visa a realização de simulações associadas a metas de longo prazo, acordos internacionais, bem como compromissos políticos. Em muitos casos, estes são publicados como planos diretores e utilizados como diretrizes para estudos de médio prazo. Todas as etapas mencionadas são apoiadas pelo uso de modelos matemáticos, conforme apresentados na Tabela 1.

¹ Para maior detalhamento sobre os horizontes de planejamento e ferramentas de simulação associadas, consultar as referências CCEE, 2020a; CEPEL, 2020a, 2020b; IRENA, 2017; ZAMBELLI, 2006.

Tabela 1 – Horizontes de planejamento e os diferentes modelos utilizados no planejamento do Setor Elétrico brasileiro

TIPO	HORIZONTE literatura ²	modelo brasileiro ³
Curtíssimo Prazo	Até 14 dias	DESSEM
Curto Prazo	Até 12 meses	DECOMP
Médio Prazo	Até 20 anos	NEWAVE
Longo Prazo	Até 40 anos	NEWAVE/MELP

Fonte: Adaptado (CEPEL, 2020c, 2020d, 2020b, 2020a; IRENA, 2017)

O planejamento do setor elétrico brasileiro é realizado a partir de uma cadeia de estudos e simulações utilizando ferramentas modeladas para diferentes cenários e horizontes, conforme exibido na figura 2.



Figura 2 - Hierarquia de Ferramentas de Simulação no Brasil

Fonte: (CCEE, 2020a)

A cadeia de planejamento é iniciada a partir do Planejamento da Expansão, com foco em longo prazo, que deve indicar uma matriz de geração ótima, que minimize os custos de investimento e operação futuros. Para atingir esse objetivo, é necessário o uso de ferramentas computacionais que permitam a simulação da operação do sistema e a comparação das diversas alternativas de expansão. Nesse contexto, quanto mais aderente à realidade física dos eventos estiverem os modelos matemáticos, mais próximos dos custos e riscos reais estará o processo de planejamento. Porém, para construção e -

² Estes horizontes podem mudar dependendo do país considerado. Mais detalhes podem ser consultados em IRENA (2017).

³ Um maior aprofundamento sobre o funcionamento e principais características dos *softwares* e modelos matemáticos utilizados no cenário brasileiro pode ser obtido na descrição realizada pelo desenvolvedor CEPEL (2020a, 2020b, 2020c, 2020d).

aprimoramento de sistemas, por vezes os avanços necessários são complexos e exigem um grande esforço metodológico, computacional e de construção de base de dados, o que demanda investimentos dos desenvolvedores do sistema, sendo em alguns casos necessárias relaxações lineares e simplificações para desenvolvimento de um sistema que atenda às necessidades e seja, ao mesmo tempo, tratável (EPE, 2018a, 2018b).

Considerando os esforços no desenvolvimento e melhoria de ferramentas, não é uma realidade comum encontrar modelos de planejamento da expansão que sejam gratuitos, dificultando assim o acesso e inviabilizando a realização de estudos e projetos acadêmico na área de Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico. Tendo em vista a complexidade destes modelos, o que inviabiliza a construção de um modelo matemático sob demanda (quando no surgimento de estudos ou projetos) e a inexistência de ferramentas gratuitas para serem aplicadas como ferramental acadêmico, o trabalho apresentado dedicou-se ao desenvolvimento do *Software Acadêmico de Planejamento de Expansão - CARTHER*, podendo este ser aplicado em estudos acadêmicos de planejamento de longo prazo.

O CARTHER foi desenvolvido tendo *Visual Basic for Applications – VBA* como sua linguagem de programação, sendo suas funções e procedimentos desenvolvimentos para manipulação de dados e equações existentes em tabelas da ferramenta MS Excel. O modelo tem como premissa indicar uma matriz de geração ótima capaz de atender a demanda por energia em horizonte definido, calculando o custo do kWh baseando-se na metodologia de Custo Nivelado de Energia (*Levelized Cost of Energy – LCOE*). Para sanar limitações da metodologia *LCOE*, ligadas principalmente a dificuldade na comparação entre fontes variáveis e despacháveis, foram aplicados critérios de capacidade firme e flexibilidade ao sistema, garantindo maior confiabilidade e robustez aos resultados das simulações, apresentados pela ferramenta. O modelo considera dados de entrada existentes nos principais relatórios de planejamento e operação do setor elétrico brasileiro, como Plano Decenal de Expansão (PDE), Plano Nacional de Expansão (PNE), dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e relatórios de renomadas instituições internacionais, como International Energy Agency (IEA) e National Renewable Energy Laboratory (NREL) (EPE, 2007, 2019, 2020b; IEA, 2018; NREL, 2020; ONS, 2020a). O CARTHER incorpora ao seu modelo curvas típicas de demanda de energia, geração eólica e solar, segmentando o SEP em até 4 subsistemas distintos, interligados entre si e aplicando conceitos de Curva Acumulada Residual para

determinação da demanda a ser otimizada em cada subsistema. O processo de otimização do modelo conta com 2 simulações, baseada em Programação Linear Inteira Mista *COIN Branch and Cut Solver* – CBC implementadas através do suplemento *OpenSolver*, da ferramenta MS Excel. Para a visualização dos resultados, foram desenvolvidos relatórios apresentando toda a coletânea de dados resultantes das simulações. Por fim, o modelo desenvolvido foi submetido a testes caixa-preta *Boundary Value Analysis* – BVA e teste comportamental, para validação dos seus requisitos funcionais.

Este trabalho está estruturado em 6 capítulos. O capítulo 2 apresenta uma discussão dos principais requisitos de ferramentas de planejamento da expansão para longo prazo. O capítulo 3 apresenta a metodologia e detalhamento do modelo proposto, indo de equacionamento, entradas do sistema à detalhamento das simulações. O capítulo 4 apresenta funcionalidades desenvolvidas para o modelo. O capítulo 5 descreve os propostos para validação do *software* CARTHER. Por último, as conclusões são apresentadas no capítulo 6.

2. Modelagem Planejamento da Expansão

O planejamento de longo prazo do setor energético tem papel fundamental na avaliação das tendências no uso da energia, observada a estratégia energética nacional incluindo quesitos básicos como segurança energética, sustentabilidade ambiental, modicidade de preços e tarifas, universalização do acesso da população aos serviços energéticos, geração de emprego e renda e redução das desigualdades regionais (EPE, 2020b). Neste processo de viés estratégico, é extremamente importante que os modelos matemáticos utilizados para suportar a tomada de decisão sejam capazes de representar, da forma mais fiel possível, as características do horizonte estudado. Com a crescente participação de geração de energia a partir de tecnologias não despacháveis, é essencial que modelos de otimização sejam capazes de considerar estas particularidades para manutenção de uma matriz energética robusta e confiável. Conforme mencionado em IRENA (2017), as diferenças entre características de geradores variáveis e geradores convencionais (despacháveis) têm impactos únicos nas propriedades funcionais e operação de um sistema de potência. Uma vez que os planejadores devem garantir que um fornecimento confiável de energia é mantido e como a participação do VRE em um sistema aumenta, eles também devem garantir que o resto do sistema se adapte de forma coevolutiva.

2.1. Parâmetros Relevantes

Com o aumento da participação da geração de energia renovável na matriz elétrica, principalmente eólica e solar, novas abordagens têm sido adotadas no planejamento, buscando mitigar os efeitos da variabilidade e imprevisibilidade destas fontes e uma expansão mais adequada. Dessa forma, modelos computacionais utilizados para auxiliar a tomada de decisão em problemas de planejamento passam a necessitar de uma representação mais precisa dessas fontes de geração e de outras tecnologias como baterias, para que possam ser utilizados com maior confiança no design de planos de expansão para o futuro. (SILVA; GANDELMAN; TRINKENREICH, 2019). IRENA (2017) e EPE (2018a) destacam que, para estudos de planejamento da expansão envolvendo a inserção de geração RE, podendo estes demandar esforço computacional e

necessidade de simplificações, é de grande relevância a avaliação da Capacidade Instalada, Flexibilidade do Sistema, bem como Capacidade de Transmissão. Além destes, é de grande importância a definição da metodologia para cálculo e comparação entre diferentes tecnologias.

2.1.1. Capacidade Firme

A avaliação de capacidade tem por objetivo definir se o sistema possui recursos suficientes para atender a demanda a todo instante, considerando a disponibilidade dos recursos no tempo, mas sem analisar propriedades referentes às mudanças de um instante para o outro, como taxas de variação ou rampa para tomada de carga (EPE, 2018a).

Com o avanço das RE, se tornando cada vez mais participativas na composição da matriz energética, é essencial que os estudos de planejamento considerem sua não controlabilidade. Mills e Wiser (2012) definem capacidade firme como a quantidade de geração convencional que pode ser despachada sem reduzir o nível de confiabilidade relativo ao que o sistema teria sem a geração RE. Desta forma, nem toda a capacidade instalada RE poderá ser considerada no cálculo de capacidade firme, visto que, devido ao comportamento intermitente, em alguns momentos sua geração pode não atender a demanda por energia, ou apresentar geração excessiva, considerando a demanda instantânea. A Figura 3 apresenta esta relação demanda x carga, representação a determinação de carga líquida, comparando demanda e geração eólica.

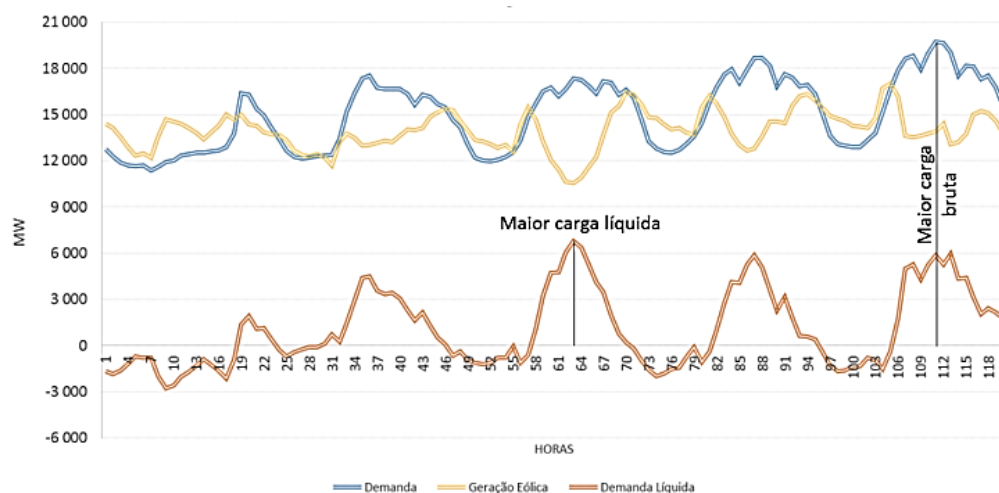


Figura 3 - Representação de demanda líquida considerando geração Eólica.

Fonte: (EPE, 2018a)

A fração da capacidade de geração RE, confiável, e que contribui para a capacidade firme é denominada crédito de capacidade, sendo, segundo IRENA (2017), determinado principalmente pela compatibilidade temporal entre geração RE e demanda (existência de demanda no momento da geração RE).

Desta forma, a representação do comportamento, tanto da geração RE quanto da demanda em função do tempo tornam-se relevantes na construção do modelo. Esta importância é abordada por (PONCELET et al., 2016; UECKERDT et al., 2017) que destaca a influência da representação (resolução temporal) na precisão da determinação do crédito de capacidade e apresentam como diferentes escolhas de resolução temporal podem afetar o crédito de capacidade de geradores RE.

IRENA (2017) aborda que, com o objetivo de representar a variabilidade da demanda de 8760 horas, podem ser realizadas quebras, apresentando assim blocos de tempo, onde normalmente são utilizados de 12 e 64 blocos para representações em modelos de planejamento da expansão.

Esta abordagem, apresentada na Figura 4 divide um ano típico em 4 estações, podendo estas apresentarem particularidades em relação a demanda, ventos e irradiação, por exemplo. Definição de dias úteis e fins de semana, que pode apresentar mudanças no perfil das curvas, além de dividir um dia típico em blocos de 4 horas, apresentando as diferenças de demanda em função da hora do dia.

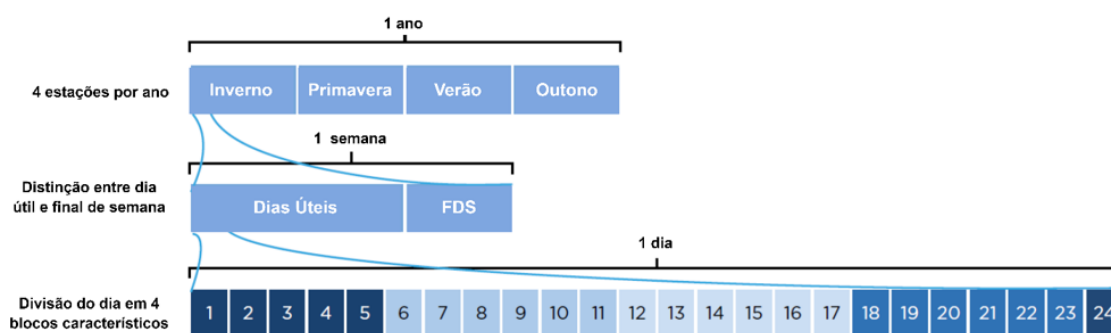


Figura 4 - Exemplo de representação de demanda de 8760 horas em 32 blocos de tempo
 Fonte: Adaptação de (IRENA, 2017)

EPE aborda, através da nota técnica 05/2020 (2020c), que nos comportamentos distintos da carga como consequência principalmente das variações climáticas e dos diversos ciclos de atividade dos setores produtivos, são observados patamares cerca de

15% acima ou abaixo da energia média anual requerida do Sistema Interligado Nacional. Quando analisados intervalos diários, há ainda mais variabilidade, e atinge-se, por vezes, amplitudes de 50 a 150% da energia média diária.

Para o desenvolvimento do CARTHER, partindo do fato das amplitudes diárias apresentarem maior representatividade do que as anuais e considerando as limitações computacionais, foi definido pelos desenvolvedores a aplicação de 12 blocos de tempo, considerado por IRENA (2017) como intervalo mínimo usual para modelos de planejamento da expansão, divididos em blocos de 2 horas, para melhor representação da variabilidade diária.

2.1.2. Cálculo do Custo da Energia kWh

As decisões de investimento em infraestrutura de geração elétrica necessitam de uma base comum de comparação entre as diversas tecnologias disponíveis, de forma a dar suporte ao processo de escolha da melhor opção para compor o mix de geração de um dado sistema de potência (MEDEIROS, 2017). No que tange o custo da energia, kWh, historicamente, a metodologia LCOE é a mais utilizada e difundida para comparação entre diferentes tecnologias no processo de geração de energia. Segundo IEA (2020), o LCOE é uma avaliação econômica do custo do sistema de geração de energia, incluindo investimento inicial e custos com operação e manutenção, custo de combustível, custo capital ao longo da sua vida útil. Para sua determinação, na consideração de fluxo de caixa, assume-se o valor presente líquido - VPL do projeto seja zero. Sendo assim, pode-se definir o LCOE como o custo mínimo para geração de energia de uma determinada tecnologia. Com o objetivo de contornar falhas no LCOE, a EIA⁴ definiu a metodologia de Custo Nivelado Evitado de energia – LACE, correspondente ao custo de oportunidade de não fazer uso da reserva girante convencional para atender ao balanço dinâmico carga-geração. No Brasil, foi desenvolvido pela EPE, a metodologia de cálculo do Índice de Custo Benefício - ICB⁵. Alguns estudos (EIA, 2013; MEDEIROS, 2017; ROMEIRO;

⁴ Para maior aprofundamento sobre o tema, consultar (EIA, 2018).

⁵ O índice ICB é utilizado para ordenação econômica de empreendimentos de geração termelétricos, solares e eólicos. Para maior aprofundamento, consultar (EPE, 2006).

ALMEIDA; LOSEKANN, 2015) foram desenvolvidos abordando os diferentes índices e a aplicação para comparar diferentes tecnologias de geração de energia.

Para o desenvolvimento do CARTHER, optou-se pela implementação da metodologia LCOE, por se tratar de uma metodologia difundida e presente em diversos modelos.

O custo nivelado de energia avalia um sistema de geração de energia considerando investimento inicial, operações e manutenção, custo de combustível, custo de capital, permitindo avaliar tecnologias alternativas de diferentes escalas de operação, podendo ser usado para comparar o custo de energia gerada por um recurso renovável com o de uma unidade geradora padrão de combustíveis fósseis (NREL, 2020; SHORT; PACKEY; HOLT, 1995).

A seguir serão detalhadas as entradas relacionadas a custos, que se farão necessárias para o cálculo do custo nivelado de energia:

- **Custo Capital** – Custos, em \$/kW, associado única e exclusivamente à construção do empreendimento.
- **Custo de Operação e Manutenção (O&M)** – Custo relacionado a operação da instalação, passado por custo de manutenção, custos com mão-de-obra técnica, operação assistida, e outros custos regulares ou esporádicos.
- **Custo de combustível** – Custo por unidade de combustível padrão da tecnologia. informação essencial, para que juntamente com as características operativas, seja possível definir os custos totais com combustível.
- **Custos associados a externalidades ambientais** – Atividades econômicas provocam perdas de bem-estar para os indivíduos afetados. Uma das formas de corrigir esses efeitos adversos é a utilização de Instrumentos Econômicos - IE, cuja função principal é internalizar custos externos nas estruturas de produção e consumo da economia. (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2020).

Para garantir a confiabilidade do sistema e considerar custos associados a reservas necessárias quando na utilização de geração RE (principal fragilidade do LCOE), serão aplicados parâmetros de flexibilidade à simulação, onde o processo de otimização irá

considerar não somente o LCOE da tecnologia, mas os custos atrelados a outras usinas que deverão ser implementadas para atendimento aos critérios de flexibilidade.

2.1.3. Flexibilidade

A flexibilidade, segundo (GUTIERREZ, 2019) é usada genericamente para definir a capacidade de um sistema de responder em tempo hábil às variações no suprimento e na demanda de eletricidade. A EPRI (2014), define flexibilidade como a capacidade de adaptar-se às condições de mudança, fornecendo eletricidade de forma segura, confiável, acessível e de forma ambientalmente responsável, sendo este segundo conceito considerado neste trabalho.

Inicialmente associa-se as variações do sistema a mudanças na demanda por energia, contudo o aumento de penetração de fonte de geração RE também se apresenta como um grande desafio no que tange estabilidade e controlabilidade do sistema elétrico brasileiro. Por serem não controláveis e com variação na geração de energia elétrica em curto prazo, a crescente penetração dessas fontes na matriz elétrica nacional, nos últimos anos, torna necessária a representação de variações de geração em escala temporal menor que a mensal, atualmente adotada no planejamento e na operação do sistema elétrico brasileiro (PROJETO SINAPSE, 2019). Cada sistema de energia possui requisitos de inércia pré-especificados que impõem ter alguma capacidade síncrona que é despachada em todos os momentos. Em termos práticos, alcançar níveis de penetração RE instantâneos de 100% é muito desafiador, a menos que um sistema seja apropriadamente interligado para obter inércia de um país vizinho que faz parte da mesma rede síncrona (IRENA, 2018).

Neste cenário, o intercâmbio entre sistemas é essencial de forma a interligar regiões que possuam geração com diferentes características de flexibilidade, e diminuindo a flutuação da curva residual⁶. Zaman (2018) apresenta como exemplo a Dinamarca, que possui como meta atender 100% de sua demanda por energia através de geração RE (eólica) até 2050, onde em 2015, observou recorde de geração instantânea

⁶ Para maior aprofundamento sobre o tema, consultar (BOIE et al., 2016) e (ULBIG; ANDERSSON, 2015).

RE atingindo 140%, tendo a flexibilidade da sua rede garantida pelos seus vizinhos Alemanha, Noruega e Suécia.

De forma geral, as características de flexibilidade estão associadas a resposta do sistema frente às mudanças na condição do sistema, e, portanto, particularidades de cada tecnologia determinam o grau de contribuição de cada fonte para a flexibilidade do sistema e ignorar as restrições técnicas das usinas pode ocasionar em soluções de investimento sub-ótimas. (NWEKE et al., 2012; PROJETO SINAPSE, 2019).

Para representação da flexibilidade em modelos de planejamento da expansão, Ueckerdt et al (2017) apresenta conceitos da Curva Residual Acumulada – (*Residual Load Duration Curve* – RLDC), enquanto Sullivan et al (2013a) apresenta a construção das restrições de flexibilidade desenvolvida e parametrizada para o modelo MESSAGE, ferramenta de planejamento da expansão.

2.1.3.1. Curva Acumulada Residual

A Curva de Carga Acumulada Residual (RLDC) pode ser vista como a representação em termos da mudança da Curva de Carga Acumulada, induzida por variabilidade das fontes renováveis (UECKERDT et al., 2015). De uma forma geral, a curva de carga residual pode ser definida como a demanda subtraída da geração RE, conforme Figura 5. Desta forma, um trecho ou ponto de curva residual negativo implica geração de RE em excesso sobre a demanda, que é otimizado para ser reduzido ou armazenado para um uso posterior (IRENA, 2017).

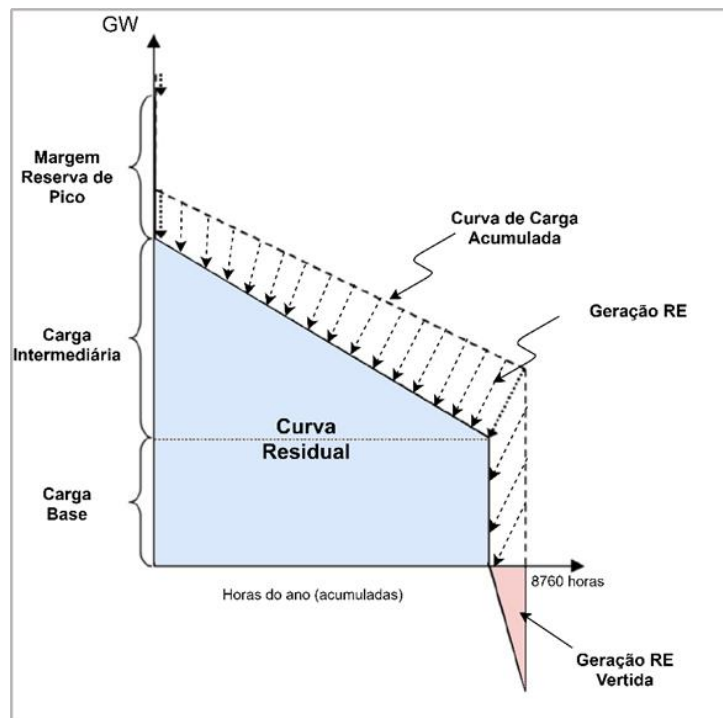


Figura 5 - Curva de Carga Acumulada Residual

Fonte: Adaptado de (UECKERDT, et al., 2015)

No que se refere a incorporação do modelo RLDC ao CARTHER, parte-se da premissa de que as usinas de geração RE não possuem formas de armazenamento de energia, sendo todo o excedente de geração descartado no modelo, podendo desta forma ser interpretado como energia vertida.

2.1.3.2. Parâmetros de Flexibilidade

Além da implementação da curva RLDC, Sullivan et al (2015) propõe a implementação de coeficientes de flexibilidade, atribuindo a cada tecnologia de geração coeficiente correspondente a sua contribuição ou demanda de flexibilidade para o sistema. Sendo assim, tecnologias despacháveis receberiam coeficientes positivos, enquanto carga e tecnologias VRE apresentam coeficientes negativos. Gerações despacháveis inflexíveis, com elevadas rampas ou quaisquer características técnicas que dificultem o atendimento a mudanças no sistema são representadas a partir de coeficiente de flexibilidade nulo.

Os valores de flexibilidades podem variar de -1 a 1, onde -1 indica que cada 1 MW demanda 1 MW de energia flexível, e 1 indica que 1 MW gerado é totalmente

flexível, apoiando as demandas por flexibilidade do sistema. Estes valores seriam aplicados a uma equação de balanço de flexibilidade do sistema.

2.1.4. Capacidade de Transmissão

No que se refere ao planejamento da expansão, é importante que se busque uma representação mais estratificada da rede elétrica, considerando-se não só as grandes interligações regionais, mas também os principais troncos de transmissão intrarregionais, cujas capacidades elétricas podem impactar o processo de otimização da operação eletroenergética dos sistemas de geração e transmissão em expansão (EPE, 2020b).

Um sistema de transmissão robusto é estritamente necessário para aproveitamento máximo da capacidade de geração, usufruindo do potencial e da particularidade de cada região ou área elétrica. Lannoye, Flynn e Malley (2015), mencionam que o efeito do congestionamento da transmissão costuma aumentar o número de instalações que precisarão gerar energia simultaneamente para garantia do suprimento de energia e que, desta forma, as redes de transmissão podem influenciar tanto na quantidade quanto na localização dos serviços de reserva que são necessários para garantir a confiabilidade do sistema.

No que se refere a utilização do sistema de transmissão, segundo EPE (2020d), as gerações hidráulica e térmica (com exceção de biomassa), representaram respectivamente 64,9% e 14,6% da oferta de energia em território brasileiro. Considerando o fato de o Brasil possuir grandes hidrelétricas como Itaipu, Belo Monte e as usinas do Complexo do Rio Madeira (UHE Santo Antônio e UHE Jirau), que necessitam da rede de transmissão⁷ para escoar a energia gerada até seus principais consumidores, além do fato de que a maior parcela na matriz energética brasileira é constituída por geração de origem hidrelétrica e termelétrica, aliado a limitação do número de variáveis do modelo (cada tecnologia inserida representaria um acréscimo de 48 variáveis ao modelo⁸), adotou-se como critério para construção do modelo CARTHER que apenas usinas hidráulicas e

⁷ Com relação as usinas de Itaipu, Belo Monte e as usinas do Complexo do Madeira, a transmissão de energia destas é realizada majoritariamente através de circuitos de corrente contínua (HVDC).

⁸ Para a representação de uma tecnologia capaz de exportar energia, considera-se que esta tecnologia estará disponível em 4 subsistemas, exportando energia para as outras 3 regiões, em até 4 cenários de simulação paralelos ($4 \times 3 \times 4 = 48$).

térmicas seriam elegíveis a gerar energia para transmitir a outras áreas elétricas. Desta forma, as demais tecnologias podem gerar energia exclusivamente para atender a demanda do subsistema local. Além disso, para o modelo, dividido em até 4 subsistemas, é possível que o usuário defina distância, perdas, bem como limite de capacidade de transmissão⁹ entre estes subsistemas.

⁹ A modelagem proposta pelo CARTHER não faz diferenciação entre transmissão em HVAC e HVDC, e o parâmetro que indica perdas na transmissão deve ser apresentado como um parâmetro equivalente.

3. Detalhamento Matemático do CARTHER

O *software* CARTHER, apresentado neste trabalho, foi desenvolvido em conjunto pelos engenheiros eletricitas Carlos Magno dos Santos Torres e Ranther Ferreira de Melo, sendo uma ferramenta acadêmica de Planejamento de Expansão do Sistema Elétrico. A principal função da ferramenta, é a obtenção de uma configuração ótima de operação no setor elétrico, por uma ótica econômica, apresentando assim a configuração de menor custo para o cenário proposto, considerando custos associados a construção de usinas, operação e manutenção, custos para mitigação de externalidades (instrumento econômico utilizado como compensação para a poluição causada durante o processo de geração de energia), atendendo as restrições sistêmicas e/ou operativas existentes no Sistema Interligado Nacional (SIN). Desta forma, a otimização trabalha com parâmetros atrelados as principais tecnologias de geração, tanto considerando questões técnicas, quando questões ambientais, como parâmetros pré-definidos e/ou requisitos de sistema que serão critérios de decisão para o funcionamento da ferramenta. Esta seção destina-se a apresentar os requisitos e estrutura do modelo, suas entradas de dados, toda sua formulação matemática bem como os processos de otimização implementados.

3.1. Requisitos do Software CARTHER.

Para que fosse possível a criação de um modelo aderente as necessidades, a primeira ação necessária foi a determinação dos requisitos de programa pela ótica de usuário, definindo assim as premissas básicas para o modelo a ser desenvolvido. Assim foram levantados os requisitos básicos, apresentado na tabela 2.

Tabela 2 - Requisitos do software CARTHER

Req	Descrição
1	Realizar otimização da função \$/kWh, através da minimização de custo de operação do sistema elétrico para um horizonte definido.
2	Possibilidade de representação do sistema elétrico por até 4 áreas equivalentes durante a cenarização de horizontes de simulação.
3	Possibilitar modelagem, pelo usuário, das características de interligação entre estas áreas
4	Possibilitar simulação de até 4 cenários distintos paralelamente.
5	Considerar as principais fontes de geração de energia presentes na matriz elétrica brasileira.
6	Possibilitar inserção de curvas de comportamento da demanda e geração VRE.
7	Considerar a disponibilidade de combustível associado aos processos de geração de energia, quando aplicável.
8	Considerar custos associados a geração de energia.
9	Considerar externalidades ambientais relacionadas à geração de energia.
10	Cenarização com possibilidade de definição de um limite às externalidades ambientais
11	Considerar características operativas associadas a fator de capacidade de cada uma das tecnologias
12	Possibilidade de definição de limites de geração de energia associados a cada uma das fontes
13	Possibilidade de inserção de até 2 novas fontes de tecnologias a terem suas principais características modeladas pelo usuário
14	A ferramenta deve apresentar relatório de suporte para cenários de falha ou falta de convergência da solução
15	A ferramenta deve apresentar relatório apresentando os resultados das simulações

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Com estes requisitos foi possível entender as necessidades iniciais dos usuários da ferramenta, bem como iniciar as análises para a construção de um modelo de simulação. A seção 3.2 abaixo apresenta, de forma resumida o sistema proposto, apresentando principais características, e precedendo uma análise mais detalhada da ferramenta desenvolvida.

3.2. *Software Proposto*

A ferramenta de modelagem CARTHER, foi idealizada pelos seus desenvolvedores para simular horizontes superiores a 20 anos, servindo de ferramental para o planejamento da Expansão de Longo Prazo do Setor Elétrico. O *software* foi desenvolvido em linguagem *Visual Basic for Applications* - VBA da Microsoft. O modelo conta com duas otimizações, onde a primeira otimização tem como principal objetivo propor capacidade instalada de RE, desconsiderando as curvas características de demanda e curvas de geração RE. As capacidades instaladas eólica e solar resultantes da primeira otimização são sobrepostas as suas curvas características para cálculo da RLDC. Assim a segunda otimização é responsável por propor a composição da matriz do que atenderá a demanda do sistema a partir da curva RLDC.

O sistema desenvolvido permite ao usuário simular paralelamente até 4 cenários, o que permite a cenarização de um horizonte, visto que são geradas soluções independentes, sendo estes cenários definidos pelos dados inseridos pelo usuário. A Figura 6 apresenta uma estrutura macro do modelo construído. Para a representação de um cenário, o usuário deverá inserir informações sobre a demanda, curva de demanda e VRE, parâmetros atrelados a cada uma das tecnologias e informações sobre custo de construção, operação, manutenção e externalidades, disponibilidade de recursos, características operativas, restrições ambientais entre outros limitantes para o modelo.

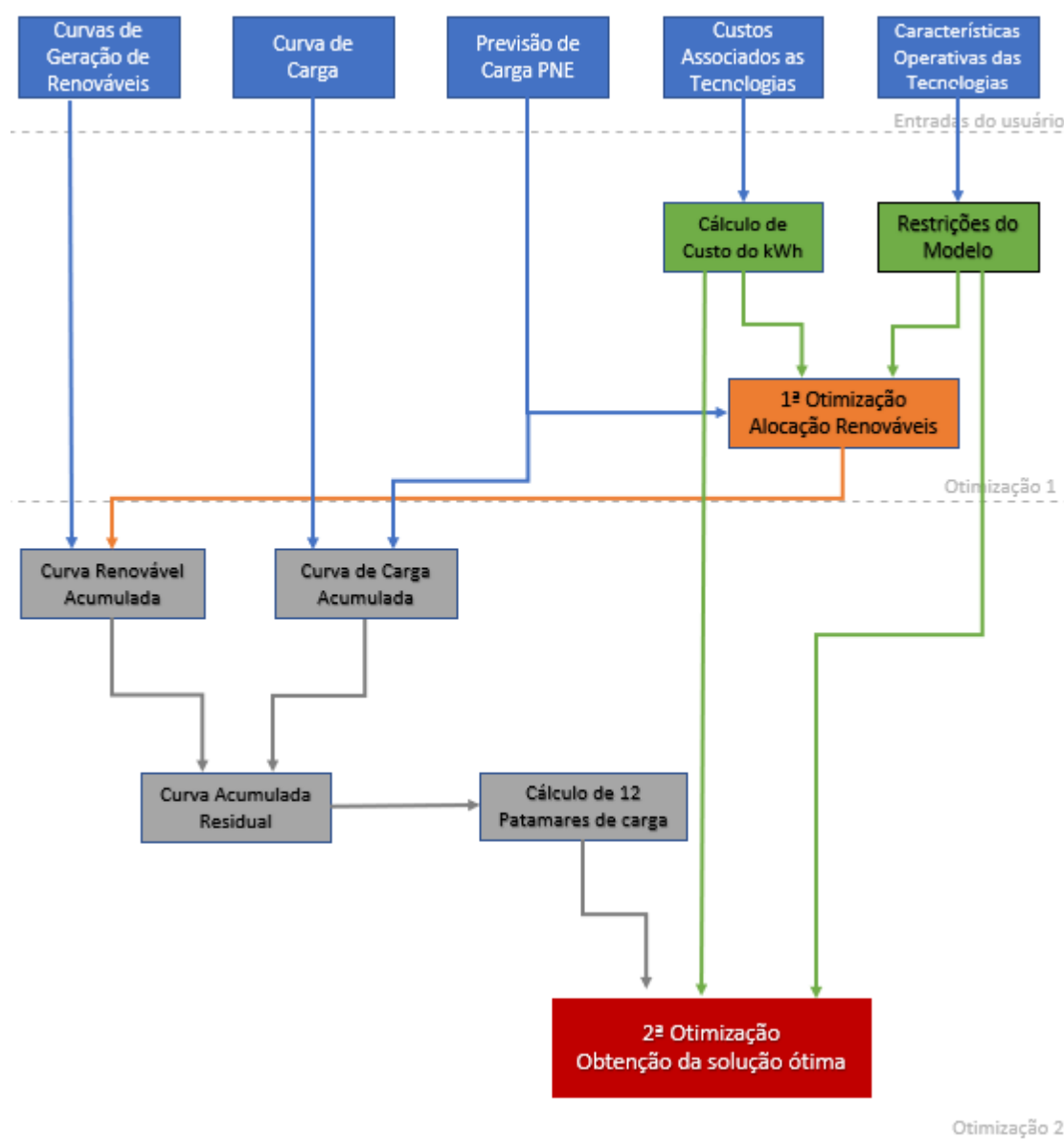


Figura 6 - Representação de estrutura do modelo *software* CARTHER

Fonte: Elaborado pelo Autor.

A estrutura do CARTHER, apresentada na Figura 6 é detalhada a seguir:

Entradas de Usuário: Esta etapa refere-se a entrada de dados pelo usuário para construção de um cenário de simulação. A construção de um cenário de simulação no CARTHER conta com informações de capacidade instalada mínima e máxima, disponibilidade de combustível, custos e detalhes atrelados a tecnologias, informações de intercambio de energia, demanda entre outros. O detalhamento destas entradas é realizado na seção 3.3 deste trabalho.

Otimização 1: Após inseridas estas informações, a ferramenta irá calcular o custo do kWh para cada tecnologia construindo assim uma base de comparação entre as distintas formas de geração de energia. Em seguida é realizada uma otimização considerando os valores absolutos de demanda. A mesma é baseada em Programação Linear Inteira Mista, utilizando o *software* de otimização *COIN Branch and Cut solver* (CBC) e tem como objetivo a obtenção de valores de geração RE. Os valores obtidos serão distribuídos nas curvas características de geração eólica e solar, definido assim a geração RE proposta pelo modelo. O detalhamento desta solução é apresentado na seção 3.4.

Otimização 2: Nesta etapa, com base nos resultados obtidos para geração RE, são construídas as curvas de geração RE, calculadas as curvas acumuladas e a curva acumulada residual e o vertimento de energia RE. Com estas informações e considerados os critérios de flexibilidade do sistema é realizada uma nova otimização, composta de 12 otimizações parciais, sendo cada uma desta referente a uma fatia da curva acumulada residual. O detalhamento desta solução é apresentado na seção 3.5.

O CARTHER também conta com alguns relatórios que permitem ao usuário visualizar os resultados das simulações dos 4 cenários modelados a partir dos dados de entrada. Além do relatório de cada cenário, foi desenvolvido um relatório para comparar os resultados dos cenários de simulação, podendo-se observar similaridades, comparar custos, demanda por combustíveis entre outras saídas do modelo.

3.3. Entrada de Dados

Com base nos requisitos estabelecidos e em relatórios de planejamento e operação do setor elétrico brasileiro, como Plano Decenal de Expansão (PDE), Plano Nacional de Expansão (PNE), dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e relatórios de renomadas instituições internacionais, como International Energy Agency (IEA) e National Renewable Energy Laboratory (NREL) (EPE, 2007, 2019, 2020b; IEA, 2018; NREL, 2020; ONS, 2020a), além de análise das principais ferramentas existentes para planejamento de longo prazo, e o modelo proposto para o ferramenta CARTHER, foi possível listar um conjunto de parâmetros a serem inseridas pelo usuário, consideradas relevantes na cenarização para uma simulação de longo prazo, sendo estas insumos básicos para modelo. Vale ressaltar que devido ao fato de o *software* em questão ter sido

desenvolvido a partir de um modelo incremental, algumas das entradas foram definidas no modelo inicial e outras foram incorporadas conforme evolução do modelo. Nas próximas seções não haverá distinção dos parâmetros definidos no modelo inicial e dos inseridos nas versões intermediárias, conforme incorporados novos critérios e funcionalidades.

3.3.1. Previsão de Demanda

Considerando um estudo de longo prazo e na tentativa de minimizar possíveis distorções entre os cenários conhecidos hoje e os possíveis cenários no horizonte de análise, a EPE (2020b) destaca a importância da cenarização da demanda energética com o objetivo de permitir uma avaliação estratégica para o planejamento, a partir de possíveis caminhos com suas respectivas consistências internas e incertezas associadas.

O *software* CARTHER foi desenvolvido de forma a permitir a simulação de até 4 cenários de forma independente, com diferenças em quaisquer parâmetros de entrada, como por exemplo geração mínima renovável, reservas 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 subáreas elétricas, ou subsistemas. A primeira versão do *software* foi desenvolvida para que possa ser adequada ao SEP do Brasil, e por este motivo as áreas elétricas já foram denominadas, como padrão, considerando a divisão existente no Brasil, sendo estas Sudeste (representando as regiões Sudeste e Centro-Oeste), Norte, Nordeste e Sul. Desta forma, para cada período de desejo, o usuário deverá 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.

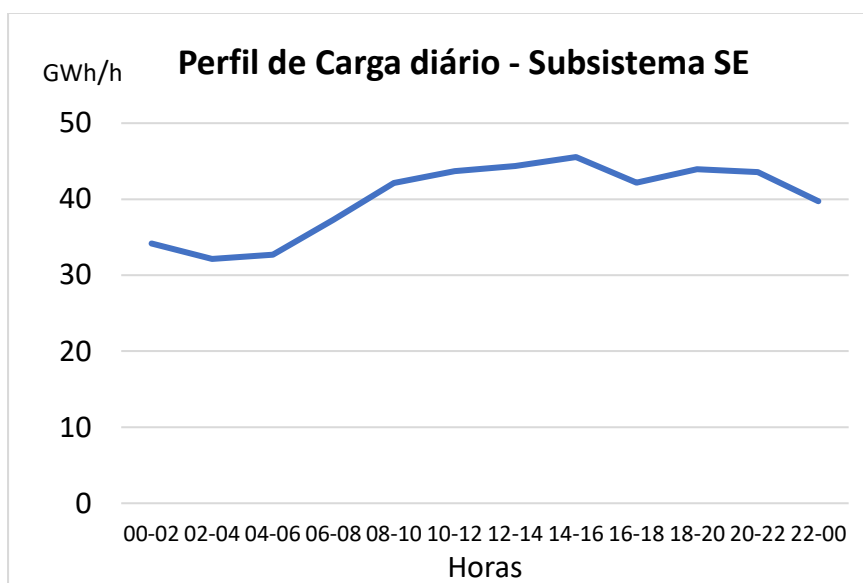
A equação 1, Δ_{Dem} representa o incremento de demanda de energia, $D_{horizonte}$ representa a demanda total de energia do ano horizonte da simulação, informação que poderá em alguns casos ser extraída do Plano Nacional de Energia (PNE), ou determinada pelo usuário conforme preferência e $D_{ano\ base}$ representa a demanda do ano base.

$$\Delta_{Dem} = D_{horizonte} - D_{ano\ base} \quad (1)$$

Por se tratar de uma ferramenta de planejamento da expansão, o modelo parte da premissa que a entrada do usuário seja sempre maior ou igual a zero. Os valores de demanda de energia elétrica serão utilizados na primeira otimização, e são essenciais para a construção do cenário de simulação a ser apresentado pelo usuário da ferramenta.

3.3.2. Curva de Carga

Considerando a variabilidade da demanda por energia no decorrer do dia maior do que a variabilidade apresentada em períodos distintos do ano e para permitir uma representação mais precisa do cenário de simulação o *software* CARTHER foi desenvolvido de forma a permitir que o usuário, para a representação de seu cenário de simulação, inclua no modelo até 4 perfis diários de carga, conforme exemplificado na Figura 7, sendo cada perfil associado a uma das áreas elétricas representadas na simulação.



**Figura 7 – Representação de curva de carga diária.
Exemplificação da curva da região Sudeste (SE)**

Fonte: Elaborado pelo Autor.

A curva inserida pelo usuário tem como principal função apresentar o perfil da carga, sendo os valores inseridos em GWh/h, unidade utilizada tanto nas etapas de programação quanto na verificação dos valores diários de demanda pelo Operador

Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Após a inserção destes valores, realiza-se uma conversão para valores por unidade - pu para posterior ajuste da curva de carga, considerando o incremento de demanda anual inseridos pelo usuário, apresentado na subseção 3.3.1, e respeitando a relação apresentada na equação 2.

$$\Delta_{Dem} = 365 \times \int_0^{24} Curva\ de\ Carga\ dt \quad (2)$$

3.3.3. Custos associados a geração e transmissão de energia

Para a modelagem do CARTHER, o custo capital é calculado para cada uma das tecnologias em cada um dos períodos de simulação. Para este dado não há distinção entre subsistemas. Desta forma o custo em questão é comum aos 4 subsistemas dentro de um cenário de simulação desenvolvido pelo usuário.

No que tange os custos de O&M, o *software* CARTHER espera receber dois valores de custo, conforme apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Detalhamento das entradas associadas a Custos de O&M no CARTHER

entrada	unidade	preenchimento
Custo de O&M fixo	\$/kW-ano	• Por tecnologia • Cenário de Simulação
Custo de O&M variável	\$/kWh	• Por tecnologia • Cenário de Simulação

Fonte: Elaborado pelo Autor.

A tabela 4 apresenta de forma detalhada as entradas associadas aos **custos de combustíveis** no CARTHER, bem como sua unidade padrão a ser considerada para o preenchimento realizado pelo usuário.

Tabela 4 - Detalhamento das entradas associadas a Combustíveis no CARTHER

Combustível	unidade	Preenchimento
Carvão	\$/tonelada	• Por região • Cenário de Simulação
Biomassa	\$/GJ	• Por região • Cenário de Simulação
Nuclear	\$/kWh	• Por região • Cenário de Simulação
Petróleo	\$/m ³	• Por região • Cenário de Simulação
Gás natural	\$/m ³	• Por região • Cenário de Simulação
Combustível nova tecnologia	\$/u.c.	• Por região • Cenário de Simulação

Fonte: Elaborado pelo Autor.

É importante salientar que a ferramenta proposta neste trabalho não considera nenhum custo referente a combustíveis¹⁰ associados a geração RE. Optou-se por esta abordagem, devido à grande complexidade e difícil previsibilidade na definição de disponibilidade de uma fonte associada a geração de energia renovável.

A opção de se considerar custos distintos de combustíveis para cada um dos subsistemas em cada cenário de simulação se deu para permitir maior flexibilidade e para uma maior aproximação de condições reais de operação de um sistema elétrico em um país que apresente extensão territorial continental.

Para simulação, o *software* CARTHER permite que o usuário insira no modelo, os investimentos em IEs, custo associado às externalidades ambientais, podendo estes ser relacionados a compensação ambiental e/ou fomento, sendo este dado inserido em \$/kW-ano, \$/kW ou \$/ton-CO₂ de acordo com as características do empreendimento, conforme apresentado na tabela 5.

¹⁰ Alguns modelos de planejamento de curtíssimo prazo (planejamento da operação) atribuem custo a recursos hidráulicos)

Tabela 5 - Detalhamento das entradas associadas a externalidades ambientais no CARTHER

Danos	unidade	Preenchimento
UHE Grande Porte	\$/kW-ano	• Por região • Cenário de Simulação
UHE Médio Porte	\$/kW-ano	• Por região • Cenário de Simulação
UHE Pequeno Porte	\$/kW-ano	• Por região • Cenário de Simulação
UTE Carvão	\$/ton- CO ₂	• Por região • Cenário de Simulação
UTE Petróleo	\$/ton- CO ₂	• Por região • Cenário de Simulação
UTE Ciclo Aberto	\$/ton- CO ₂	• Por região • Cenário de Simulação
UTE Ciclo Combinado	\$/ton- CO ₂	• Por região • Cenário de Simulação
UTE Desativação Nuclear	\$/kW	• Por região • Cenário de Simulação
Conservação	\$/kW	• Por região • Cenário de Simulação
Biomassa	\$/ton-CO ₂	• Por região • Cenário de Simulação
Eólica	\$/kW-ano	• Por região • Cenário de Simulação
Solar	\$/kW-ano	• Por região • Cenário de Simulação
Nova Tecnologia 1	\$/kW-ano	• Por região • Cenário de Simulação
Nova Tecnologia 2	\$/kW-ano	• Por região • Cenário de Simulação

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Com o intuito de garantir melhor usabilidade e dinamismo, oferecendo a possibilidade da construção de um cenário de simulação de forma mais rápida, o CARTHER apresenta, para os parâmetros de entrada, o preenchimento de um cenário padrão, apresentado dados reais, obtidos a partir de pesquisas em bases de dados e estudos e relatórios disponíveis no momento da elaboração deste trabalho.

3.3.4. Características do Sistema

Pela complexidade do modelo desenvolvido, para uma representação mais detalhada do horizonte a ser simulado, o modelo permite que o usuário customize uma série de informações a serem consideradas no modelo. Parte-se da premissa que as tecnologias podem evoluir, permitindo que sejam construídas, por exemplo, turbinas que permitam a transformação de energia com maior eficiência. Usinas podem ser capazes de operar em condições diferentes das conhecidas hoje, reservas de combustíveis possam ser descobertas, combustíveis já conhecidos e utilizados podem ser priorizados em outras atividades econômicas, ou mesmo se tornar menos poluentes, alterando assim o interesse e disponibilidade destes, podendo ou não favorecer um determinado tipo de geração, tanto de um ponto de vista econômico como ambiental, entre outros cenários possíveis quando se trata de simulações em longos períodos.

3.3.4.1. Características Relacionadas a Construção

Uma vez inseridas as informações associadas a custos de capital, atrelado a cada uma das tecnologias, para que sejam realizados cálculos precisos de custo é preciso que o modelo leve em consideração as particularidades associadas à construção de cada um dos tipos de usina, bem como a vida útil de cada um destes empreendimentos. Desta forma, para permitir uma comparação correta entre tecnologias, o modelo deverá ser enriquecido com as informações de taxa de desconto, tempo de construção de cada usina e vida útil destes empreendimentos. As unidades esperadas para cada um destes valores podem ser consultadas na Tabela 6..

Tabela 6 - Detalhamento das entradas associadas a Construção de Usinas no CARTHER

Entrada	Unidade	Preenchimento
Taxa de desconto	%	• Preenchimento único
Tempo de construção	Anos	• Por tecnologia • Cenário de Simulação
Vida útil	Anos	• Por tecnologia Cenário de Simulação

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para as entradas detalhadas acima, é importante salientar que o modelo considera uma única taxa de desconto aplicada a todos os cenários de simulação, para garantir assim que os resultados entre estes cenários sejam comparáveis. No que tange o tempo de construção e vida útil das usinas, o modelo considera o preenchimento destes parâmetros, associando esta informação por tecnologia de geração de energia e por período de simulação, podendo o usuário verificar, por exemplo, a influência do tempo de construção nos custos finais do cenário representado.

3.3.4.2. Características relacionadas a Operação e Manutenção (O&M)

Após a inserção das características associadas a construção do empreendimento, um conjunto de características relacionadas a O&M são necessárias, tanto para o cálculo da parcela associada ao custo de O&M, embutido no cálculo de custo nivelado da energia, quanto para determinação de alguns limites que precisarão ser considerados durante a simulação. Informações como eficiência no processo de transformação de energia, definição de capacidade mínima de geração oriunda de uma determinada fonte (que pode ser fortemente aplicada em cenários de expansão de fontes renováveis, pela existência de tratados, por exemplo), definição da capacidade instalada máxima associada a uma fonte (também em função de tratados, políticas públicas, preservação de características da matriz), entre outras informações que serão aplicadas como restrições do modelo e precisarão ser atendidas. Para facilitar a apresentação destas informações, as entradas serão apresentadas por categoria e unidade associada, conforme tabela 7.

Tabela 7 - Detalhamento das entradas associadas a Operação e Manutenção no CARTHER

Categoria	Entrada	Unidade	Preenchimento
Tecnologia	Eficiência	%	• Por tecnologia • Cenário de Simulação
	Fator de Capacidade mínimo	-	• Por tecnologia • Cenário de Simulação
	Fator de Capacidade máximo	-	• Por tecnologia • Cenário de Simulação
	Fator de Capacidade médio	-	• Por tecnologia • Cenário de Simulação
Capacidade Instalada	Capacidade Instalada máxima	GW	• Por tecnologia • Por região • Cenário de Simulação
	Capacidade instalada mínima	GW	• Por tecnologia • Por região • Cenário de Simulação
Transmissão	Distância	Km	• Entre regiões • Cenário de Simulação
	Perdas	%	• Entre regiões • Cenário de Simulação
	Capacidade máxima de transmissão		• Entre regiões • Cenário de Simulação

Fonte: Elaborado pelo Autor.

O CARTHER foi modelado de forma a permitir que o usuário represente as características associadas à rede de transmissão, através das informações de distância entre áreas elétricas, perdas e capacidade de transmissão máxima entre essas áreas, Tabela 7, bem como custos relacionados a investimentos no sistema de transmissão, já abordados na subseção 3.3.3. A figura 8 apresenta a rede de transmissão, representando as características do sistema, sistema a partir da entrada dos parâmetros supracitados.

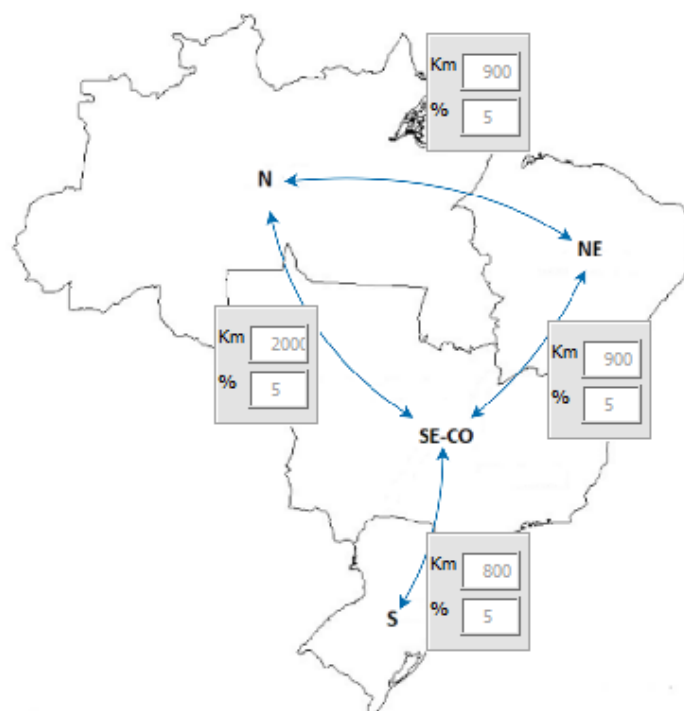


Figura 8 – Representação gráfica da inserção de entradas associadas ao intercambio de energia

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Atividades econômicas usualmente produzem efeitos indiretos que provocam perda de bem-estar, subseção 3.3.3. Quando abordado o processo de geração de energia, uma das principais externalidades atreladas é a poluição a partir da emissão de dióxido de Carbono (CO_2).

Segundo IEA (2020), as emissões de CO_2 da queima de combustível são afetadas por uma série de fatores, incluindo crescimento populacional, PIB e fornecimento de energia. As emissões de CO_2 da geração de eletricidade representam cerca de 40% do total e são impulsionadas pela produção de eletricidade, eficiência de geração, participação e intensidade de carbono na geração de combustível fóssil.

Para a representação de um cenário em que sejam consideradas metas atreladas a redução de emissão de CO_2 , o CARTHUR permite ao usuário, durante a construção dos cenários de simulação, inserir qual a emissão máxima de CO_2 aceitável na atividade de geração de energia para o cenário proposto, conforme pode ser visto na tabela 8.

Tabela 8 - Detalhamento das entradas associadas a limites das externalidades ambientais no CARTHER

Externalidades	Unidade	Preenchimento
Máxima emissão de CO ₂	Mton/ano	• Por tecnologia • Por região • Cenário de Simulação

Fonte: Elaborado pelo Autor.

3.3.4.3. Combustíveis

A facilidade de transporte da eletricidade e seu baixo índice de perda energética durante conversões incentivam o uso da energia em grande escala no mundo todo, inclusive no Brasil. Fontes renováveis, como a força das águas, dos ventos ou a energia do sol e recursos fósseis, estão entre os combustíveis usados para a geração da energia elétrica. Por meio de turbinas e geradores pode-se transformar outras formas de energia, como a mecânica e a química, em eletricidade (CCEE, 2020b). Informações sobre reservas de combustível para o processo de geração de energia elétrica, bem como as características dos combustíveis existentes, são de suma importância no planejamento de longo prazo, pois cenários de abundância ou escassez de recursos combustíveis podem refletir em incentivos a geração, baratear a energia oriunda de uma determinada fonte ou até mesmo tornar inviável a utilização de uma determinada tecnologia. Pensando nisto, o CARTHER foi modelado para considerar, em seus dados de entrada, a inserção das reservas de combustível atreladas as principais tecnologias, bem como o valor calorífico, visto que esta constante é determinante para, junto ao rendimento no processo de conversão de energia, determinar a capacidade que uma unidade de combustível terá em se transformar em energia elétrica após o processo de conversão, além do teor de carbono de cada um destes combustíveis, para que se possa precisar as externalidades associadas a produção de energia de determinada fonte. Os dados considerados e as tecnologias contempladas são detalhados na Tabela 9.

Tabela 9 - Detalhamento das entradas associadas à combustíveis no CARTHER

Categoria	Combustível	Unidade	Preenchimento
Disponibilidade de Combustível	Carvão	MT	• Por tecnologia • Por região • Cenário de Simulação
	Biomassa	MT	• Por tecnologia • Por região • Cenário de Simulação
	Petróleo	10 ⁶ m ³	• Por tecnologia • Por região • Cenário de Simulação
	Gás Natural	10 ⁶ m ³	• Por tecnologia • Por região • Cenário de Simulação
	Combustível Novas Tecnologias	GW	• Por tecnologia • Por região • Cenário de Simulação
Valor Calorífico	Carvão	GJ/ton	• Por tecnologia • Por região • Cenário de Simulação
	Biomassa	GJ/ton	• Por tecnologia • Por região • Cenário de Simulação
	Petróleo	m ³ /GJ	• Por tecnologia • Por região • Cenário de Simulação
	Gás Natural	10 ³ m ³ /GJ	• Por tecnologia • Por região • Cenário de Simulação
	Nova Tecnologia	GJ/ u.c*	• Por tecnologia • Por região • Cenário de Simulação
Teor de Carbono	Carvão	kg-CO ₂ /GJ	• Por tecnologia • Por região • Cenário de Simulação
	Biomassa	kg-CO ₂ /GJ	• Por tecnologia • Por região • Cenário de Simulação
	Petróleo	kg-CO ₂ /GJ	• Por tecnologia • Por região • Cenário de Simulação
	Gás Natural	kg-CO ₂ /GJ	• Por tecnologia • Por região

			• Cenário de Simulação
	Nova Tecnologia	Kg-CO ₂ /GJ	• Por tecnologia • Por região • Cenário de Simulação

Fonte: Elaborado pelo Autor.

3.3.4.4. Flexibilidade

A metodologia LCOE, apresenta-se de forma interessante para comparação entre diferentes tecnologias, pois consegue representar todos os custos associados a uma tecnologia em uma métrica relativamente simples. IEA (2018) aborda que apesar desta vantagem, O LCOE apresenta deficiências: falta representação de valor ou custos indiretos para o sistema e é particularmente ruim para comparar tecnologias que operam de maneira diferente, como por exemplo, energias renováveis variáveis e tecnologias indisponíveis.

Com o intuito de suprir uma fragilidade do LCOE, e garantir que o modelo seja capaz de considerar em sua otimização a variabilidade e imprevisibilidade das VRE, bem como da carga, o modelo desenvolvido permite a inserção de um coeficiente de flexibilidade associada a cada uma das tecnologias na geração de energia, bem como coeficiente para carga para cada cenário de simulação proposto, conforme explicitado na Tabela 10.

Tabela 10 - Detalhamento das entradas associadas a flexibilidade no CARTHER

Parâmetro	Unidade	Preenchimento
Flexibilidade	-	• Por Tecnologia • Cenário De Simulação

Fonte: Elaborado pelo Autor.

3.4. Otimização 1

Após definição dos requisitos do modelo e definição dos parâmetros de entrada de usuário, para que seja possível a realizar a otimização, é necessário determinar o custo

nivelado da energia associado a cada tecnologia, apresentado na subseção 3.4.1. Uma vez definido o R\$/MWh para cada uma das tecnologias, a subseção 3.4.2 irá apresentar os requisitos de sistema que irão garantir a confiabilidade dos resultados das simulações realizados no CARTHER.

3.4.1. Equacionamento da metodologia LCOE

Segundo IEA (2020), o Custo Nivelado de Energia - LCOE pode ser calculado conforme exposto na equação 3.

$$LCOE = \sum_{t=1}^N \frac{I_t + M_t + F_t + A_t}{E_t} \times \frac{1}{(1+r)^t} \quad (3)$$

O LCOE pode ser calculado a partir do somatório do custo com investimentos no período (I_t), custos com O&M (M_t), projeção de custos com combustíveis (F_t) e custos com externalidades ambientais associadas a qualquer das etapas associadas a geração de energia (A_t), considerando também a geração de energia no período definido (E_t). A estes valores será aplicada uma taxa de desconto (r), considerando a vida útil da usina (t) associada a tecnologia que se deseja definir o custo do kWh. A geração de energia pode ser calculada considerando a potência instalada, FC da tecnologia e a soma de horas em operação, conforme equação 4.

$$E_t = Potência_instalada \times FC \times HorasAno \quad (4)$$

Para a definição do Custo de Investimento (I_t), é necessário o cálculo do Custo Total Capital, sendo o custo total de investimento inicial, em \$/kW, e o do Custo Capital Anualizado, sendo este um fator aplicado para anualizar o fluxo de caixa. A equação 5 apresenta o cálculo, onde ainda são utilizados o FC e o número de horas no ano (HA).

$$I_t = \frac{CustoTotalCapital \times CustoCapitalAnualizado}{FC \times HA} \quad (5)$$

O Custo total Capital é calculado a partir do VP dos Custo totais de investimento (Ci), considerando o período de construção e podendo ser calculado conforme equação 6.

$$\text{Custo Total Capital} = C_i \times \left(1 + \frac{r}{100}\right)^{\frac{p}{2}} \quad (6)$$

Já a taxa referente ao Custo de Capital Anualizado (CCA), é calculado considerando apenas a taxa de desconto (r) e a vida útil da usina (t), conforme equação 7.

$$CCA = \frac{r}{100} \left[1 - \left(1 + \frac{r}{100}\right)^t\right] \quad (7)$$

Para o cálculo associado aos custos totais com O&M (Mt) durante a vida útil da usina, o mesmo pode ser calculado conforme a equação 8.

$$Mt = \frac{C_{Mf}}{Ha \times F_c} + C_{MV} \quad (8)$$

O custo com O&M, dado em \$/kWh, é calculado utilizando o Custo de manutenção fixo (C_{Mf}), o número de horas do ano em operação (HA) e o Fator de capacidade da tecnologia considerada. A esta razão é somado o custo de manutenção variável (C_{MV}), dado em \$/kWh. Na equação 9, o cálculo dos custos com combustíveis (Ft), também apresentado em \$/kWh é calculado a partir dos custos totais com combustíveis (Cc), em \$/unidade de combustível, valor calorífico, sendo este em GJ/unidade de combustível, um fator de conversão de energia de GJ para kWh e a eficiência (Ef) do processo de geração de energia.

$$Ft = \frac{C_c \times C_e \times 100}{V_{cal} \times E_f} \quad (9)$$

A equação 3 apresenta um somatório dos custos associados aos processos de geração de energia, sendo o último termo do numerador referente aos custos associados e externalidades ambientais. No modelo proposto pelo *software* CARTHER, estes custos podem ser calculados de formas distintas de acordo com o processo de geração de energia envolvido.

A equação 10 apresenta a metodologia de cálculo de custos de externalidades ambientais associados a construção de usinas hidrelétricas, bem como construção e posteriormente desativação de usinas nucleares.

$$A_t = \frac{D}{\frac{FC}{100} \times HA} \quad (10)$$

O cálculo é realizado considerando os danos (D), \$/kWh-ano. Esta razão ainda considera o fator de capacidade e o número de horas no ano. Além de custos atrelados a construção e desativação de usinas, para usinas a carvão, petróleo, usinas a gás (ciclo aberto e ciclo combinado) e biomassa, nas quais o processo de geração de energia elétrica resulta diretamente na emissão de dióxido de carbono (CO₂), é cálculo o investimento necessário para mitigação dos impactos ambientais.

$$C_t = \frac{D_c \times T_c \times C_e}{1000 \times Ef} \quad (11)$$

Na equação 11, os custos associados a emissão de CO₂ (C_t), em \$/kWh é quantificado considerando os dados do carbono, \$/ton.-C, teor de carbono, em kg-C/GJ, eficiência no processo de geração de energia e um fator de conversão de energia de GJ/kWh, sendo respectivamente D_c, T_c, E_f, C_e.

3.4.2. Modelo de Otimização

Os requisitos de um sistema são as descrições do que o sistema deve fazer, os serviços que oferece e as restrições a seu funcionamento. Esses requisitos refletem as necessidades dos clientes para um sistema que serve a uma finalidade determinada, como controlar um dispositivo, colocar um pedido ou encontrar informações (SOMMERVILLE, 2011).

Os requisitos não funcionais, como o nome sugere, são requisitos que não estão diretamente relacionados com os serviços específicos oferecidos pelo sistema a seus usuários. Eles podem estar relacionados as propriedades emergentes do sistema, como confiabilidade, tempo de resposta e ocupação de área (SOMMERVILLE, 2011).

Durante um processo de otimização (minimização ou maximização), uma solução poderá ser considerada válida desde que atenda a todas as restrições do problema. O conjunto que apresenta a regiões delimitada por todas as restrições é denominada região factível.

O modelo CARTHER tem como objetivo minimizar o custo de operação do sistema elétrico, em um cenário de necessidade de expansão do sistema elétrico. A equação 12 apresenta a função objetivo da simulação:

$$\min \sum LCOE_{ij} \times X_{ij} \quad (12)$$

Contudo, a composição da matriz com menor custo de operação do sistema será a matriz capaz de atender a todos os requisitos do sistema, considerando as limitações existentes, podendo as mesmas serem de natureza técnica, recursos disponíveis e/ou topologias sistêmicas, entre várias outras. As equações 13 a 21 apresentam restrições do modelo, sendo aplicadas para determinação da região factível, representando todas as soluções possíveis da minimização de custos.

$$\sum X_{ij} = D_j \quad (13)$$

$$R_{new_{ij}} \geq R_{new_{min_{ij}}} \quad (14)$$

$$\sum LX_{ijw} \leq L_{ijw} \quad (15)$$

$$P_{ijw} \geq 0 \quad (16)$$

$$\sum P_{ijw} \leq M_{ijw} \quad (17)$$

$$B_{ij} = 0 \quad (18)$$

$$\sum R_{jw} \leq N_{jw} \quad (19)$$

$$\sum E_{jw} \leq G_{jw} \quad (20)$$

$$F_{jw} \geq 0 \quad (21)$$

Definição das variáveis:

- $LCOE_{ij}$, custo nivelado da tecnologia i , no período j , onde o custo nivelado abrange soma dos custos de capital, combustível, O&M e ambiental;
- X_{ij} , MWh gerado pela tecnologia i no período j ;
- D_j , demanda de energia no período j ;
- $Rnew_{ij}$, geração renovável da tecnologia i no período j ;
- $Rnew_{min_{ij}}$, geração renovável mínima definida para a tecnologia i no período j ;
- LX_{ijw} demanda por combustível da tecnologia i no período j no subsistema w ;
- L_{ijw} , disponibilidade do combustível ou o potencial da tecnologia i no período j no subsistema w ;
- P_{ijw} , capacidade instalada da tecnologia i no período j no subsistema w ;
- M_{ijw} , limite de capacidade instalada para a tecnologia i no período j no subsistema w ;
- B_{ij} , variável de bloqueio da tecnologia i no período j ;
- R_{jw} , capacidade de transmissão no período j e no subsistema w ;
- N_{jw} , limite de capacidade de transmissão no período j e no subsistema w ;
- E_{jw} , emissão de CO_2 no período j e no subsistema w ;
- G_{jw} , limite de emissão de CO_2 no período j e no subsistema w ;
- F_{jw} , flexibilidade acumulada no período j e no subsistema w .

A equação 13 apresenta a restrição fundamental do modelo, na qual é considerado o balanço energético, indicando que a geração proposta pela modelo deverá ser igual à demanda por energia considerada pelo usuário. Conforme será apresentado na subseção 3.5.4, a geração proposta poderá superar a demanda inserida pelo usuário em função da margem de reserva do sistema.

As inequações 14, 15, 16 e 17 são restrições fundamentais do modelo, associadas aos limites inferiores e superiores de capacidade instalada. A inequação 14 determina um limite inferior para as RE. Tal restrição é aplicável em um cenário onde políticas públicas como incentivos e subsídios podem determinar que um percentual mínimo da geração de energia seja oriundo de fontes renováveis. Já a inequação 15 indica que a demanda máxima de combustível para a matriz proposta deverá ser igual ou inferior a

disponibilidade de combustível no cenário simulado. A inequação 16 indica que a capacidade instalada e consequentemente a geração proposta para cada tecnologia precisa ser igual ou superior a 0, não permitindo que o modelo apresente valores negativos para capacidade instalada, visto que não se trata de uma solução de possível implementação. Por último a inequação 17 tem como função controlar o teto da capacidade instalada, garantindo que o modelo não sugira uma configuração de matriz elétrica com uma capacidade instalada superior ao definido pelo usuário no momento de definição do cenário simulado.

A equação 18 é aplicada com o intuito de bloquear as tecnologias não utilizadas durante uma determinada etapa de otimização. Mais detalhes sobre esta implementação poderão ser encontrados na subseção 3.5.7, que apresenta e detalha as restrições aplicadas ao modelo iterativo do CARTHER.

A inequação 19 tem como objetivo limitar o fluxo entre áreas, para garantir que a solução proposta pelo modelo não irá violar os limites de transmissão entre subsistemas.

A inequação 20 incorpora ao modelo, um tempo na emissão de CO₂, garantindo que o cenário proposto não irá violar os limites de externalidades definidos pelo usuário.

Por último, a inequação 21, apresenta de forma simplificada a restrição de flexibilidades, onde a parcela de energia flexível requerida pela carga e gerações com coeficientes de flexibilidade negativos, deve ser atendida pela geração despachável. Esta restrição será mais bem explorada nas subseções 3.5.5 e 3.5.6 através da proposta de flexibilidade acumulada.

3.4.3. Princípio da Otimização do Solver

O CARTHER, tem como função a otimização da configuração da matriz energética, com base em uma característica de demanda inserida pelo usuário, sendo o custo de operação do sistema, a variável a ser minimizada.

Uma vez determinadas a função objetivo e as restrições associadas ao modelo, apresentadas nas últimas seções, para a construção do modelo, as restrições do modelo foram inseridas no solver.

A figura 9 apresenta a tela de configuração do suplemento solver. Nele são referenciadas as equações associadas as restrições, a célula pra na qual está designada a equação da função objetivo e as variáveis de decisão do problema. A função objetivo pode ser vista pela equação 12, sendo as restrições representadas pelas equações 13 à 20. O conjunto de variáveis de decisão é associado as capacidades instaladas de cada uma das tecnologias associadas ao modelo. Desta forma, o modelo irá alocar, dentro da região factível, capacidade instalada para cada uma das tecnologias de forma a se obter o menor custo do MWh para o horizonte simulado.

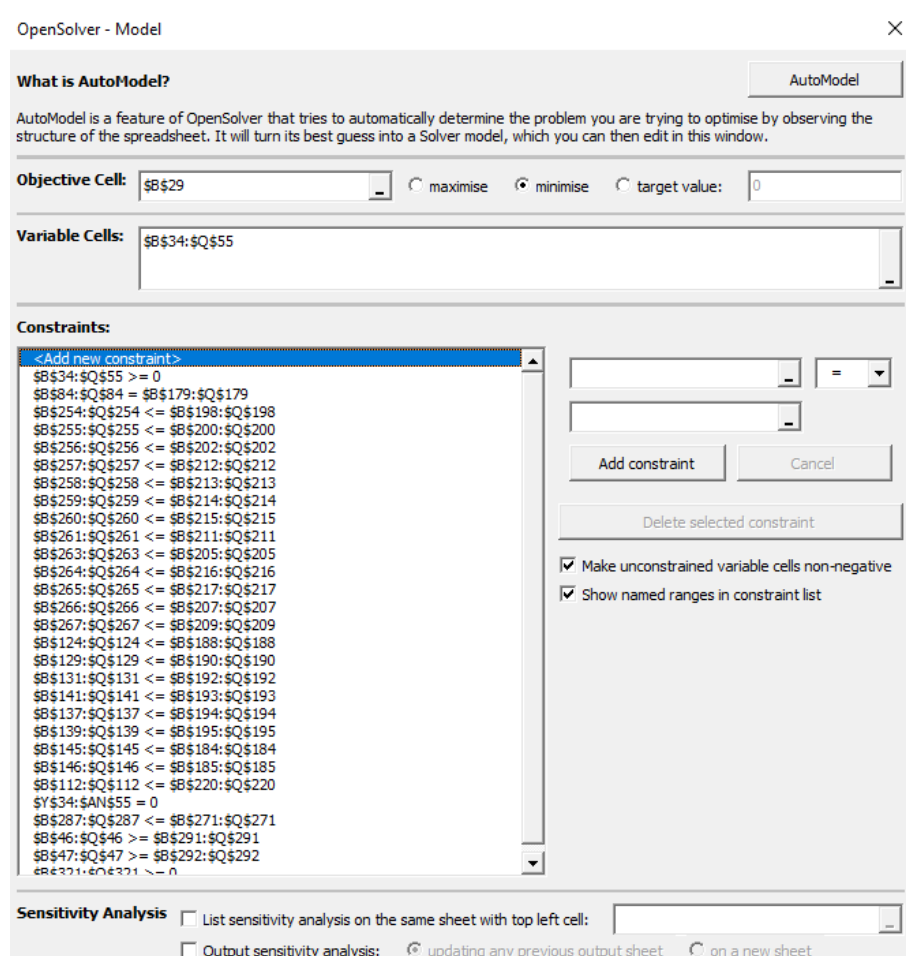


Figura 9 - Configuração de restrições no Suplemento *OpenSolver* - Microsoft Excel

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Após configuração do solver, é feito uso suplemento *OpenSolver* baseado no resolvidor *COIN Branch-and-Cut solver* (CBC) para resolução do modelo.

O CBC é um poderoso resolvidor de programas lineares e inteiros. O pacote inclui recursos como: pré-processamento, planos de corte, heurísticas e estratégias de

branching. Apesar de ter sido inicialmente projetado para ser usado como uma biblioteca, o mesmo inclui um resolvidor independente que pode ser chamado pela linha de comando (JOHN; LOUGEE-HEIMER, 2005).

O solucionador de ramificação e corte (CBC) do COIN¹¹ é um programa de número inteiro misto (MIP) de código aberto solver escrito em C ++. O CBC deve ser usado principalmente como uma biblioteca que pode ser chamada para criar solucionadores de ramificação e corte personalizados. Uma versão executável básica e independente também está disponível. CBC é um projeto de código aberto ativo liderado por John Forrest (JOHN; LOUGEE-HEIMER, 2005). A seção 4.1 apresenta de forma detalhada a configuração do suplemento Solver, da ferramenta Microsoft Excel.

3.5. Otimização 2

Após a resolução da primeira otimização, o modelo apresenta valores de capacidade instalada para usinas de geração eólica e solar, respeitando todos os critérios e limitações associados aos cenários propostos. Uma vez definida a capacidade instalada associada as REs, as seções 3.5.1 a 3.5.4 irão detalhar as etapas associadas a segunda preparação de dados, que irá gerar insumos para a segunda otimização.

3.5.1. Curva de Geração Renovável

A etapa inicial de otimização destina-se a otimizar um cenário proposto, a partir de uma ótica quantitativa. O principal objetivo é a obtenção de valores de referência para a geração RE. Contudo o resultado obtido apresenta a geração renovável total, não apresentando como esta geração será distribuída ao longo do tempo e, portanto, não representando a variabilidade inerente as fontes renováveis, podendo ser vista como a geração renovável máxima em um cenário ideal, ou seja, considerando um cenário onde

¹¹ O acrônimo completo é “COIN-OR” sendo *Computacional Infrastructure for Operations Research*. Por simplicidade, de uma forma geral é utilizada a simplificação “COIN.”

toda a energia gerada seria consumida ou escoada através do sistema de transmissão, não havendo vertimento. Para que seja possível representar a característica renovável, e posteriormente determinar a geração RE que será efetivamente consumida, a geração máxima, obtida na primeira otimização, será traduzida em uma curva característica de geração.

Desta forma, foram calculados coeficientes para serem multiplicados pelos valores obtidos na primeira otimização, de forma a construir uma curva que represente o comportamento das fontes renováveis representadas, conforme equação 22.

$$\alpha_i = \frac{Gr_i}{\sum_1^{12} Gr_i} \quad (22)$$

Onde:

α_i Coeficiente a ser multiplicado geração total para determinar o valor do ponto i da curva.

Gr_i Valor RE inserido pelo usuário para o ponto i da curva.

3.5.2. Curva de Carga Acumulada

Conforme apresentado na subseção 3.3.2, os valores absolutos de demanda inseridos pelo usuário foram projetados na curva de demanda inserida no modelo. No caso de não inserção de curva de demanda por parte do usuário, o valor absoluto da demanda será projetado em uma curva padrão existente na ferramenta, conforme apresentado na figura 10 (esquerda).

As curvas que representarão demanda e REs foram construídas a partir de referências temporais distintas. Tal decisão se deu em consequência da escolha dos programadores em representar tais curvas a partir da referência temporal que apresentasse maior variabilidade. Desta forma, as representações da curva de demanda e geração PV são dadas a partir de uma curva diária. No que tange a geração eólica, a mesma apresenta grande variabilidade quando comparada a geração em dias distintos, não sendo a curva

diária a melhor forma de representar o comportamento típico desta geração¹². Desta forma, definiu-se representar o comportamento típico de geração eólica a partir de sua curva anual.

Nesta etapa são construídas as curvas acumuladas. Para isto, o modelo analisa a curva que apresenta a variabilidade e a divide em 12 fatias horizontais, conforme figura 10 (direita), representando 12 patamares de carga.

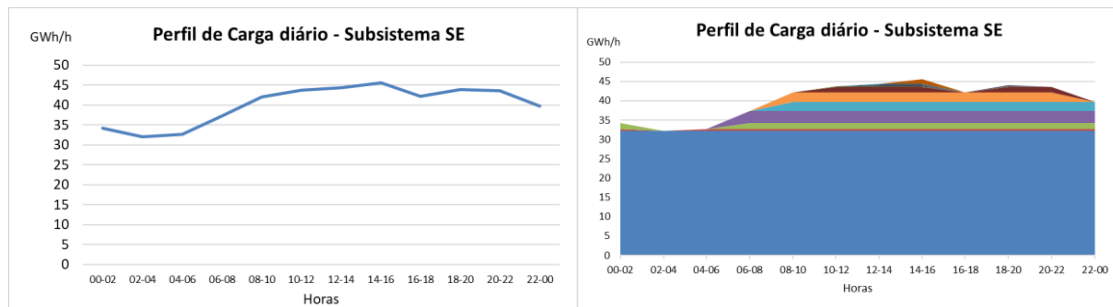


Figura 10 - Curva de carga - 12 patamares

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Cada um desses 12 patamares é ajustado para construção da curva acumulada, mantendo a proporcionalidade na relação entre a área total das duas curvas, representada na equação 23, onde é apresentada simplificação das integrais de área.

$$\int_0^{Hano} Curva\ Acumulada\ dt = 365 \times \int_0^{Hdia} Curva\ diaria\ dt \quad (23)$$

O processo de transformação da curva de carga em sua acumulada equivalente pode ser ilustrado de forma qualitativa na figura 11. É importante ressaltar que o processo apresentado é realizado para cada uma das curvas inseridas, em cada um dos cenários de simulação propostos pelo usuário (no máximo 4). Desta forma, se tratando das curvas de demanda, geração eólica e PV, para até 4 subsistemas, e até 4 cenários distintos, durante cada rodada de transformação, este processo é repetido por até 48 vezes.

¹² Para consultar simulações e analisar comportamento de geração eólica, consultar (EPE, 2016).

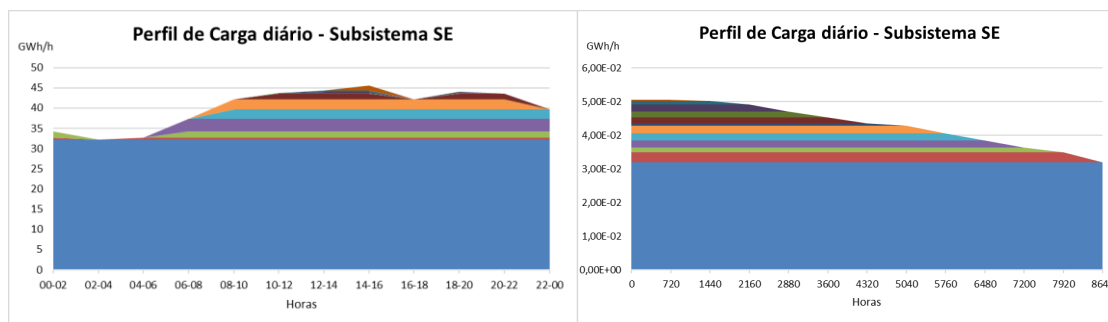


Figura 11 - Curva Acumulada CARTHER

Fonte: Elaborado pelo Autor.

3.5.3. Curva de Carga Acumulada Residual

A curva de carga residual pode ser definida como a demanda subtraída da geração RE. Desta forma, para a obtenção da RLDC, o processo apresentado no 3.5.2 é repetido até que se obtenham curvas acumuladas de carga, geração PV e geração eólica. Assim é possível representar, de forma acumulada, a geração RE máxima estimada para o período de análise.

O modelo proposto, não considera armazenamento para a geração VRE, sendo assim todo o excedente observado será descartado. No relatório fornecido ao usuário após simulação, são apresentados os valores de VRE vertidos considerando o cenário proposto e as curvas características inseridas pelo usuário.

Além do cálculo da curva residual, o CARTHER calcula e apresenta a quantidade de energia RE vertida, ou energia não gerada em função da não existência de uma demanda no momento em que o recurso renovável está disponível, sendo exibido o total de energia vertida por subsistema em cada um dos cenários de simulação.

3.5.4. Cálculos dos Patamares de Carga

Após determinação da curva residual acumulada, obtém-se a carga total a ser considerada na segunda etapa do processo de otimização. A próxima etapa é então

determinar a quantidade de energia demandada e o número de horas do ano em que tal demanda será considerada.

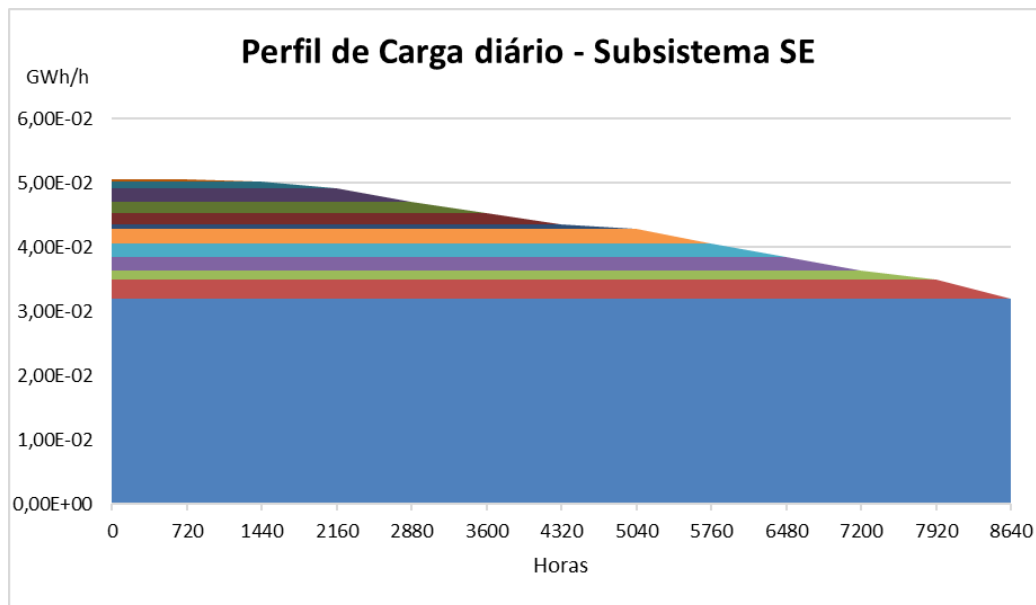


Figura 12 – Representação de curva acumulada residual no CARTHER

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para isto a curva residual será novamente dividida em 12 fatias horizontais, conforme ilustrado na figura 12, originando, desta forma, a demanda de energia em cada um dos 12 intervalos. Para exemplificar, a curva apresentada Figura 12 supracitada é traduzida na segunda coluna da tabela 11. E desta forma, a simulação de uma dada região contará com 4 curvas residuais, uma para cada subsistema.

A margem resultante de capacidade firme exigida acima da demanda de pico às vezes é referida como margem de reserva e normalmente varia de cerca de 10% a 25% da capacidade de pico (IRENA, 2017).

O CARTHER calcula a margem de reserva considerando 10% do último patamar de carga, ou seja, o incremento de energia demandada durante às 720 horas de carga mais pesada do ano em questão. aplicando um fator 1,1 a ser multiplicado pela área encontrada.

Tabela 11 – Representação da energia demandada em função de horas acumuladas durante um ano típico.

Horas	Sudeste (SE)	Norte (N)	Nordeste (NE)	Sul (S)
720	7,27E-01	4,81E-03	1,17E-01	6,92E-04
1440	6,49E-03	3,21E-02	4,31E-03	3,76E-03
2160	3,08E-01	9,02E-02	2,64E-02	2,15E-01
2880	1,73E+00	4,11E-02	1,97E-01	1,21E-01
3600	3,61E-01	2,03E-01	7,79E-01	5,57E-02
4320	1,11E-01	3,91E-02	2,31E+00	1,90E-01
5040	1,69E-02	7,02E-03	0,00E+00	2,20E+00
5760	1,64E+00	1,38E-01	0,00E+00	8,60E-01
6480	5,37E+00	4,49E-01	0,00E+00	3,95E+00
7200	3,68E+00	4,94E-01	0,00E+00	1,97E-01
7920	1,61E+00	6,53E-01	0,00E+00	9,72E-01
8640	9,85E+01	1,48E+01	0,00E+00	2,53E+01

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Após a realização de otimização preliminar, em 3.4.3 e toda preparação de dados para a segunda otimização, incluindo construção das curvas de geração renovável, para determinação das curvas acumuladas e posteriormente curvas de carga residuais, expostos nas seções 3.5.1 à 3.5.3, determinação dos patamares de energia acumulada e aplicação de margem de reserva, em 3.5.4, para preservação do sistema frente a cenários de aumento abrupto na demanda por energia ou mesmo para garantir a robustez frente grandes ocorrências no sistema, a subseção 3.5.5 irá apresentar a implementação dos critérios de flexibilidade no modelo.

3.5.5. Implementação da Flexibilidade no modelo

A representação de flexibilidade no modelo (UECKERDT et al., 2015), além da implementação da RLDC, apresentada em 3.5.3, foi inserida no modelo a equação 24 para construção das restrições de flexibilidade desenvolvida e parametrizada para o modelo MESSAGE (SULLIVAN; KREY; RIAHI, 2013b).

$$\sum_{te \text{ (despacháveis)}} \alpha_{te} G_{te} + \sum_{te \text{ (RE)}} \alpha_{RE} G_{RE} + \alpha_{carga} G_{carga} \geq 0 \quad (24)$$

Onde:

G_{te} , geração das tecnologias despacháveis;

G_{RE} , geração das tecnologias renováveis;

G_{carga} , demanda da carga;

α_{te} , coeficiente de flexibilidade das despacháveis;

α_{RE} , coeficiente de flexibilidade das renováveis;

α_{carga} , coeficiente de flexibilidade da carga.

Conforme equação 20, o modelo proposto atribui coeficientes de flexibilidade a cada fonte de geração e um coeficiente de flexibilidade para a carga para aproximar um nível de flexibilidade que é fornecido ou necessário. Gerações despacháveis recebem coeficientes positivos, enquanto carga e VRE apresentam coeficientes negativos. Gerações despacháveis que possuam inflexibilidade são representadas a partir de coeficiente de flexibilidade nulo. Os coeficientes são multiplicados pela respectiva geração anual de cada tecnologia e o coeficiente da carga multiplicado pela carga total do sistema ou subsistema.

O CARTHER permite a inclusão de um coeficiente de flexibilidade para cada tecnologia, em cada um dos cenários de simulação, tabela 10. Tais valores tem o objetivo de apresentar se uma dada tecnologia será capaz de gerar energia de forma flexível, apoiando as demandas de flexibilidade do sistema ou demanda uma fonte de geração flexível. A tabela 12 apresenta um exemplo da disposição dos dados após preenchimento no CARTHER.

Tabela 12 – Exemplo de preenchimento de coeficientes de flexibilidade no CARTHER
(dados default do software)

Tecnologias	α Cenário 1	α Cenário 2	α Cenário 3	α Cenário 4
UHE Grande Porte	0,5	0,5	0,5	0,5
UHE Médio Porte	0,5	0,5	0,5	0,5
UHE Pequeno Porte	0,5	0,5	0,5	0,5
UTE Carvão	0,15	0,15	0,15	0,15
UTE Petróleo	1	1	1	1
UTE Ciclo Aberto	1	1	1	1
UTE Ciclo Combinado	0,5	0,5	0,5	0,5
Nuclear	0	0	0	0
Conservação	1	1	1	1
Biomassa	0,3	0,3	0,3	0,3
Tech nova 1	1	1	1	1
Tech nova 2	1	1	1	1
Eólica	-0,08	-0,08	-0,08	-0,08
Solar	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05
Trans. UTE Carvão SE/CO	0,15	0,15	0,15	0,15
Trans. UTE Carvão N	0,15	0,15	0,15	0,15
Trans. UTE Carvão NE	0,15	0,15	0,15	0,15
Trans. UTE Carvão S	0,15	0,15	0,15	0,15
Trans. UHE g. SE/CO	0,5	0,5	0,5	0,5
Trans. UHE g. N	0,5	0,5	0,5	0,5
Trans. UHE g. NE	0,5	0,5	0,5	0,5
Trans. UHE g. S	0,5	0,5	0,5	0,5
Carga	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1

Fonte: Elaborado pelo Autor.

3.5.6. Aplicação da Flexibilidade e das Restrições no Modelo Iterativo

Após apresentação na subseção 3.5.5 de como a equação de flexibilidade desenvolvida para o modelo MESSAGE (SULLIVAN; KREY; RIAHI, 2013b), é importante lembrar que o cálculo de demanda de energia a ser otimizada, subseção 3.5.4 propõe que a otimização seja feita a partir de um processo onde a carga total será dividida em 12 patamares de carga, em função do número de horas em que a energia será demandada (acumulado considerando um ano típico).

Considerando-se ainda que o conceito de flexibilidade está associado ao sistema como um todo, e que a simulação proposta no CARTHER irá otimizar apenas parte da demanda por energia a cada uma das interações, uma aplicação direta da equação 24 resultaria em uma otimização independente em cada uma das 12 fatias, desconsiderando todo o efeito de flexibilidade entregue para o sistema nas simulações das fatias anteriores, como por exemplo desconsiderar, em uma otimização de demanda para o horário de ponta, toda a flexibilidade já entregue ou demandada pelo usinas apresentadas como resultado da otimização para os horários de base.

Desta forma, é proposto neste estudo o cálculo da flexibilidade acumulada F_A , cuja formulação é exposta na equação 25, como forma de representar todo o fornecimento ou demanda de energia flexível resultante das etapas anteriores de otimização.

$$F_A = \sum_{te \text{ (despacháveis)}} \alpha_{te} G_{te} + \sum_{te \text{ (RE)}} \alpha_{RE} G_{RE} + \alpha_{carga} G_{carga} \quad (25)$$

Uma das fragilidades verificadas na proposta, é de que a aplicação do conceito de flexibilidade acumulada onde a otimização do sistema é dada a partir de uma otimização de cada patamar de carga, é que esta proposta permite que o fornecimento ou demanda por geração de energia oriundo de fontes flexíveis simulado no patamar 1 fosse considerado para os patamares seguintes de otimização, mas ao mesmo tempo não garantia que o resultado da otimização proposta no patamar 1 demandariam uma quantidade de energia flexível que poderia ser suprida pela capacidade instalada que seria proposta nas demais parcelas da otimização. A solução do patamar 1 poderia, por

exemplo, sugerir uma configuração onde haveria capacidade instalada predominantemente renovável ou de fontes de geração inflexíveis, fazendo com que os demais patamares, juntos, não conseguissem suprir tal demanda e garantir a flexibilidade necessária ao sistema como um todo.

Para garantir a confiabilidade do sistema frente a esta fragilidade observada, foi construído um algoritmo responsável pela validação dos resultados obtidos, cuja lógica será apresentada a partir de fluxograma exposto na figura 13.

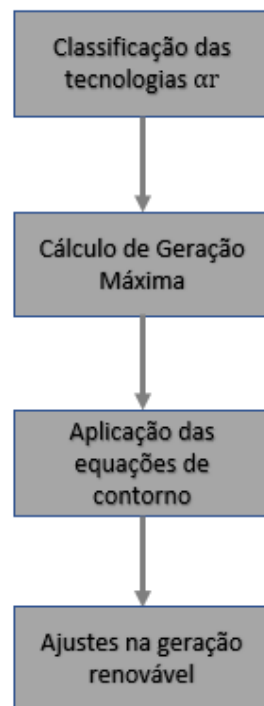


Figura 13 – Etapas de reprocessamento de dados associados a geração RE após 1ª Otimização

Fonte: Elaborado pelo Autor.

O funcionamento do algoritmo é detalhado a seguir:

Etapa 1.1: O algoritmo ordena, de forma decrescente, por coeficiente de flexibilidade, as tecnologias de geração;

Etapa 1.2: É calculada a máxima geração considerando as condições de contorno impostas pelo usuário no momento de preenchimento dos dados;

Etapa 1.3: Após a classificação descrita no passo 1, e otimização, que determina de forma quantitativa a geração oriunda de fontes renováveis, os resultados obtidos são submetidos a validação, onde a inequação 26 e a equação 27 precisam ser atendidas.

$$\sum_{te \text{ (despacháveis)}} \alpha_r G_{max} + \sum_{te \text{ (RE)}} \alpha_{RE} G_{RE} + \alpha_{carga} G_{carga} \geq 0 \quad (26)$$

$$\sum_{te \text{ (despacháveis)}} G_{max} + \sum_{te \text{ (RE)}} G_{RE} = G_{carga} \quad (27)$$

O não atendimento as equações 26 e 27 indica que a parcela renovável proposta na 1ª otimização foi excessiva e este sistema não atenderia as condições de flexibilidade impostas. Neste caso, o algoritmo efetua alguns ajustes na solução inicialmente proposta;

Etapa 1.4: No caso de não atendimento as equações 26 e 27, o cálculo é novamente realizado, desta vez mantendo a VRE como variável, para que assim possa ser determinado o valor máximo que esta poderá assumir. Neste cenário 2 soluções são possíveis.

Em um cenário onde a G_{RE} estiver entre 0 e a geração proposta na primeira otimização (G_{REprop}), equação 28, a geração RE obtidas na primeira otimização serão ajustadas ao valor máximo obtido nesta etapa, garantindo assim que o sistema poderá atender as condições de flexibilidade impostas.

$$0 < G_{RE} < G_{REprop} \quad (28)$$

Este cenário, equação 29, indica que mesmo na ausência de G_{RE} uma solução seria possível. Este resultado indica que os coeficientes associados as fontes de geração são incompatíveis com o coeficiente atribuído a carga.

$$G_{RE} < 0 \quad (29)$$

Após execução deste algoritmo e ajustes descritos na etapa 1.3, entende-se que o sistema possui os dados de entrada necessários para a realização da otimização.

3.5.7. Simulação e Restrições Aplicadas ao Modelo Iterativo

Após aplicação das equações para validação dos critérios de flexibilidade, o CARTHER irá realizar a otimização de cada um dos 12 patamares de carga determinados e ajustados, conforme apresentado nas seções anteriores.

O processo de otimização é apresentado na figura 14. Para que seja possível realizar a otimização de cada um dos 12 patamares de carga, o CARTHER precisa realizar ajustes nos dados, de forma a ajustar as restrições iniciais, impostas pelo usuário, a condição associada a um determinado patamar de carga.

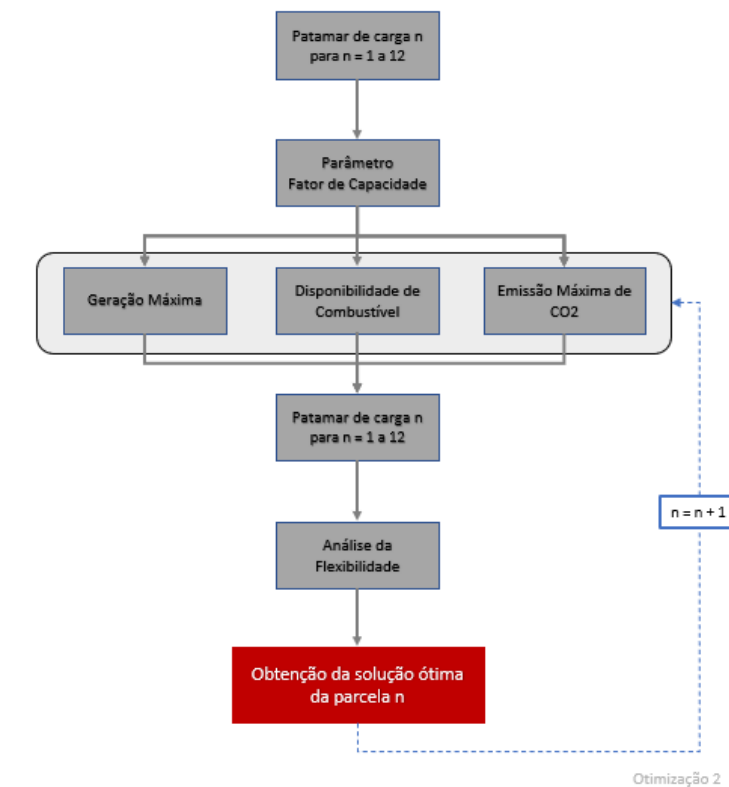


Figura 14 - Diagrama detalhando etapas associadas a otimização iterativa (2ª Otimização)

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Segue descrição das ações realizadas pelo algoritmo de execução da segunda otimização:

Etapa 2.1: Seleção do patamar de carga n: Nesta etapa é feita a seleção do patamar de carga que será otimizado, e o número de horas acumuladas durante o ano em que determinada energia está sendo demandada;

Etapa 2.2: Parâmetro Fator de Capacidade: Cada um dos 12 patamares de carga de carga recebe um parâmetro de fator de capacidade (FC_p). Este parâmetro serve referência para o CARTHER determinar se, considerando o FC mínimo e FC máximo inseridos pelo usuário, tal tecnologia pode operar com o fator de capacidade necessário na otimização proposta;

Etapa 2.3: Cálculo das restrições: Nesta etapa é realizado um cálculo da geração máxima $GMax_n$, combustível disponível para geração de energia $FMax_n$, bem como a máxima emissão de CO_2 no patamar n, CO_2Max_n . Basicamente é realizada uma subtração entre as restrições preenchidas pelo usuário pelo somatórios dos recursos já consumidos no processo de otimização dos patamares anteriores, conforme equações 30, 31 e 32.

$$GMax_n = GMax_{entrada} - \sum_{i=1}^{n-1} G_i \quad (30)$$

$$FMax_n = FMax_{entrada} - \sum_{i=1}^{n-1} F_{con} \quad (31)$$

$$CO_2Max_n = CO_2Max_{entrada} - \sum_{i=1}^{n-1} CO_{2emitido} \quad (32)$$

Etapa 2.4: Bloqueio de tecnologias: Nesta etapa, são aplicados critérios para verificar quais tecnologias de geração seriam desconsideradas da otimização. São desconsideradas todas as tecnologias que necessitem operar, durante um ano típico, um número mínimo de horas superior ao número de horas consideradas para o patamar de carga a ser otimizado.

- Se $FC_{min} > FC_p$ então: tecnologia indisponível;
- Se $FC_{min} \leq FC_p$ então: tecnologia disponível;

Etapa 2.5: Análise da Flexibilidade: Nesta etapa é realizado um balanço de flexibilidade, para obtenção de uma restrição de flexibilidade (Res_{α}), conforme equação 33.

$$Res_{\alpha(n)} = \sum_{1^a \text{ simulação}} \alpha_r G + \sum_{\substack{te \text{ (despacháveis)} \\ i=1}}^{n-1} \alpha_r G_i + \sum_{\substack{te \text{ (despacháveis)} \\ i=n+1}}^{12} \alpha_r G_{prev} + \alpha_{carga} G_{cargat} \quad (33)$$

Onde:

$\sum_{1^a \text{ simulação}} \alpha_r G$ – Somatório $\alpha_r G$ das gerações renováveis resultantes da 1ª otimização;

$\sum_{\substack{te \text{ (despacháveis)} \\ i=1}}^{n-1} \alpha_r G_i$ – Somatório $\alpha_r G_i$ dos resultados obtidos nas otimizações dos patamares já resolvidos;

$\sum_{\substack{te \text{ (despacháveis)} \\ n+1}}^{12} \alpha_r G_{prev}$ – Somatório $\alpha_r G_{prev}$ estimado para os patamares futuros, similar ao item 3 da subseção 3.5.7;

$\alpha_{carga} G_{cargat}$ – Produto do coeficiente de flexibilidade pela carga total inserida pelo usuário.

Uma vez calculada a restrição calculada, esta é aplicada automaticamente como uma restrição ao modelo de otimização do Excel.

Etapa 2.6: Resolução do modelo: Em sua estrutura, o CARTHER possui duas abas fixas, sendo a primeira “solver” utilizada para inserção dos dados a serem simulados e determinação das restrições associadas ao modelo, conforme parametrização da ferramenta solver, apresentada na subseção 3.4.3. Desta forma, para a solução por patamares, foi desenvolvido um algoritmo capaz de atualizar as informações de demanda e restrições, para que possa ser feita a otimização de cada um dos n patamares de carga. A segunda aba, chamada “solver acumulado” possui estrutura idêntica a aba solver. A função da aba solver acumulado é o de acumular os resultados das otimizações de cada um dos patamares. Sendo assim, foi construído um algoritmo, que ao final de cada otimização, realiza a leitura dos valores de Capacidade Instalada, Energia gerada e Custo do sistema e incrementa este resultado às soluções dos patamares calculadas para os patamares anteriores. Desta forma, após o cálculo do patamar 12, a aba solver acumulado apresentará a soma das otimizações associadas aos 12 patamares de carga, acrescido aos valores resultantes da primeira otimização, correspondendo a otimização da demanda total.

4. Implementação do Modelo CARTHER e Ferramentas de Apoio

O suplemento *OpenSolver*, suplemento do MS Excel, apresenta-se como uma versátil ferramenta para a otimização de funções. Contudo, trata-se de um sistema configurável e genérico que recebe todas as entradas estabelecidas pelo desenvolvedor e com base nestas, atribui valor as variáveis do modelo. Por ser generalista, o mesmo não apresenta grandes detalhes sobre os resultados propostos. Desta forma, esta seção destina-se a explorar como todo o modelo matemático, desenvolvido em Excel, é incorporado ao suplemento *OpenSolver*, descreve o processo de inserção massiva de usinas para o SEP, bem como descreve os relatórios desenvolvidos para apresentar ao usuário, detalhes da simulação realizada, e as informações de capacidade instalada, energia, combustíveis, intercâmbio de energia, entre outros detalhes associados aos resultados da simulação.

4.1. Elaboração da Função Objetivo e Configuração do Solver

O modelo CARTHER se propõe a obtenção do custo global ótimo para operação do sistema elétrico. Baseado nisto, pode-se concluir que, para este modelo, é necessária a construção de uma equação capaz de representar os custos globais do sistema, podendo este variar em função da configuração da matriz elétrica e dos custos associados as diferentes tecnologias. Desta forma, a função objetivo FO^{13} pode ser apresentada conforme equação 34.

$$FO = \sum_{i=1}^{N1} \sum_{w=1}^{N2} X_{iw} \times LCOE_{iw} \quad (34)$$

¹³ Mais detalhes sobre o tema podem ser consultados em (BOYD; VANDENBERGHE, 2009)

Onde:

w é a variável de controle relacionada a cada um dos subsistemas;

i é a variável de controle relacionada a cada uma das tecnologias.

N_1 indica o número de subsistemas da simulação, sendo 4 na modelagem proposta;

N_2 indica o número máximo de tecnologias existentes na simulação, sendo 22 na modelagem proposta;

X_{iw} indica a geração associada de energia associada a tecnologia i , alocada no subsistema w .

Para tal representação no CARTHER, foi realizado o cálculo do LCOE, implementada a equação 34, sendo a função objetivo o somatório destes campos, configurada no *software OpenSolver*, conforme figura 15.

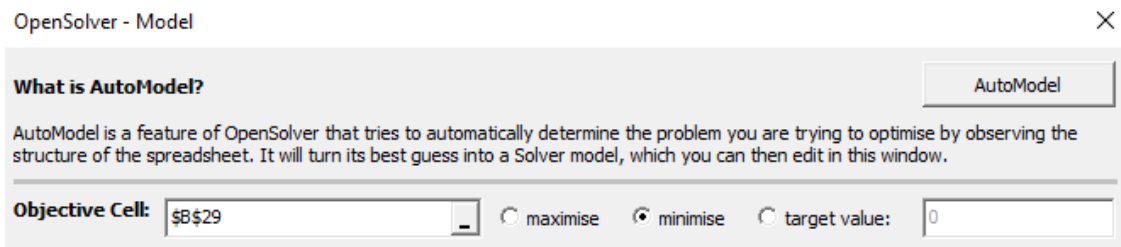


Figura 15 – Configuração de função objetivo solver

Fonte: Elaborado pelo Autor.

As restrições da otimização podem ser definidas como as limitações relacionadas as variáveis que compõem o problema. Desta forma, para construção do modelo matemático de otimização, foi necessário um estudo prévio de quais são as principais características limitantes no processo de geração de energia, conforme já exposto e equacionado na subseção 3.4.2.

Para que seja possível configurar estas informações no suplemento *solver*, foi construída estrutura na aba “solver” da planilha. Cada lado de uma equação ou inequação de restrição, seria representado por uma linha na planilha, desta forma, para configuração

da restrição é necessário apenas selecionar o vetor associado na planilha e incluir o operador associado a este. A figura 16 ilustra o cadastro da restrição de disponibilidade de petróleo, restrição diretamente associada a geração de energia térmica que utilizem derivados do petróleo como insumo no processo de geração de energia elétrica, transformada a partir da energia térmica.

116		2030				2040			
117	Combustível requerido	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
131	Petróleo Novo (10 ⁶ m ³)	0,00E+00	0,00E+00	3,49E-02	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00

186		2030				2040			
187	Máxima disponibilidade de combustível	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
192	Petróleo Disponível para Nova Potencia (10 ⁶ m ³)	6,51E+00	6,51E+00	6,03E+00	6,10E+00	5,68E+00	5,63E+00	5,31E+00	5,28E+00

Constraints:

\$B\$264:\$Q\$264 <= \$B\$216:\$Q\$216

\$B\$265:\$Q\$265 <= \$B\$217:\$Q\$217

\$B\$266:\$Q\$266 <= \$B\$207:\$Q\$207

\$B\$267:\$Q\$267 <= \$B\$209:\$Q\$209

\$B\$124:\$Q\$124 <= \$B\$188:\$Q\$188

\$B\$129:\$Q\$129 <= \$B\$190:\$Q\$190

\$B\$131:\$Q\$131 <= \$B\$192:\$Q\$192

\$B\$141:\$Q\$141 <= \$B\$193:\$Q\$193

\$B\$137:\$Q\$137 <= \$B\$194:\$Q\$194

\$B\$139:\$Q\$139 <= \$B\$195:\$Q\$195

\$B\$145:\$Q\$145 <= \$B\$184:\$Q\$184

\$B\$146:\$Q\$146 <= \$B\$185:\$Q\$185

\$B\$112:\$Q\$112 <= \$B\$220:\$Q\$220

\$Y\$34:\$AN\$55 = 0

\$B\$131:\$Q\$131

<=

\$B\$192:\$Q\$192

Update constraint

Cancel

Delete selected constraint

☒ Make unconstrained variable cells non-negative

☒ Show named ranges in constraint list

Figura 16 - Restrição associada a disponibilidade de Petróleo configurada no *OpenSolver*

Fonte: Elaborado pelo Autor.

O detalhamento associado a configuração de todas as restrições utilizadas no modelo, bem quaisquer outros detalhes implementados durante a utilização do suplemento *solver* podem ser consultados no ANEXO A.

4.2. Desenvolvimento de *Logs* para Apoio na Análise de Resultados

O uso de técnicas de engenharia de *software*, as melhores linguagens de programação e o melhor gerenciamento de qualidade têm levado a melhorias significativas na confiança da maioria dos *softwares*. No entanto, ainda podem ocorrer falhas de sistema que afetam sua disponibilidade ou conduzem à produção de resultados incorretos (SOMMERVILLE, 2011).

O processo de simulação do CARTHER prevê um conjunto de ações a serem realizadas por diferentes algoritmos, sendo o mais complexo destes a 2ª otimização, que realiza 12 otimizações, cada uma associada a um patamar de carga para obtenção de um resultado final. O usuário do sistema não tem visibilidade deste processo, e desta forma não conhece os valores calculados em cada patamar de carga, bem como os resultados propostos em cada etapa do processo de otimização.

Para proporcionar transparência aos usuários, foi desenvolvida uma aba de registros, chamada detalhes_solve, onde usuários mais avançados do Excel, podem consultar, após uma simulação, os resultados ótimos associados a cada um dos 12 patamares de carga. Este log apresenta as informações de energia gerada. Como exemplo, a figura 17 apresenta um recorte desta tabela de registros, apresentando os resultados de uma otimização, para 1 dos 12 patamares otimizados e 2 cenários de simulação.

Resultado Energia Por rodada	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
Hidrelétrica Grande								
Hidrelétrica Média						26,806		
Hidrelétrica Pequena		3,723						
Carvão								
Petróleo								
Ciclo Aberto		0,290						
Ciclo Combinado	98,522	7,332		22,811	217,870	6,387	5,532	39,139
Nuclear								
Conservação								
Biomassa		3,504		2,483				
Tech Nova 1								
Tech Nova 2								
Eólica								
Solar								
Trans. Carvão SE/CO								
Trans. Carvão N								
Trans. Carvão NE								
Trans. Carvão S								
Trans. Hidro G. SE/CO								
Trans. Hidro G. N								
Trans. Hidro G. NE								
Trans. Hidro G. S								

Figura 17 - Energia gerada durante otimização do patamar 1

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Além disso, a aba de registros também apresenta o custo de geração de energia discretizado por cada uma das 12 rodadas de otimização, apresentando o custo atrelado a cada tecnologia, conforme figura 18 que apresenta os referidos custos para 2 cenários distintos.

Curta Nivelada	Sedesta	Marta	Mardesta	Sul	Sedesta	Marta	Mardesta	Sul
Hidrelétrica Grande	2,05E+01	2,05E+01	2,05E+01	2,05E+01	2,05E+01	2,05E+01	2,05E+01	2,05E+01
Hidrelétrica Média	2,70E+01	2,70E+01	2,70E+01	2,70E+01	2,70E+01	2,70E+01	2,70E+01	2,70E+01
Hidrelétrica Pequena	3,53E+01	3,53E+01	3,53E+01	3,53E+01	3,53E+01	3,53E+01	3,53E+01	3,53E+01
Carvão	7,16E+01	7,16E+01	7,16E+01	7,16E+01	7,03E+01	7,03E+01	7,03E+01	7,03E+01
Petróleo	1,85E+02	1,85E+02	1,85E+02	1,85E+02	1,82E+02	1,82E+02	1,82E+02	1,82E+02
Ciclo Aberto	4,26E+01	4,26E+01	4,26E+01	4,26E+01	4,26E+01	4,26E+01	4,26E+01	4,26E+01
Ciclo Combinado	3,23E+01	3,23E+01	3,23E+01	3,23E+01	3,23E+01	3,23E+01	3,23E+01	3,23E+01
Nuclear	5,95E+02	5,95E+02	5,95E+02	5,95E+02	5,95E+02	5,95E+02	5,95E+02	5,95E+02
Conservação	9,14E+05	9,14E+05	9,14E+05	9,15E+05	9,14E+05	9,14E+05	9,14E+05	9,15E+05
Biomassa	3,45E+01	3,45E+01	3,45E+01	3,45E+01	3,45E+01	3,45E+01	3,45E+01	3,45E+01
Tech Nova 1	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03
Tech Nova 2	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03
Eólica	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	6,79E+01	6,79E+01	6,79E+01	6,79E+01
Solar	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	4,51E+01	4,51E+01	4,51E+01	4,51E+01
Trans. Carvão SE/CO		8,03E+01	7,55E+01	7,51E+01		7,91E+01	7,43E+01	7,38E+01
Trans. Carvão N	8,03E+01		7,55E+01	4,37E+05	7,91E+01		7,43E+01	4,37E+05
Trans. Carvão NE	7,55E+01	7,55E+01		4,37E+05	7,43E+01	7,43E+01		4,37E+05
Trans. Carvão S	7,51E+01	4,37E+05	4,37E+05		7,38E+01	4,37E+05	4,37E+05	
Trans. Hidro G. SE/CO		2,94E+01	2,45E+01	2,41E+01		2,94E+01	2,45E+01	2,41E+01
Trans. Hidro G. N	2,94E+01		2,45E+01	4,44E+05	2,94E+01		2,45E+01	4,44E+05
Trans. Hidro G. NE	2,45E+01	2,45E+01		4,44E+05	2,45E+01	2,45E+01		4,44E+05
Trans. Hidro G. S	2,41E+01	4,44E+05	4,44E+05		2,41E+01	4,44E+05	4,44E+05	

Figura 18 – Valores de custo nivelado para otimização

Fonte: Elaborado pelo Autor.

O registro construído no CARTHER também apresenta resumo indicando as tecnologias disponíveis para a otimização em cada um dos patamares e indica se o usuário, durante o preenchimento dos dados utilizou informações sugeridas pela ferramenta (*default*) ou personalizadas, conforme figura 19.

FC/Tecnologias bloqueadas	Bloqueio	Bloqueio	Bloqueio	Bloqueio		
Hidrelétrica Pequena	1	1	1	1		2030
Carvão	1	1	1	1		2040
Petróleo	0	0	0	0		2050
Ciclo Aberto	0	0	0	0		2060
Ciclo Combinado	1	1	1	1		
Nuclear	1	1	1	1		
Conservação	0	0	0	0		
Biomassa	0	0	0	0		
Tech Nova 1	1	1	1	1		
Tech Nova 2	1	1	1	1		
Eólica	1	1	1	1		
Solar	1	1	1	1		
Trans. Carvão SE/CO	0	0	1	1		
Trans. Carvão N	0	0	1	1		
Trans. Carvão NE	0	0	1	1		
Trans. Carvão S	0	0	1	1		
Trans. Hidro G. SE/CO	0	0	1	1		
Trans. Hidro G. N	0	0	1	1		
Trans. Hidro G. NE	0	0	1	1		
Trans. Hidro G. S	0	0	1	1		

Bloqueio:

1 Sim

0 Não

Simulação

Demanda Default

Eólica Default

Solar Default

Tecnologia Default

Combustível Default

Transmissão Default

Restrições Default

Figura 19 – Detalhamento de tecnologias disponíveis para simulação e legenda explicativa

Fonte: Elaborado pelo Autor.

4.3. Desenvolvimento de Ferramenta de Importação de Dados da Base da Aneel.

O CARTHER tem como principal função, a otimização de recursos de geração de energia baseados em até 4 cenários propostos pelo usuário em uma simulação de expansão do sistema elétrico. Contudo, após a simulação, o sistema apresenta informações associadas não só ao custo de expansão, mas também associados ao custo de O&M do sistema elétrico como um todo. Para que isso seja possível, é possível que o usuário insira informações sobre as características do sistema atual. Estas informações são inseridas a partir de arquivo com extensão csv, que poderá ser obtido diretamente do site da ANEEL ou elaborado pelo usuário, caso o mesmo queira realizar customização das informações. A seguir é apresentada a implementação realizada:

Etapa 3.1: Selecionar a pasta na qual será inserido o arquivo csv. No menu inicial o usuário precisará acessar a opção “configurações” e posteriormente a opção “Atualizar diretório para importação de dados” e preencher o caminho completo, incluindo nome do arquivo e extensão.

Etapa 3.2: Após este passo, o usuário que desejar poderá buscar uma base de dados atualizada (arquivo csv) na seção de relatórios do site da ANEEL¹⁴. Caso o usuário decida manipular as informações do arquivo, é importante ressaltar que o arquivo inserido deverá estar em formato csv e apresentar estrutura semelhante a exposta no ANEXO B e de relatório disponibilizado pela ANEEL.

Etapa 3.3: Para a importação, foi construído código capaz de manipular o arquivo e inserir seus dados na ferramenta. São realizadas as seguintes manipulações:

- São descartados todos os registros que correspondam a empreendimento cujo destino da energia é classificado como Autoprodução:
 - Critério: Coluna sigDestinoEnergia = APE;

¹⁴ O relatório pode ser encontrado no endereço <https://www.aneel.gov.br/dados/relatorios> selecionando a opção “Relação de empreendimentos em operação csv” e incluir este arquivo no diretório.

- Através do Código CEG, é possível identificar o estado em que cada um dos empreendimentos está localizado. Desta forma é possível determinar em qual subsistema o empreendimento está localizado;
- Para todas as usinas hidrelétricas, é realizada uma classificação de dimensão da usina, as classificando como pequena, média ou grande conforme detalhamento:
 - UHE Pequeno Porte: Capacidade Instalada < 30000 kW;
 - UHE Médio Porte: 30000 < Capacidade Instalada < 600000 kW;
 - UHE Grande Porte: Capacidade Instalada > 600000 kW.

A Classificação das usinas térmicas de acordo com a fonte utilizado no processo de geração de energia, é apresentada na tabela 13. A fonte de combustível está presente no código CEG da usina.

Tabela 13 – Código CEG e detalhamento de combustíveis envolvidos na geração de energia térmica

Código	Fonte Nível 1	Fonte Nível 2	Classificação CARTHER
FL	Floresta	Biogás - Floresta	Biomassa
FL	Floresta	Carvão Vegetal	Biomassa
FL	Floresta	Gás de Alto Forno - Biomassa	Biomassa
FL	Floresta	Lenha	Biomassa
FL	Floresta	Licor Negro	Biomassa
FL	Floresta	Resíduos Florestais	Biomassa
RU	Resíduos sólidos urbanos	Biogás - RU	Biomassa
RU	Resíduos sólidos urbanos	Carvão - RU	Biomassa
RA	Resíduos animais	Biogás - RA	Biomassa
BL	Biocombustíveis líquidos	Etanol	Biomassa
BL	Biocombustíveis líquidos	Óleos vegetais	Biomassa
AI	Agroindustriais	Bagaço de Cana de Açúcar	Biomassa
AI	Agroindustriais	Biogás-AGR	Biomassa
AI	Agroindustriais	Capim Elefante	Biomassa
AI	Agroindustriais	Casca de Arroz	Biomassa
PE	Petróleo	Gás de Alto Forno - PE	Petróleo
PE	Petróleo	Gás de Refinaria	Petróleo
PE	Petróleo	Óleo Combustível	Petróleo
PE	Petróleo	Óleo Diesel	Petróleo

PE	Petróleo	Outros Energéticos de Petróleo	Petróleo
CM	Carvão mineral	Calor de Processo - CM	Carvão
CM	Carvão mineral	Carvão Mineral	Carvão
CM	Carvão mineral	Gás de Alto Forno - CM	Carvão
GN	Gás natural	Calor de Processo - GN	Gás natural
GN	Gás natural	Gás Natural	Gás natural
OF	Petróleo	Calor de Processo - OF	Petróleo
OF	Petróleo	Turfa	Petróleo
OF	Petróleo	Xisto	Petróleo

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Após estas manipulações, os dados restantes e transformados são arquivados na base do CARTHER.

4.4. Desenvolvimento de Relatórios para Análise de Resultados

Para garantir melhor usabilidade da ferramenta, foram elaborados no CARTHER, relatórios apresentando os resultados associados a cada um dos 4 cenários de simulação inseridos pelo usuário. O relatório é separado pelas seguintes seções:

- **Custo Nivelado:** Nesta seção serão apresentados os custos por kW/h associados a cada fonte de geração de energia e um gráfico comparando o comportamento destes custos em cada região;
- **Incremento no Custo Total:** Seção onde serão exibidos os custos adicionados a operação do sistema, considerando o incremento de energia a ser realizado sob o cenário base;
- **Custo de Investimento:** Seção onde são discriminados os custos associados a construção de novas usinas. Estes custos são discriminados, pois entende-se que diferentemente dos custos de O&M, externalidades e combustíveis, o custo de investimento é tido inicialmente, não sendo diluído na vida útil da usina (ou sendo diluído a partir da incidência de juros);

- **Composição da Matriz:** Seção onde serão apresentadas informações atreladas a composição da matriz em cada um dos subsistemas, bem como em todo o território;
- **Fator de Capacidade Ótimo:** Partindo-se da premissa de que a segunda otimização é realizada em patamares horários distintos, com resultados ótimos, esta seção tem como objetivo apresentar o fator de capacidade associado a operação das usinas, discriminado por cada fonte;
- **Incremento de Geração de Energia:** Esta seção apresenta qual a participação de cada fonte energia no momento de geração simulado, apresentando tabelas e curvas representativas, conforme figura 20;

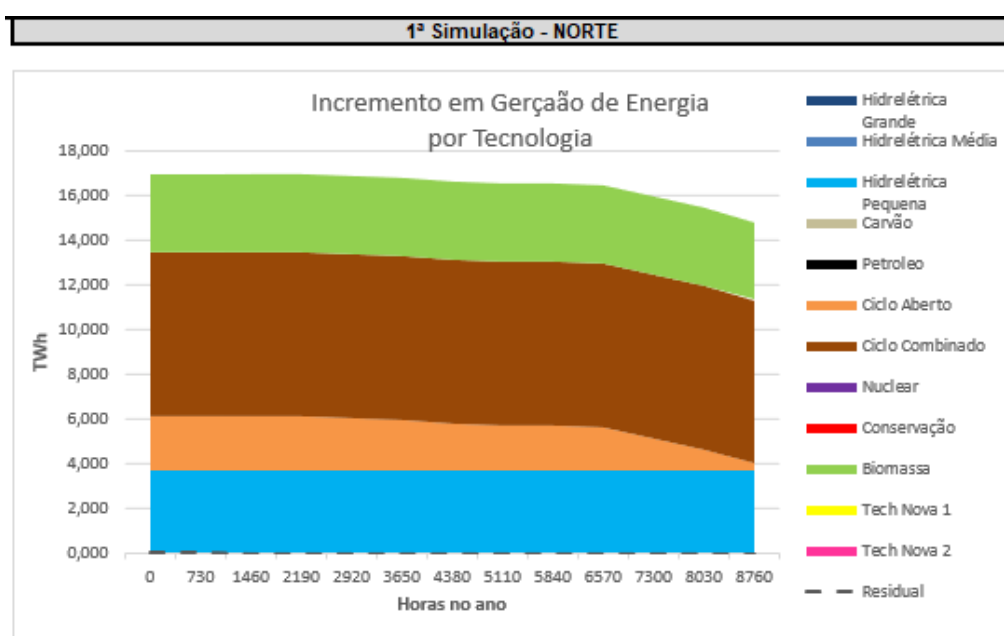


Figura 20 – Representação de incremento de energia por tecnologia.

Gráfico apresentado no relatório de saída do modelo CARTHER

Fonte: Elaborado pelo Autor.

- **Combustível Requerido:** Nesta seção é exibida a demanda de combustível associada a cada uma das tecnologias utilizadas na matriz proposta pela simulação;

- **Emissão de CO₂:** Nesta seção é exibida a emissão de dióxido de Carbono (CO₂) durante o processo de geração de energia, para toda energia gerada no cenário de solução proposta;
- **Intercâmbio de Energia:** A última seção do relatório apresenta o montante de energia transferido entre cada uma das áreas elétricas do modelo, apresentando a informação de maneira tabular e a partir de diagrama, conforme exposto na figura 21.

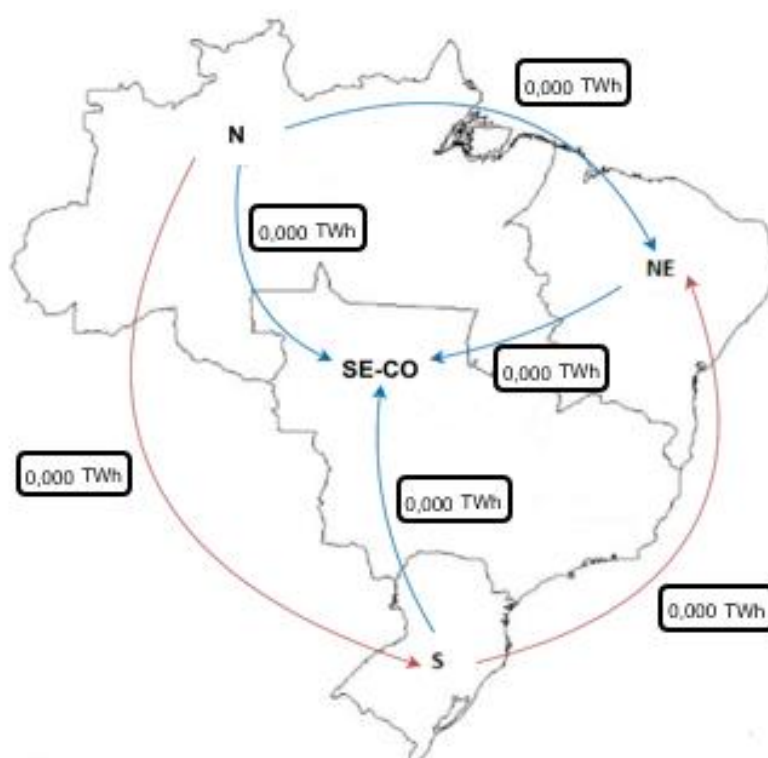


Figura 21 – Representação gráfica para os resultados de intercâmbio de energia entre Subsistemas no modelo CARTHER

Fonte: Elaborado pelo Autor.

O ANEXO C apresenta o referido relatório, detalhando todos os resultados que podem ser obtidos pelo usuário, após estudo e simulação de um ou mais cenários.

5. Validação do Modelo

Dada a complexidade da ferramenta proposta neste trabalho, uma infinidade de testes poderia ser proposta a fim de validar a modelagem implementada e funcionamento do modelo CARTHER. Considerando que o modelo desenvolvido, apesar de complexo, não apresenta uma infinidade de caminhos lógicos, não será realizado nenhum teste caixa-branca (onde a lógica interna do programa é exercitada), sendo assumido que estes já foram naturalmente validados durante o processo construtivo do modelo. Desta forma, a validação se baseará em conceitos de testes caixa-preta, com foco na validação dos requisitos. Doerra et al (2012) e Shan et al (2003) discutem os desafios relacionados a obtenção de dados para realização de testes caixa-branca e testes caixa-preta, reforçando a importância de criação de testes capazes de validar a maior quantidade de requisitos possíveis. Serão realizados os testes caixa-preta e o Teste Comportamental para validação do modelo.

A análise de valor limite - BVA leva a uma seleção de casos de teste que utilizam valores limites de uma dada entrada ou saída com o objetivo de analisar o comportamento da ferramenta quando submetida a valores extremos, válidos, e quando a mesma cruza esta fronteira e é alimentada por entradas inválidas. O teste caixa-preta, também conhecido como teste comportamental, tem como principal objetivo validar os requisitos funcionais do *software*, sendo complementar aos testes caixa-branca. Pressman (2011) enfatiza que estes testes, no geral são realizados na interface do *software*, examinando aspectos fundamentais de um sistema, com pouca preocupação em relação à estrutura lógica interna do *software*, o que geralmente é o principal foco dos testes caixa-branca.

5.1. *Boundary Value Analysis - BVA*

Para o teste, determinou-se as variáveis de testes, bem como levantou-se as condições de contorno, determinando os intervalos que uma dada variável poderá assumir, realizando simulações com entradas imediatamente a direita (+) e a esquerda (−), tanto dos limites inferiores quanto dos superiores, verificando assim a resposta do sistema a estas entradas.

5.1.1. Casos de Teste BVA

Para a realização do teste BVA no CARTHER, as variáveis a serem consideradas serão demanda incremental, limite de capacidade transmissão, distância entre subsistemas, custos totais e fator de capacidade, entendendo-se que estas estão entre as principais variáveis do CARTHER. A tabela 14 apresenta as variáveis selecionadas para este teste, bem como o intervalo de valores que cada uma destas variáveis poderá assumir em cenários de simulação.

Tabela 14 - Variáveis de entrada analisadas no teste BVA e seus limites

Entrada	unidade	Limite inferior	Limite superior
Demanda de energia	TWh	0	-
Limite de capacidade transmissão	TWh	0	-
Distância entre subsistemas	km	0	-
Custos totais	\$/MWh	0	-
Fator de capacidade	-	0	100

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para a simulação, adotou-se um conjunto de entradas fixo, variando sempre a grandeza com a qual se deseja realizar o teste de valor limite. As entradas fixas atreladas a cada variáveis podem ser consultadas no ANEXO D. A Tabela 15 apresenta os valores considerados para cada uma das variáveis de entrada abordadas no teste.

Tabela 15 - Variáveis de entrada e os valores aplicados para realização do teste BVA

Entrada	Limite inferior (-)	Limite inferior (+)	Limite INFERIOR (-)	Limite SUPERIOR (+)
Demanda de energia	-1	1	-	-
Limite de capacidade transmissão	-0,1	0,1	-	-
Distância entre subsistemas	-10	10	-	-
Custos totais	-10	10	-	-
Fator de capacidade	-1	1	99	101

Fonte: Elaborado pelo Autor.

5.1.2. Resultados do Teste BVA

O primeiro teste de valor limite realizado, consistiu em submeter a variável demanda de energia incremental a seus valores limite. Considerando que o modelo tem como demanda incremental mínima 0 TWh e não possui limite superior teórico para a simulação, definiu-se utilizar a demanda referente ao subsistema Norte, no cenário de simulação nomeado como “2030”, fazendo esta menção ao ano horizonte da simulação. O resumo do teste BVA é disponibilizado na tabela 16.

Tabela 16 – Resumo do Teste BVA para variável de entrada demanda de energia

Teste	Variável	Cenário	Subsistema	Valor (TWh)	Cenário Simulado
Demanda de energia (-)	demanda	2030	Norte	-1	Não
Demanda de energia (+)	demanda	2030	Norte	+1	Sim

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para esta simulação, quando inserido a demanda de -1 TWh, foi exibida, pelo modelo, mensagem de erro indicando inviabilidade de uma solução, considerando as restrições do sistema, bem como os dados de entrada disponibilizados para o modelo, conforme figura 22. Este comportamento é esperado, visto que a proposta da ferramenta CARTHER é a otimização de cenários onde há incremento de demanda e o cenário simulado representa uma redução da demanda por energia.

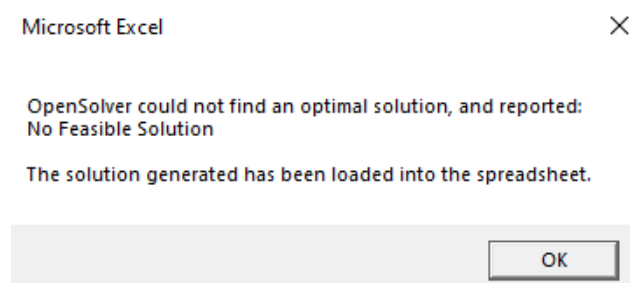


Figura 22 – Mensagem exibida na tela do CARTHER sinalizando solução inviável

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Quando a simulação realizada considerou a demanda por energia de +1 TWh, a simulação foi concluída com sucesso, sendo este o comportamento esperado para o modelo. Em seguida, realizou-se simulação com intuito de verificar o comportamento do sistema quando submetido a valores limite da capacidade de transmissão de energia entre subsistemas. Para que fosse possível realizar tal simulação foi construído cenário hipotético onde o subsistema Norte não possuía recursos próprios para geração de energia, sendo assim dependente de intercâmbio com as regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste para fornecer seu suprimento de energia. Os resultados de intercâmbio para este cenário base são apresentados na

figura 23.

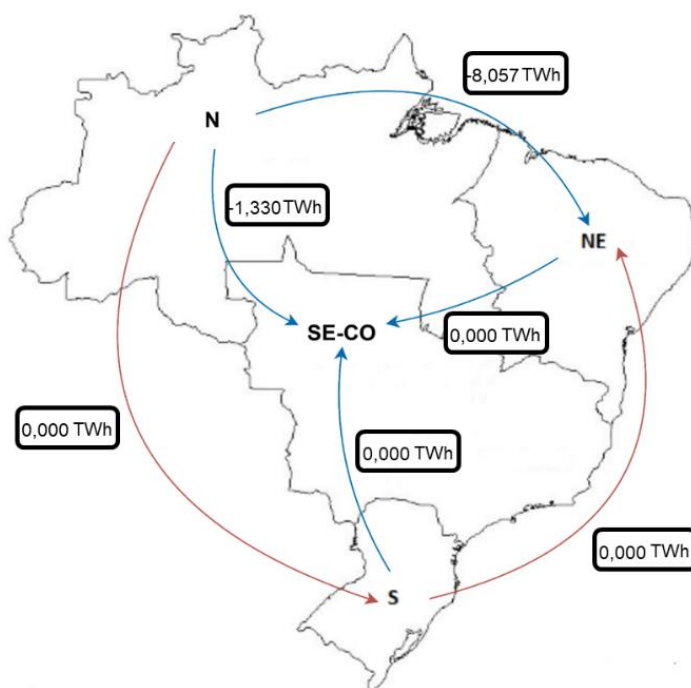


Figura 23 – Resultados de Intercambio de energia entre área durante simulação de cenário base para BVA de Capacidade de transmissão

Fonte: Elaborado pelo Autor.

A partir deste cenário, realizou-se simulações considerando uma limitação na capacidade de transmissão do Sistema Sudeste-Centro Oeste, seja no recebimento quanto no envio de energia a outros subsistemas, conforme tabela 17.

Tabela 17 - Resumo do Teste BVA para variável de entrada Limite de Transmissão

Teste	Variável	Cenário	Subsistema	Valor (tWh)	Cenário Simulado
Limite de transmissão (-)	Intercâmbio	2030	Sudeste	-0,1	Não
Limite de transmissão (+)	Intercâmbio	2030	Sudeste	+0,1	Sim

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Vale ressaltar que para esta variável de entrada, o sinal não está associado a direção de fluxo. Espera-se valores positivos, onde este escalar indica o limite de intercâmbio tanto do subsistema A para B quanto de B para A.

Para esta simulação, novamente o sistema apresentou uma resposta esperada. Para a simulação em que a entrada assumiu limite de transmissão de -0,1 TWh (podendo este ser interpretado como valor ligeiramente menor que o limite inferior teórico) a ferramenta indicou inviabilidade, por se tratar de uma entrada não esperada. Já quando o valor atribuído a este limite foi 0,1 TWh (valor ligeiramente superior ao limite inferior teórico), a mesma foi capaz de otimizar o sistema proposto, contudo limitando o intercâmbio em questão a 0,1 TWh e buscando energia em outros subsistemas para atender a região Norte, figura 24.

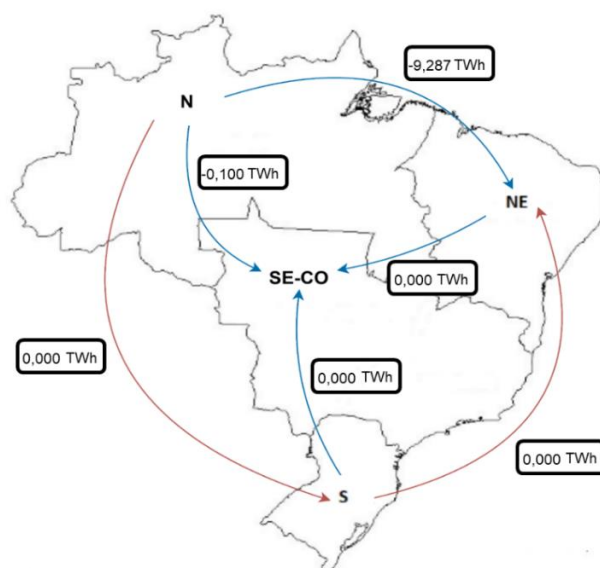


Figura 24 - Resultados de Intercambio de energia entre área durante simulação BVA de capacidade de transmissão para limite de intercambio de 0,1 TWh

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Em seguida, ainda analisando intercâmbio de energia entre subsistemas, foi realizada simulação, para o cenário exposto na Figura 23, onde o objetivo era analisar a influência da variável distância entre subsistemas no resultado da simulação. Assumindo que o valor da distância deverá ser maior ou igual a zero, não apresentando limite superior, foi proposta simulação conforme informações apresentadas na tabela 18.

Tabela 18 - Resumo do Teste BVA para variável de entrada distância entre subsistemas

Teste	Variável	Cenário	Subsistema	valor (km)	Cenário Simulado
Distância (-)	distância	2030	Norte-Nordeste	-0,1	Sim
Distância (+)	distância	2030	Norte-Nordeste	+0,1	Sim

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Durante os testes, verificou-se que para os dois cenários simulados a ferramenta concluiu a simulação, o que inicialmente era esperado apenas para a entrada 0,1 km, uma vez que a entrada -0,1 km não representa uma distância fisicamente possível. Desta forma, entende-se que a ferramenta apresentou comportamento inapropriado, passível de correção. Em uma análise mais profunda verificou-se que a distância inserida é diretamente aplicada ao cálculo de custo nivelado. Desta forma, a distância em valores negativos resulta em custo nivelado negativo associado ao sistema de transmissão, reduzindo o custo total do kWh para a tecnologia em questão, conforme apresentado na tabela 19.

Tabela 19 - Influência das distâncias do teste BVA no custo nivelado

Variável	Tecnologia	\$KWh (-0,1 km)	\$KWh (+0,1 km)
Custo nivelado	Trans. UTE Carvão NE-N	3,69321170E+01	3,69321250E+01
Custo nivelado	Trans. UHE g NE-N	1,74640575E-01	1,74648115E-01

Fonte: Elaborado pelo Autor.

A solução proposta para esse cenário é o ajuste da interface de entrada, de forma que o usuário do CARTHER só consiga inserir valores positivos para esta variável. Após conclusão dos testes associados a intercambio de energia entre subsistemas, foi realizado

teste limite para o custo da energia, conforme tabela 20. Cabe ressaltar que esta entrada não é feita diretamente pelo usuário, visto que o custo do kWh é calculado a partir das entradas de usuário, conforme exposto na subseção 3.4.1.

Tabela 20 - Resumo do Teste BVA para variável de entrada custos totais

Teste	Variável	Cenário	Subsistema	Tecnologia	Valor (\$MWh)	Cenário Simulado
Custos (-)	Custo Nivelado Total	Todos	Todos	UHE Médio Porte	-0,0001	Sim
Custos (+)	Custo Nivelado Total	Todos	Todos	UHE Médio Porte	+0,0001	Sim

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para este teste, verificou-se que o CARTHER apresentou soluções tanto para custos de kWh positivos, quanto negativos. O que inicialmente não era esperado. Contudo, tal fenômeno pode ser explicado pelo fato de que as restrições foram aplicadas no suplemento *OpenSolver* para limitar a capacidade instalada e a energia gerada em valores positivos, mas não restringe o custo do kWh. Sendo assim, o custo sendo negativo não fere o modelo de otimização, contudo representa uma situação fisicamente impossível, no que tange o custo de construção de uma usina.

Desta forma, a solução proposta é limitar a entrada do sistema, de forma a não permitir que o usuário insira dados que possam resultar em custo nivelado de energia negativo para simulação, bem como inserir restrição de forma a garantir que em caso de um custo nivelado negativo, este seja descartado da simulação.

Por último, foi realizado teste para verificação do comportamento do modelo, frente valores de FC. Desta forma, considerando que os valores esperados para fator de capacidade estão entre 0 e 100, selecionou-se valores imediatamente inferiores e superiores a 0, bem como imediatamente inferiores e superiores a 100, conforme Tabela 21.

Tabela 21 - Resumo do Teste BVA para variável de entrada fator de capacidade

Teste	Variável	Cenário	Subsistema	Tecnologia	Valor (FC)	Cenário Simulado
Fator de capacidade (-)	FC	Todos	Todos	UHE Médio Porte	-1	Sim
Fator de capacidade (+)	FC	Todos	Todos	UHE Médio Porte	1	Sim
Fator de capacidade (-)	FC	Todos	Todos	UHE Médio Porte	99	Sim
Fator de capacidade (+)	FC	Todos	Todos	UHE Médio Porte	101	Sim

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para o conjunto de entradas exposto na Tabela 21, o CARTHER foi capaz de simular todos os cenários apresentando comportamento esperado. Os FCs inseridos foram convertidos pela própria ferramenta, de forma que o sistema considerasse o intervalo 0 a 100 para cada uma das tecnologias, onde valores superiores a 100 e inferiores a 0 foram ajustados para o limite das faixas, respectivamente 100 e 0.

5.2. Teste Comportamental (Simulação de Requisitos)

Dada a complexidade do CARTHER, os testes comportamentais, buscaram propor cenários de teste que fossem capazes de estimular o CARTHER a trabalhar considerando diferentes soluções, submetendo-os a limites específicos, escassez de recursos, entre outros cenários que permitissem a validação dos requisitos da ferramenta.

5.2.1. Cenários para Teste Comportamental

Considerando os requisitos do CARTHER, propõe-se 3 cenários de validação que utilizarão completamente todos os requisitos funcionais para um programa, sendo cada cenário específico e direcionado a análise de um ou mais requisitos e características da ferramenta, conforme proposta de simulação apresentada na tabela 22.

Tabela 22 - Detalhamento cenários de simulação comportamental

CENÁRIO	CARACTERÍSTICAS	DETALHES
#1	Foco em geração local	O modelo será estimulado a apresentar soluções para atendimento de demanda a partir de geração local
#2	Uso da rede de transmissão	O modelo será estimulado a apresentar soluções utilizando a rede de transmissão
#3	Indisponibilidade de combustível	O modelo será estimulado a excluir tecnologias de geração em função da indisponibilidade de combustível

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Com estas simulações é possível verificar o funcionamento do sistema, em função dos seus requisitos gerais, além das particularidades impostas em cada um dos cenários, verificando assim seu correto funcionamento. O detalhamento destes resultados será apresentado na subseção 5.2.2.

5.2.2. Resultados do Teste Comportamental

Para a realização dos testes comportamentais, considerou-se cenários que induzissem o sistema a apresentar determinados comportamentos e saídas. Serão descritos os testes adotados neste processo de validação acompanhados de seus resultados. Todos os testes foram derivados de um conjunto fixo de entradas, apresentadas no ANEXO E e os ajustes ou particularidades aplicadas nas simulações serão listados nos próximos tópicos, acompanhados de seus resultados.

Cenário 1 – Geração Local

Tem como principal objetivo simular um horizonte com aumento de demanda energética no sistema, considerando que todos os subsistemas possuem recursos próprios para atender suas demandas por energia. Os valores de demanda são apresentados na Tabela 23. Desta forma, para representação deste cenário, as entradas inseridas garantiam disponibilidade de combustível, gerações mínima e máxima em valores que permitissem a utilização de todas as tecnologias disponíveis, bem como possibilidade de emissão de carbono (ANEXO E).

Tabela 23 – Incremento de energia inserido para simulação comportamental do cenário 1

Subsistema	Demanda (TWh)
Sudeste	123
Norte-centro oeste	17
Nordeste	34
Sul	36

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para esta simulação, foi possível verificar que os valores de geração máxima, bem como faixas de operação para cada FC foram respeitados durante o processo de otimização. É importante ressaltar que durante esta simulação, a curva de demanda é dividida em 12 patamares distintos, sendo o custo do kWh diferente entre cada um dos patamares, pois cada um destes corresponde a um tempo de operação distinto e, portanto, um FC distinto, influenciando o preço final da energia. A tabela 24 apresenta os valores de capacidade instalada propostos na solução do modelo.

Tabela 24 - Resultado da simulação comportamental do cenário 1

Tecnologia	Capacidade Instalada (GW)			
	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
UHE Grande	12,000	0,500	1,000	3,000
UHE Média	2,124	1,743	3,000	0,481
UHE Pequena	0	0	0	0
UTE Carvão	0	0	0	0
UTE Petróleo	0	0	0	0
UTE Ciclo aberto	0,593	0,142	0,037	0,791
UTE Ciclo combinado	0,894	0	0,529	0
Nuclear	0	0	0	0
Biomassa	0	0,007	0,061	0,516
Eólica	3,000	0	0	0,483
Solar	3,000	0	0,318	3,000
Conservação	0	0	0	0

Fonte: Elaborado pelo Autor.

No fim da simulação é apresentado custo equivalente da energia (\$kWh), considerando o FC observado na simulação, tabela 25.

Tabela 25 - Fator de capacidade ótimo resultante da simulação comportamental - Cenário 1

Tecnologia	Fator de Capacidade (%)			
	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
UHE Grande	85	85	85	85
UHE Média	76	84	85	78
UHE Pequena	0	0	0	0
UTE Carvão	0	0	0	0
UTE Petróleo	0	0	0	0
UTE Ciclo aberto	34	33	38	22
UTE Ciclo combinado	8	0	65	0
Nuclear	0	0	0	0
Biomassa	0	8	80	0
Eólica	42	0	0	42
Solar	23	0	23	23
Conservação	0	0	0	0

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Com base na capacidade instalada proposta na solução e no FC, apresentados nas tabela 24 e tabela 25, o CARTHER determina o custo do kWh, calculado a partir da equação 3, e exibido na Tabela 26.

Tabela 26 - Custo total de investimento resultante da simulação comportamental - Cenário 1

Tecnologia	Custo Total de INVESTIMENTO (M US\$)			
	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
UHE Grande	18.923,67	788,49	1.576,97	4.730,92
UHE Média	4.498,03	3.692,02	6.354,55	1.018,49
UHE Pequena	0	0	0	0
UTE Carvão	0	0	0	0
UTE Petróleo	0	0	0	0
UTE Ciclo aberto	1.600,75	382,80	99,55	3.529,47
UTE Ciclo combinado	2.412,57	0	1.428,12	0
Nuclear	0	0	0	0
Biomassa	0	0,05	0,51	0
Eólica	4.536,00	0	0	730,90
Solar	3.150,00	0	334,23	3.150,00
Conservação	0	0	0	0

Investimento	35.121,02	4.863,36	9.793,93	13.159,79
Investimento Total	62.938,10			

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Cenário 2 – Uso do Sistema de Transmissão

Para este cenário foram utilizados os valores de demanda por energia expostos na tabela 27.

Tabela 27 - Incremento de energia inserido para simulação comportamental do cenário 2

Subsistema	Demanda (TWh)
Sudeste	272,27
Norte-centro oeste	38
Nordeste	76,02
Sul	70,01

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Segundo o ONS (2020b), a região Sul está entre os subsistemas brasileiros com menor capacidade de armazenamento de energia. O Sumário Executivo de Programação Mensal do ONS (2020b), expõe que atualmente, durante o processo de gestão de recursos hídricos na programação da operação, vem-se observando uma redução no nível dos reservatórios da região Sul.

Com o objetivo de induzir a soluções que fizessem uso do sistema de transmissão, bem como realizar uma validação realista, no que tange os desafios observados no sistema, elegeu-se o subsistema Sul como o subsistema a importar energia, o que é um cenário comum na operação do sistema elétrico. Para a simulação deste cenário, as entradas que indicam geração máxima foram zeradas, de forma a garantir que toda demanda de energia desta região fosse atendida a partir de intercâmbio entre áreas. Vale salientar que a tecnologia definida como conservação apresenta capacidade instalada máxima maior que zero, pois esta tem como único papel a garantia do balanço energético, podendo ser interpretada como o déficit de geração de energia no sistema para o cenário analisado. Para garantir convergência do cenário simulado, as tecnologias associadas aos

demais subsistemas tiveram seu valor de geração máxima relaxados, visto que o principal objetivo deste é verificar a tomada de decisão do CARTHER em cenários de necessidade de utilização do sistema de transmissão. Estas entradas podem ser verificadas na tabela 28.

Tabela 28 - Capacidade instalada máxima inserida como entrada para a simulação do cenário 2

Tecnologia	Capacidade Instalada Máxima (GW)			
	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
UHE Grande	20	20	20	0
UHE Média	100	100	100	0
UHE Pequena	100	100	100	0
UTE Carvão	100	100	100	0
UTE Petróleo	100	100	100	0
UTE Ciclo aberto	100	100	100	0
UTE Ciclo combinado	100	100	100	0
Nuclear	100	100	100	0
Biomassa	100	100	100	0
Eólica	100	100	100	0
Solar	100	100	100	0
Conservação	99999	99999	99999	99999

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Considerando o relaxamento de capacidade instalada máxima, era esperado que durante a resolução dos patamares da curva de carga, o modelo propusesse iniciar a otimização utilizando a tecnologia de menor custo e só realizasse a transição para uma segunda tecnologia quando a de menor custo apresentasse alguma limitação que impedisse a utilização, como FC de operação, indisponibilidade de combustível e/ou externalidades.

Vale destacar que a tecnologia definida como conservação pode ser vista como uma tecnologia fictícia, capaz de absorver toda a demanda de energia em caso de uma não convergência do modelo. Desta forma, a tecnologia pode ser interpretada como déficit de geração para o cenário proposto pelo usuário. Desta forma, a mesma é flexibilizada com o preenchimento do valor “99999” para garantir convergência matemática, mesmo em cenários de déficit de geração elevado.

A simulação convergiu, e a tabela 29 mostra a solução proposta pelo sistema, ratificando a expectativa de utilização do sistema de transmissão para atendimento a demanda por energia da região Sul.

Tabela 29 - Capacidade instalada apresentada como resultado para a simulação do cenário 2

Tecnologia	Capacidade Instalada Máxima (GW)			
	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
UHE Grande	14,23	2,37	4,67	0
UHE Média	0	0	0	0
UHE Pequena	0	0	0	0
UTE Carvão	0	0	0	0
UTE Petróleo	0	0	0	0
UTE Ciclo aberto	1,38	0,02	0,15	0
UTE Ciclo combinado	0	0	0	0
Nuclear	0	0	0	0
Biomassa	0	0	0	0
Eólica	3,00	0	0	0
Solar	3,00	0	0	0
Conservação	0	0	0	0
UTE Carvão – Trans. Sudeste	0	0	0	0
UTE Carvão – Trans Norte	0	0	0	0
UTE Carvão – Trans Nordeste	0	0	0	0
UTE Carvão – Trans Sul	0	0	0	0
UHE Grande – Trans Sudeste	0	0	0	0
UHE Grande – Trans Norte	0	0	0	0
UHE Grande – Trans Nordeste	0	0	0	0
UHE Grande – Trans Sul	5,24	0	0	0

Fonte: Elaborado pelo Autor.

O custo do kWh atrelado a cada patamar de carga pode ser verificado no ANEXO F, visto que as entradas associadas ao cálculo do custo nivelado de energia, para esta simulação não foram alteradas quando comparadas ao cenário 1. Como é possível verificar, a solução proposta considera intercâmbio de energia entre os subsistemas Sul e Sudeste para atendimento integral a demanda da região Sul, sendo este o comportamento esperado.

Cenário 3 – Indisponibilidade de Combustível

Baseado no cenário 1, o cenário 3 foi idealizado para verificar a decisão da ferramenta, quando submetido a um cenário de escassez de combustível. A tabela 30 apresenta o combustível consumido no processo de geração de energia para a solução proposta no cenário 1.

Tabela 30 - Combustível requerido pelo sistema, apresentado em simulação do cenário 1

Tecnologia	Combustível Requerido			
	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
Carvão (mton)	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Nuclear (mton)	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Biomassa (mton)	0,00E+00	3,40E-03	3,00E-01	0,00E+00
Petróleo (gm ³)	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Gás CA (g.10 ³ m ³)	4,46E-04	1,03E-04	3,09E-04	6,52E-04
Gás CC (g.10 ³ m ³)	1,14E-04	0,00E+00	5,30E-04	0,00E+00

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para o cenário 3, verificou-se os combustíveis demandados na primeira simulação, indisponibilizando uma das reservas de combustível para analisar a resposta do *software*. Assim, as reservas de GN foram consideradas como indisponíveis no subsistema Sul, afim de verificar o comportamento do CARTHER.

Após a simulação, a capacidade instalada proposta para atendimento ao cenário proposto pode ser vista na tabela 31. Mais uma vez, assim como no cenário 1, não houve necessidade de intercâmbio entre subsistemas.

Tabela 31 – Capacidade instalada apresentada como resultado para a simulação do cenário 3

Tecnologia	Capacidade Instalada (GW)			
	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
UHE Grande	12,000	0,500	1,000	3,000
UHE Média	2,124	1,743	3,000	1,383
UHE Pequena	0	0	0	0
UTE Carvão	0	0	0	0,073
UTE Petróleo	0	0	0	0
UTE Ciclo aberto	0,593	0,142	0,037	0
UTE Ciclo combinado	0,894	0	0,529	0

Nuclear	0	0	0	0
Biomassa	0	0,007	0,061	0,428
Eólica	3,000	0	0	0,294
Solar	3,000	0	0,318	3,000
Conservação	0	0	0	0

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Vale destacar que o cenário 3, por indisponibilizar geração por GN no subsistema Sul, faz com que o modelo busque outras soluções, nas quais é esperado um custo kWh superior ao cenário 1, com isto o custo global para o sistema no cenário 3 é superior ao custo do cenário 1, conforme exposto na tabela 32.

Tabela 32 - Comparativo de Custo entre cenários

	Custo Total de INVESTIMENTO (B US\$)				
Cenário	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul	Total
#1	\$3,6254	\$0,4518	\$0,9385	\$1,2372	\$6,2528
#3	\$3,6254	\$0,4518	\$0,9385	\$1,2493	\$6,2646

Fonte: Elaborado pelo Autor.

De forma geral, os testes comportamentais apresentaram resultados esperados, onde pode-se verificar que o CARTHER, quando submetido a condições de escassez, seja do nível de água, gás, ou impossibilidade de construção de novas usinas em um subsistema teve tomadas de decisão adequadas.

Ainda quando realizado comparativo entre cenários, foi possível verificar coerência nos resultados, visto que quando aplicadas restrições ao cenário base, a solução proposta apresentou custo superior, o que confirma o correto funcionamento da ferramenta no seu processo de otimização, propondo configuração da matriz sempre alinhada aos requisitos de entrada e apresentando menor custo possível para o kWh.

No que tange performance do modelo, o tempo médio de execução foi de 18 minutos, considerado satisfatório pelos desenvolvedores.

6. Conclusão

Este trabalho propôs o desenvolvimento de um modelo acadêmico de Planejamento da Expansão, denominado CARTHER. Esta modelo destina a propor uma matriz de geração ótima capaz de atender a demanda por energia com menor custo possível em um horizonte de simulação definido pelo usuário. A ferramenta foi modelada no aplicativo MS Excel e os algoritmos e procedimentos para manipulação destes dados foram desenvolvidos em linguagem VBA, suportada pelo aplicativo Excel. O modelo baseando-se na metodologia *LCOE* para cálculo do custo da energia e considera parâmetros associados a construção e vida útil das usinas, gastos com O&M, combustíveis e possíveis impactos ambientais associados a atividade de geração de energia. O modelo foi desenvolvido para representar o SIN o dividindo em até 4 subsistemas interligados entre si, de acordo com os parâmetros de entrada definidos pelo usuário. O modelo permite a inserção de curvas de demanda, geração solar e geração eólica, representadas através de 12 blocos de tempo, cada um de 2 horas, sendo cada curva inserida associada a um dos 4 subsistemas.

O modelo CARTHER permite otimização de até 4 cenários distintos de forma paralela, onde para cada otimização são realizadas 2 simulações, baseadas em Programação Linear Inteira Mista *COIN Branch and Cut Solver* – CBC e aplicadas através do suplemento *OpenSolver*, compatível com o aplicativo MS Excel. No que tange o processo de desenvolvimento da ferramenta, o desenvolvimento realizado enfatizou a representação da capacidade firme, rede de transmissão, através da interligação entre subsistemas e flexibilidade.

Para a representação da capacidade firme, o principal desafio do modelo foi a determinação de um bloco de tempo que fosse capaz de representar, principalmente a variabilidade da demanda por energia bem como a geração eólica (visto que a geração solar apresenta curva mais comportada, podendo ser aproximada por um degrau) e ao mesmo tempo, que o bloco de tempo escolhido não afetasse significativamente a performance das simulações.

Para a rede de transmissão, o maior desafio consistiu no equacionamento para aplicação do *LCOE* e determinação das tecnologias elegíveis a transmissão de energia.

Após análise, definiu-se apenas que UHEs de grande porte e UTEs a Carvão seriam elegíveis a transmissão. Isto porque, cada tecnologia habilitada demandou um cálculo próprio de custo nivelado de energia, e cada tecnologia inserida representaria um acréscimo de 48 variáveis ao processo de otimização. Desta forma buscou-se apresentar cenários com riqueza de possibilidades, mas que garantissem performance adequada ao sistema.

A implementação dos critérios de flexibilidade representou o desenvolvimento mais complexo, pois estava diretamente associado a qualidade do resultado da simulação. Esta implementação consistiu na inserção da curva residual (RLDC), que apresentou grande complexidade pois operações de subtração entre gráficos, em 12 blocos de tempo, onde foi necessária a preparação dos gráficos, interpolação de pontos dos gráficos, integrais e comparações entre áreas. A incorporação da equação de balanço de flexibilidade, apresentou-se como algo extremamente desafiador, pois precisou ser aplicada durante a resolução de cada um dos 12 patamares de carga, de forma iterativa para garantir que a solução apresentada pelo modelo iria considerar toda a demanda líquida ao invés de blocos de energia isolados entre si. Para que isto fosse possível, os resultados do balanço de flexibilidade de um patamar eram aplicados como restrição para os patamares seguintes e uma análise preditiva foi desenvolvida para validar se as soluções apresentadas nos primeiros patamares de carga não iriam inviabilizar a convergência da solução final.

No que se refere validações, foram aplicados testes BVA e comportamentais, onde a ferramenta apresentou o comportamento esperado. Em cenários onde entradas de dados inconsistentes refletiam em manipulação do preço, a ferramenta concluiu as simulações, o que não era esperado, contudo não houve falha de desenvolvimento, visto que se tratavam de entradas suportadas pelo modelo matemático. Para sanar esta falha, a estrutura de entrada foi ajustada de forma a não permitir a inserção de dados indesejáveis, impossibilitando que falhas como estas ocorram durante utilização do modelo. Com relação aos testes comportamentais, realizados de forma qualitativa, o sistema apresentou comportamento esperado, propondo soluções que faziam uso das interligações entre os subsistemas, respeitando os limites impostos pelo usuário e as restrições aplicadas ao modelo. No que tange performance, para cada cenário de simulação em que a ferramenta foi testada, a convergência das simulações apresentou tempo médio de 18 minutos,

considerado satisfatório que se trata de um modelo com foco acadêmico e sem intenção de comercialização.

Trabalhos futuros podem se dedicar ao desenvolvimento de uma interface, de forma a transformar o modelo de Planejamento da Expansão CARTHUR em um *software* de planejamento da expansão, oferecendo maior usabilidade aos usuários e diminuindo assim seu esforço no preenchimento e manipulação de diferentes abas da planilha. Estes estudos podem se dedicar também a calibração do modelo ao cenário brasileiro, inserindo em sua base de dados, usinas existentes no SIN, adequando custos e disponibilidade de combustíveis, geração RE mínima e máxima, evolução da demanda por energia, obtidos a partir de estudos da EPE e a partir da construção destes cenários, validando o comportamento da ferramenta quando submetida a cenários próximos a realidade brasileira atual, verificando a evolução da penetração RE e podendo assim confrontar com as projeções de relatórios e estudos associados a expansão de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira.

Referências

BOIE, I. et al. 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. **Renewable Energy**, v. 87, p. 130–144, mar. 2016.

BOYD, S.; VANDENBERGHE, L. **Convex Optimization**. 7ª edição ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2009.

CCEE. **Metodologia de Preços**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/metodologia_de_precos?_afLoop=106309404716877&_adf.ctrl-state=5trgktmqj_1#!%40%40%3F_afLoop%3D106309404716877%26_adf.ctrl-state%3D5trgktmqj_5>. Acesso em: 12 dez. 2020a.

CCEE. **CCEE - Fontes**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/fontes?_afLoop=399848395652744&_adf.ctrl-state=b6ltidg86_1#!%40%40%3F_afLoop%3D399848395652744%26_adf.ctrl-state%3Db6ltidg86_5>. Acesso em: 1 nov. 2020b.

CEPEL. **DESSEM - Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo**. Disponível em: <http://www.cepel.br/pt_br/produtos/dessem-modelo-de-despacho-hidrotermico-de-curto-prazo.htm>. Acesso em: 1 set. 2020a.

CEPEL. **DECOMP - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo**. Disponível em: <http://www.cepel.br/pt_br/produtos/decomp-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-curto-prazo.htm>. Acesso em: 1 set. 2020b.

CEPEL. **NEWAVE - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo**. Disponível em: <http://www.cepel.br/pt_br/produtos/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de>

sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm>. Acesso em: 1 set. 2020c.

CEPEL. **MELP - Modelo de Expansão de Longo Prazo**. Disponível em: <<http://www.cepel.br/es/produtos/melp-modelo-de-expansao-de-longo-prazo.htm>>. Acesso em: 1 set. 2020d.

DOERRA, B. et al. Black-box complexities of combinatorial problems☆. 2012.

EIA. Levelized Cost of Electricity and Levelized Avoided Cost of Electricity Methodology Supplement. U.S. Energy Information Administration (EIA). 2013.

EIA. Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2018. 2018.

EPE. **Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica**, 2006. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-en/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-111/Metodologia%20de%20Calculo%20do%20ICB_R2.pdf>. Acesso em: 1 jun. 2020

EPE. **Plano Nacional de Energia 2030**. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético: Empresa de Pesquisa Energética, 2007. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-165/topico-173/PNE%202030%20-%20Proje%C3%A7%C3%B5es.pdf>>. Acesso em: 17 fev. 2020.

EPE. ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO - Empreendimentos Eólicos. p. 25, 2016.

EPE. **Nota Técnica - Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao Planejamento**, 2018a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-316/NT_EPE_DEE-NT-067_2018-r0.pdf>

EPE. **Modelo de Decisão de Investimentos para Expansão do SIN – Versão PDE 2027**. Empresa de Pesquisa Energética: Empresa de Pesquisa Energética, 2018b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-316/NT_EPE_DEE-NT-067_2018-r0.pdf>

abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-332/topico-425/NT_MDI_EPE-DEE-RE-52-2018_r1.pdf>. Acesso em: 6 ago. 2020.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético: Empresa de Pesquisa Energética, 2019. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-423/topico-481/02%20Demandada%20de%20Energia.pdf>>.

EPE. Planejamento de Longo Prazo. 2020a.

EPE. **Plano Nacional de Energia 2050 - PNE 2050**. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético: Empresa de Pesquisa Energética, 2020b. 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=>>. Acesso em: 30 maio. 2020.

EPE. **Nota Técnica - Projeção de Curva de Carga Horária**, 2020c. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-metodologia-projecao-de-curva-de-carga-horaria>>

EPE. **Balanço Energético Nacional 2020**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2020d. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-521/Relato%CC%81rio%20Si%CC%81ntese%20BEN%202020-ab%202019_Final.pdf>. Acesso em: 11 nov. 2020.

EPRI. **Metrics for Quantifying Flexibility in Power System Planning**. Palo Alto, California: Electric Power Research Institute, 2014. Disponível em: <<https://www.epri.com/research/products/3002004243>>. Acesso em: 10 abr. 2020.

GUTIERREZ, E. The who and how of power system flexibility. 2019.

IEA. **WORLD ENERGY MODEL DOCUMENTATION**. World Energy Outlook: International Energy Agency, 2018. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/55b96d4d-e9f0-46a1-9965-590ef37c1ff6/WEM_Documentation_WEO2020.pdf>. Acesso em: 11 jan. 2020.

IEA. **CO2 Emissions from Fuel Combustion**. Statistics report - IEA: International Energy Agency, 2020. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/co2-emissions-from-fuel-combustion-overview>>. Acesso em: 17 dez. 2020.

IRENA. **IRENA - Planning for the renewable future**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2017.

IRENA. **Power System Flexibility For the Energy Transition - Part1 Overview for Policy Makers**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2018. Disponível em: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Nov/IRENA_Power_system_flexibility_1_2018.pdf>. Acesso em: 3 nov. 2020.

JOHN, F.; LOUGEE-HEIMER, R. CBC User Guide. 2005.

LANNOYE, E.; FLYNN, D.; O'MALLEY, M. Transmission, Variable Generation, and Power System Flexibility. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 1, p. 57–66, jan. 2015.

MEDEIROS, L. H. LCOE, LACE e ICB: Análise Comparativa dos Custos de Capital e O&M da Geração de Energia e a Curva do Pato (Duck Chart). 2017.

MERCEDES, S.; RICO, J.; POZZO, L. Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro. 2013.

MILLS, A.; WISER, R. Changes in the Economic Value of Variable Generation at High Penetration Levels: A Pilot Case Study of California. 2012.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Governança Ambiental**, 2020. Disponível em: <<https://www.mma.gov.br/governanca-ambiental/economia-verde/instrumentos-econ%C3%B4micos>>

NREL. **Simple Levelized Cost of Energy (LCOE)**. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html>>. Acesso em: 11 set. 2019.

NWEKE, C. I. et al. **Benefits of chronological optimization in capacity planning for electricity markets**. IEEE, out. 2012. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6401421/>>. Acesso em: 5 jul. 2020

ONS. **Sumário do Programa Mensal de Operação**. Rio de Janeiro: Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, 2020a. Disponível em: <file:///C:/Documentos/%C3%81rea%20de%20Trabalho/SUMARIOEXECUTIVO_PMO_202101_REV1.pdf>. Acesso em: 30 dez. 2020.

ONS. Reservatórios. 2020b.

PONCELET, K. et al. Impact of the level of temporal and operational detail in energy-system planning models. **Applied Energy**, v. 162, p. 631–643, jan. 2016.

PRESSMAN, R. **Software Engineering: a Practitioner's Approach**. New York, NY - EUA: AMGH Editora Ltda, 2011.

PROJETO SINAPSE. **Caderno Temático 4 - Matriz Energética e Aprimoramento da Sistemática de Inserção Ambiental no Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico – PROJETO SINAPSE**, 2019. Disponível em: <<https://www.projetosinapse.com.br/wp-content/uploads/2019/08/Projeto-Sinapse-Caderno-4.pdf>>

ROMEIRO, D.; ALMEIDA, E.; LOSEKANN, L. A Escolha de Tecnologias de Geração Elétrica Despacháveis versus Intermitentes e o Caso Brasileiro. 2015.

SHAN, J. et al. Improved Method to Generate Path-Wise Test Data. 2003.

SHORT, W.; PACKKEY, D.; HOLT, T. **A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies**. Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, 1995. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/legosti/old/5173.pdf>>. Acesso em: 1 maio. 2020.

SILVA, S.; GANDELMAN, D.; TRINKENREICH, J. Modelo de Decisão de Investimentos para a Expansão do SIN considerando Patamares de Carga. 2019.

SOMMERVILLE, I. **Engenharia de Software**. São Paulo: Pearson, 2011.

SULLIVAN, P.; KREY, V.; RIAHI, K. Impacts of considering electric sector variability and reliability in the MESSAGE model. **Energy Strategy Reviews**, v. 1, n. 3, p. 157–163, mar. 2013a.

SULLIVAN, P.; KREY, V.; RIAHI, K. Impacts of considering electric sector variability and reliability in the MESSAGE model. **Energy Strategy Reviews**, v. 1, n. 3, p. 157–163, mar. 2013b.

UECKERDT, F. et al. Representing power sector variability and the integration of variable renewables in long-term energy-economy models using residual load duration curves. **Energy**, v. 90, p. 1799–1814, out. 2015.

UECKERDT, F. et al. Decarbonizing global power supply under region-specific consideration of challenges and options of integrating variable renewables in the REMIND model. **Energy Economics**, v. 64, p. 665–684, maio 2017.

ULBIG, A.; ANDERSSON, G. Analyzing operational flexibility of electric power systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 72, p. 155–164, 2015.

ZAMAN, A. **100% Variable Renewable Energy Grid: Survey of Possibilities**. Michigan: University of Michigan, 2018. Disponível em: <https://deepblue.lib.umich.edu/bitstream/handle/2027.42/143152/Zaman_Ansha_Practicum.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 13 jul. 2020.

ZAMBELLI, M. **Planejamento da Operação Energética Via Curvas-Guias de Armazenamento**. Departamento de Engenharia de Sistemas: Universidade Estadual de Campinas, 2006.

Anexo A - Configuração das Restrições no Suplemento Solver

Para a utilização do suplemento solver, é necessária a configuração de todas as restrições da função objetivo que se deseja otimizar. A configuração realizada no suplemento solver é apresentada na Figura 25:

```
$B$34:$Q$55 >= 0  
$B$84:$Q$84 = $B$179:$Q$179  
$B$254:$Q$254 <= $B$198:$Q$198  
$B$255:$Q$255 <= $B$200:$Q$200  
$B$256:$Q$256 <= $B$202:$Q$202  
$B$257:$Q$257 <= $B$212:$Q$212  
$B$258:$Q$258 <= $B$213:$Q$213  
$B$259:$Q$259 <= $B$214:$Q$214  
$B$260:$Q$260 <= $B$215:$Q$215  
$B$261:$Q$261 <= $B$211:$Q$211  
$B$263:$Q$263 <= $B$205:$Q$205  
$B$264:$Q$264 <= $B$216:$Q$216  
$B$265:$Q$265 <= $B$217:$Q$217  
$B$266:$Q$266 <= $B$207:$Q$207  
$B$267:$Q$267 <= $B$209:$Q$209  
$B$124:$Q$124 <= $B$188:$Q$188  
$B$129:$Q$129 <= $B$190:$Q$190  
$B$131:$Q$131 <= $B$192:$Q$192  
$B$141:$Q$141 <= $B$193:$Q$193  
$B$139:$Q$139 <= $B$195:$Q$195  
$B$145:$Q$145 <= $B$184:$Q$184  
$B$146:$Q$146 <= $B$185:$Q$185  
$B$112:$Q$112 <= $B$220:$Q$220  
$Y$34:$AN$55 = 0  
$B$287:$Q$287 <= $B$271:$Q$271  
$B$46:$Q$46 >= $B$291:$Q$291  
$B$47:$Q$47 >= $B$292:$Q$292
```

Figura 25 - Restrições inseridas no *OpenSolver*

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Onde:

B34 a Q55 – Matriz correspondente a capacidade instalada para cada uma das tecnologias;

B84 a Q84 – Matriz correspondente a energia gerada na solução proposta;

B179 a Q179 – Demanda a ser atendida na simulação;

Linhas 254 a 267 – Capacidade instalada proposta na solução do modelo;

Linhas 198, 200, 202, 205, 207, 209, 211, 212, 213, 214, 214, 217 - Capacidade instalada máxima, onde cada linha corresponde a uma tecnologia;

Linhas 124, 129, 131, 139, 141 – Quantidade consumida dos respectivos combustíveis carvão, bagaço de cana (biomassa), petróleo, GN e combustível para a nova tecnologia na simulação realizada;

Linhas 188, 190, 192, 193, 195 – Disponibilidade máxima respectivamente dos combustíveis carvão, bagaço de cana (biomassa), petróleo, GN e combustível para a nova tecnologia;

Linhas 145 e 146 – Intercambio de energia no cenário simulado;

Linhas 184 e 185 – Limite de intercâmbio de energia entre subsistemas;

B112 a Q112 – Máxima emissão de dióxido de Carbono;

B220 a Q220 – Emissão de dióxido de carbono no cenário simulado;

Y34 a AN55 – Matriz representando produto de capacidade instalada x variável de bloqueio;

B287 a Q287 – Necessidade de geração de energia flexível pelo sistema;

B271 a Q271 – Demanda por energia flexível;

Linhas 46 e 47 – Capacidade Instalada respectivamente de geração Eólica e Solar para o cenário simulado;

Linhas 291 e 292 – Capacidade Instalada mínima, respectivamente de geração Eólica e solar.

Anexo B - Estrutura do Arquivo

Empreendimentos em Operação

O Relatório empreendimentos em operação inclui toda a lista de empreendimento em operação no SIN e pode ser inserido no CARTHER. Cabe ressaltar que estes dados não fazem parte da simulação e são utilizados apenas para calcular o custo do kWh e estes dados são exibidos na seção “Custo de Investimento” do relatório de saída.

O arquivo Relatório Empreendimento em Operação a possui as seguintes colunas, apresentadas em ordem:

- **codCEG**
- **codNucleoCEG**
- **nomEmpreendimento**
- **datOperacao**
- **sigTipoGeracao**
- **mdaPotenciaOutorgadakW**
- **mdaPotenciaFiscalizadakW**
- **sigDestinoEnergia**
- **dscOrigemCombustivel**
- **nomFonteNivel1**
- **nomFonteNivel2**
- **dscParticipacaoProprietario**
- **dscMunicipio**
- **mesReferencia**

- **anoReferencia**
- **dthProcessamento**

Anexo C – Relatórios Individuais

O CARTHER dispõe de um relatório completo para que seus usuários possam analisar os resultados de suas simulações, que são apresentados nas figuras Figura 26 a Figura 39:

Carther - Planning the Unknown

Estudo: Preliminar | Dissertação **2030** **Data 06/01/2021**

CUSTO NIVELADO				
Custo Nivelado	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
Hidrelétrica Grande	\$ 209,5732	\$ 209,5732	\$ 209,5732	\$ 209,5732
Hidrelétrica Média	\$ 275,4284	\$ 275,4284	\$ 275,4284	\$ 275,4284
Hidrelétrica Pequena	\$ 360,3088	\$ 360,3088	\$ 360,3088	\$ 360,3088
Carvão	\$ 418,4669	\$ 418,4669	\$ 418,4669	\$ 418,4669
Petroleo	\$ 348,5195	\$ 348,5195	\$ 348,5195	\$ 348,5195
Ciclo Aberto	\$ 190,0422	\$ 190,0422	\$ 190,0422	\$ 190,0422
Ciclo Combinado	\$ 252,3061	\$ 252,3061	\$ 252,3061	\$ 252,3061
Nuclear	\$ 1.368,2429	\$ 1.368,2429	\$ 1.368,2429	\$ 1.368,2429
Conservação	\$ 10.963.888,54	\$ 10.963.888,54	\$ 10.963.888,54	\$ 10.964.888,54
Biomassa	\$ 242,9668	\$ 242,9668	\$ 242,9668	\$ 242,9668
Tech Nova 1	\$ 2.378,0268	\$ 2.378,0268	\$ 2.378,0268	\$ 2.378,0268
Tech Nova 2	\$ 2.378,0268	\$ 2.378,0268	\$ 2.378,0268	\$ 2.378,0268
Eólica	\$ 69,3672	\$ 69,3672	\$ 69,3672	\$ 69,3672
Solar	\$ 55,1630	\$ 55,1630	\$ 55,1630	\$ 55,1630
Trans. Carvão SE/CO	\$ -	\$ 513,8946	\$ 461,4034	\$ 456,6380
Trans. Carvão N	\$ 513,8946	\$ -	\$ 461,4034	\$ 4.771.793,6361
Trans. Carvão NE	\$ 461,4034	\$ 461,4034	\$ -	\$ 4.771.793,6361
Trans. Carvão S	\$ 456,6380	\$ 4.771.793,6361	\$ 4.771.793,6361	\$ -
Trans. Hidro G. SE/CO	\$ -	\$ 300,0589	\$ 250,2918	\$ 245,7675
Trans. Hidro G. N	\$ 300,0589	\$ -	\$ 250,2918	\$ 4.524.495,0865
Trans. Hidro G. NE	\$ 250,2918	\$ 250,2918	\$ -	\$ 4.524.495,0865
Trans. Hidro G. S	\$ 245,7675	\$ 4.524.495,0865	\$ 4.524.495,0865	\$ -

Figura 26 - Custo nivelado apresentados no relatório de simulação do CARTHER

Fonte: Elaborado pelo Autor.



Figura 27 - Curva comparativa de custo nivelado apresentados no relatório de simulação do CARTHER

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Custos totais (B\$)	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul	
Hidrelétrica Grande	\$ 1,84	\$ 0,08	\$ 0,15	\$ 0,46	\$ 2,52
Hidrelétrica Média	\$ 0,43	\$ 0,35	\$ 0,60	\$ 0,10	\$ 1,48
Hidrelétrica Pequena	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Carvão	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Petróleo	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Ciclo Aberto	\$ 0,10	\$ 0,02	\$ 0,01	\$ 0,13	\$ 0,26
Ciclo Combinado	\$ 0,16	\$ -	\$ 0,13	\$ -	\$ 0,29
Nuclear	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Conservação	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Biomassa	\$ -	\$ 0,00	\$ 0,01	\$ 0,09	\$ 0,11
Tech Nova 1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Tech Nova 2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Eólica	\$ 0,76	\$ -	\$ -	\$ 0,12	\$ 0,88
Solar	\$ 0,34	\$ -	\$ 0,04	\$ 0,34	\$ 0,71
Trans. Carvão SE/CO	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Trans. Carvão N	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Trans. Carvão NE	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Trans. Carvão S	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Trans. Hidro G. SE/CO	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Trans. Hidro G. N	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Trans. Hidro G. NE	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Trans. Hidro G. S	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Investimento / Região	\$ 3,6254	\$ 0,4518	\$ 0,9385	\$ 1,2372	
Custo total Incremento	\$ 6,2528				

Figura 28 - Aumento no custo de operação provocado pelo incremento de demanda, apresentados no relatório de simulação do CARTHER

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Custo Capital (10*6	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul	Total
Hidrelétrica Grande	\$ 18.923,67	\$ 788,49	\$ 1.576,97	\$ 4.730,92	\$ 26.020,05
Hidrelétrica Média	\$ 4.498,03	\$ 3.692,02	\$ 6.354,55	\$ 1.018,49	\$ 15.563,09
Hidrelétrica Pequena	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Carvão	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Petroleo	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Ciclo Aberto	\$ 1.600,75	\$ 382,80	\$ 99,55	\$ 2.136,66	\$ 4.219,75
Ciclo Combinado	\$ 2.412,57	\$ -	\$ 1.428,12	\$ -	\$ 3.840,69
Nuclear	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Conservação	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Biomassa	\$ -	\$ 0,05	\$ 0,51	\$ 4,30	\$ 4,86
Tech Nova 1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Tech Nova 2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Eólica	\$ 4.536,00	\$ -	\$ -	\$ 730,90	\$ 5.266,90
Solar	\$ 3.150,00	\$ -	\$ 334,23	\$ 3.150,00	\$ 6.634,23
Trans. Carvão SE/CO	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Trans. Carvão N	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Trans. Carvão NE	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Trans. Carvão S	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Trans. Hidro G. SE/CO	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Trans. Hidro G. N	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Trans. Hidro G. NE	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Trans. Hidro G. S	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Investimento / Região					
	\$ 35.121,02	\$ 4.863,36	\$ 9.793,93	\$ 11.771,27	
Total Custo Capital					
	\$ 61.549,58				

Figura 29 - Investimento para construção de novas usinas, demandadas pelo incremento de demanda, apresentados no relatório de simulação do CARTHER

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Capacidade (GW)	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul	Total
Hidrelétrica Grande	12	0,5	1	3	16,5
Hidrelétrica Média	2,12353301	1,743014932	3	0,480831504	7,347379446
Hidrelétrica Pequena	0	0	0	0	0
Carvão	0	0	0	0	0
Petroleo	0	0	0	0	0
Ciclo Aberto	0,59286952	0,141776174	0,036872	0,79135412	1,562871814
Ciclo Combinado	0,893543541	0	0,528933525	0	1,422477067
Nuclear	0	0	0	0	0
Conservação	0	0	0	0	0
Biomassa	0	0,00659097	0,060645021	0,515858293	0,583094284
Tech Nova 1	0	0	0	0	0
Tech Nova 2	0	0	0	0	0
Eólica	3	0	0	0,48340253	3,48340253
Solar	3	0	0,31831626	3	6,31831626
Trans. Carvão SE/CO	0	0	0	0	0
Trans. Carvão N	0	0	0	0	0
Trans. Carvão NE	0	0	0	0	0
Trans. Carvão S	0	0	0	0	0
Trans. Hidro G. SE/CO	0	0	0	0	0
Trans. Hidro G. N	0	0	0	0	0
Trans. Hidro G. NE	0	0	0	0	0
Trans. Hidro G. S	0	0	0	0	0
Capacidade / Região					
	21,60994607	2,391382076	4,944766806	8,271446446	
Capacidade Total					
	37,2175414				

Figura 30 - Aumento em capacidade instalada no sistema apresentados no relatório de simulação do CARTHER

Fonte: Elaborado pelo Autor.

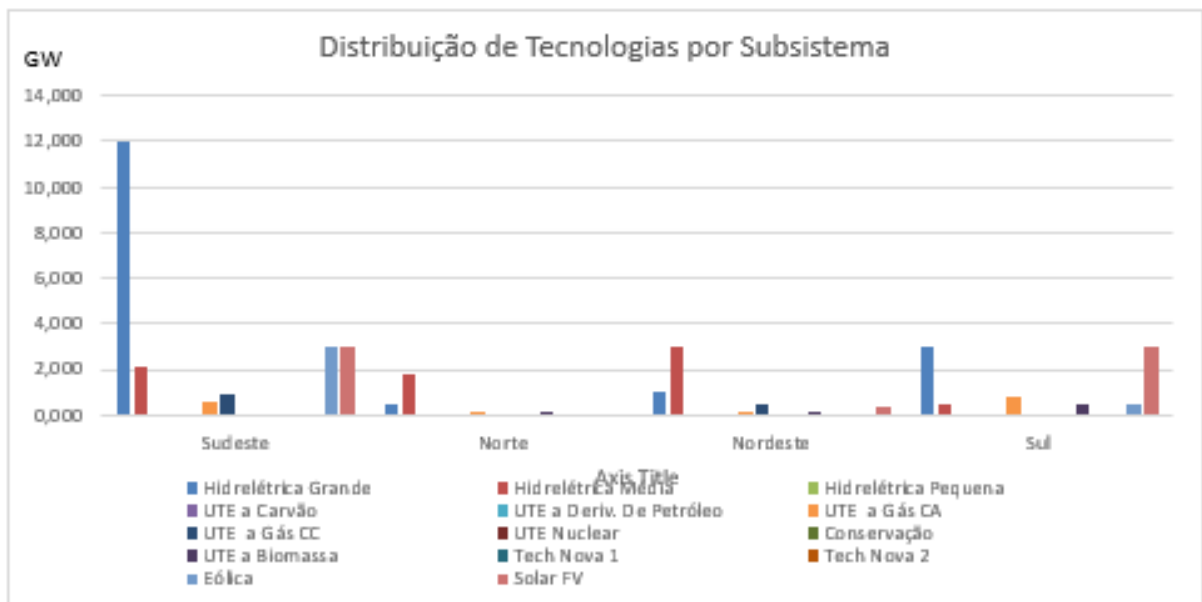


Figura 31 - Representação do montante de capacidade instalada por tecnologia e subsistema

Fonte: Elaborado pelo Autor.

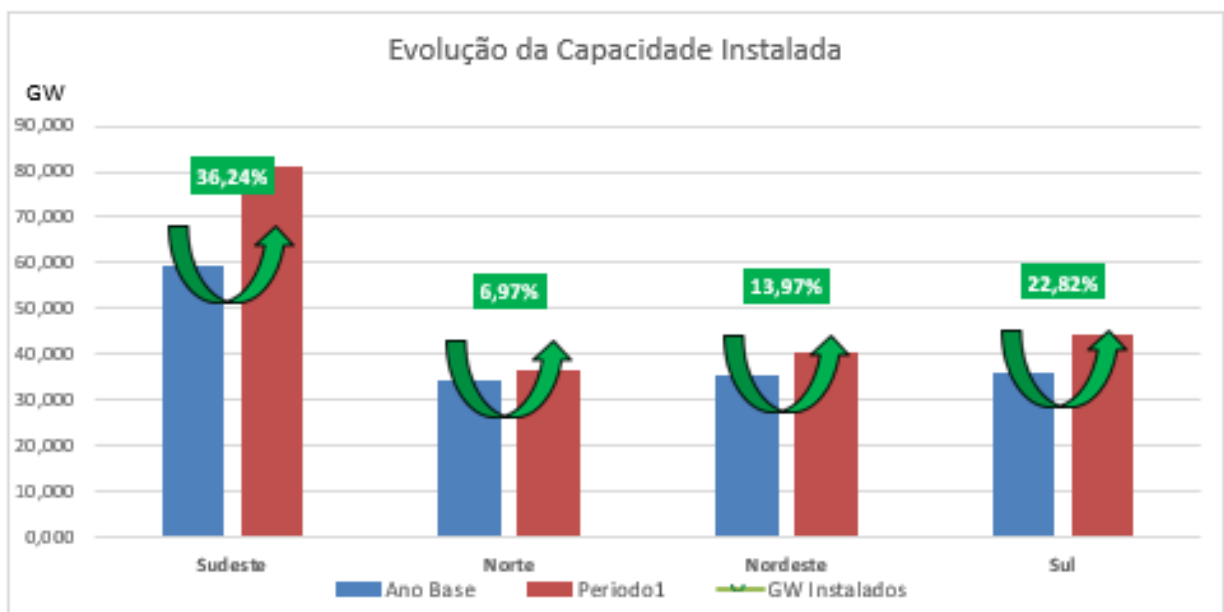


Figura 32 - Representação da evolução da capacidade instalada, quando comparando um período otimizado ao cenário base

Fonte: Elaborado pelo Autor.

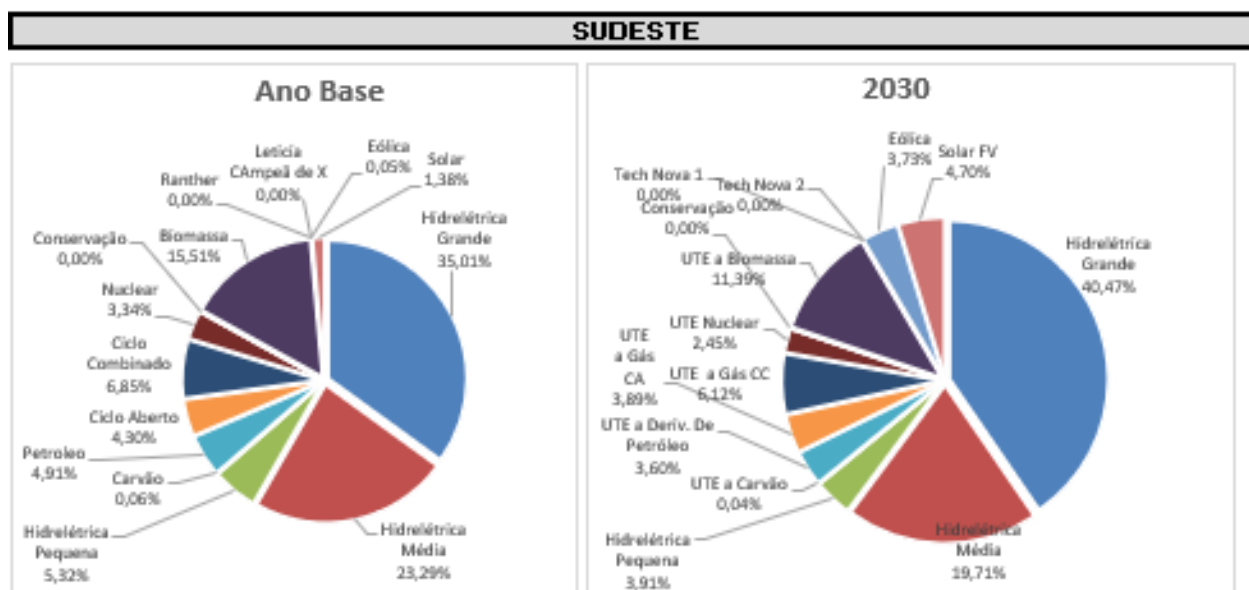


Figura 33 - Composição da Matriz Energética Ano Base x Período Otimizado

Fonte: Elaborado pelo Autor.

F.C.	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul	Brasil
Hidrelétrica Grande	81%	83%	83%	80%	85%
Hidrelétrica Média	0%	0%	0%	0%	82%
Hidrelétrica Pequena	0%	0%	0%	0%	0%
Carvão	0%	0%	0%	0%	0%
Petróleo	0%	0%	0%	0%	0%
Ciclo Aberto	13%	23%	18%	24%	33%
Ciclo Combinado	0%	0%	0%	0%	30%
Nuclear	0%	0%	0%	0%	0%
Conservação	0%	0%	0%	0%	0%
Biomassa	0%	0%	0%	0%	16%
Tech Nova 1	0%	0%	0%	0%	0%
Tech Nova 2	0%	0%	0%	0%	0%
Eólica	0%	0%	0%	0%	42%
Solar	0%	0%	0%	0%	23%

Figura 34 - Fator de capacidade ótimo de operação do sistema para novas usinas construídas de acordo com a otimização

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Geração (TWh)	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul	Total
Hidrelétrica Grande	89,35199738	3,72300005	7,446000099	22,33799934	122,8589969
Hidrelétrica Média	14,21356583	12,86752415	22,33800125	3,275058031	52,69414926
Hidrelétrica Pequena	0	0	0	0	0
Carvão	0	0	0	0	0
Petróleo	0	0	0	0	0
Ciclo Aberto	1,756469131	0,405466139	0,121569932	2,18948245	4,472987652
Ciclo Combinado	0,652286768	0	3,033257961	0	3,685544729
Nuclear	0	0	0	0	0
Conservação	0	0	0	0	0
Biomassa	0	0,004811408	0,42500031	0,376576543	0,806388261
Tech Nova 1	0	0	0	0	0
Tech Nova 2	0	0	0	0	0
Eólica	10,98504	0	0	1,770065376	12,75510538
Solar	6,09696	0	0,646920502	6,09696	12,8408405
Trans. Carvão SE/CO	0	0	0	0	0
Trans. Carvão N	0	0	0	0	0
Trans. Carvão NE	0	0	0	0	0
Trans. Carvão S	0	0	0	0	0
Trans. Hidro G. SE/CO	0	0	0	0	0
Trans. Hidro G. N	0	0	0	0	0
Trans. Hidro G. NE	0	0	0	0	0
Trans. Hidro G. S	0	0	0	0	0
Energia por Região	122,95	17,00	34,00	35,98	210
Marg. Reserva de Pico	0,11	0,0008019	0,010749	0,0627628	0,18
Energia Total					210,11

Figura 35 - Aumento na geração de energia por subsistema para o cenário de otimização proposto

Fonte: Elaborado pelo Autor.

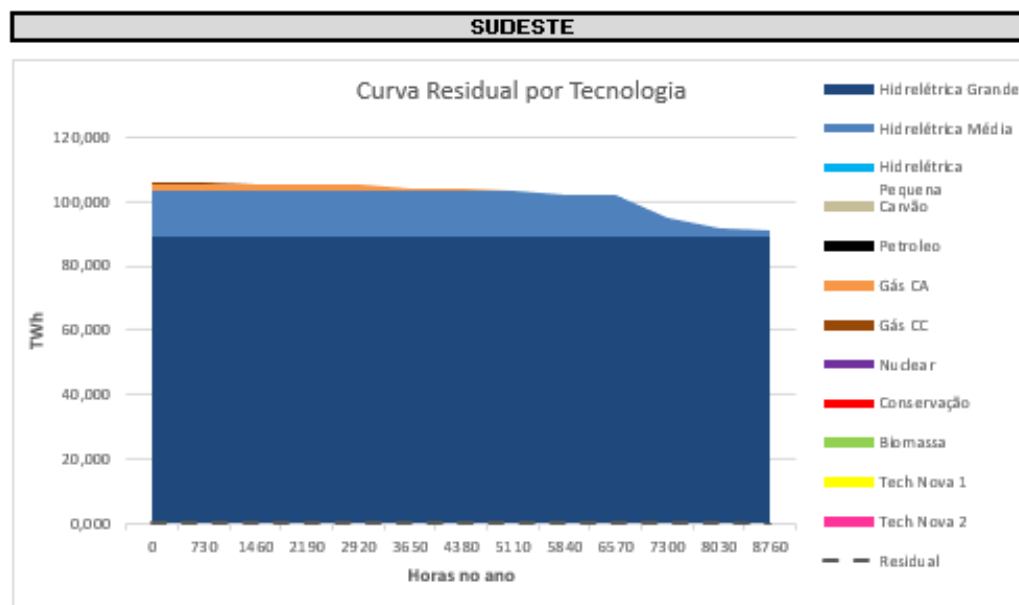


Figura 36 - Curva residual acumulada para um subsistema considerando o cenário de otimização proposto

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Combustível Requerido	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul	Total
Carvão (Mton)	0	0	0	0	0
Nuclear (Mton)	0	0	0	0	0
Biomassa (Mton)	0	0,003396288	0,300000219	0,265818736	0,569215243
Petróleo (Gm³)	0	0	0	0	0
Gas CA (G.10³m³)	0,000446077	0,000102973	3,08742E-05	0,000556047	0,001135972
Gas CC (G.10³m³)	0,000113889	0	0,000529605	0	0,000643494
Tech Nova 1 (Gw)	0	0	0	0	0
Tech Nova 2 (Gw)	0	0	0	0	0

Figura 37 - Combustível requerido por fonte para o cenário de otimização proposto

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Dióxido de Carbono (MT)	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul	Total
Carvão	0	0	0	0	0
Petróleo	0	0	0	0	0
Ciclo Aberto	0,93289041	0,215349912	0,064567843	1,162871095	2,37567926
Ciclo Combinado	0,238177854	0	1,107572478	0	1,345750333
Biomassa	0	0	0	0	0
Tech Nova 1	0	0	0	0	0
Tech Nova 2	0	0	0	0	0

Figura 38 - Emissão de monóxido de carbono por tecnologia par ao cenário de otimização proposto

Fonte: Elaborado pelo Autor.

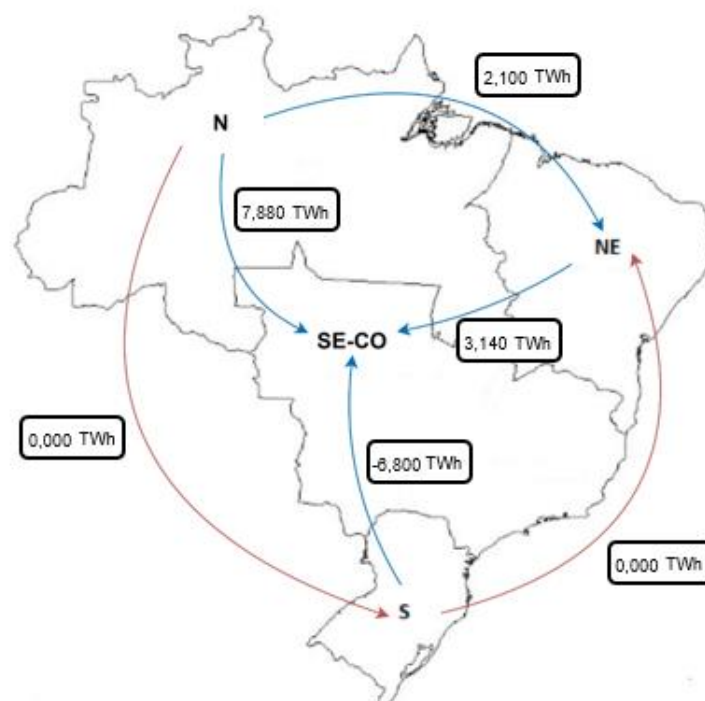


Figura 39 - Intercâmbio de energia entre subsistemas para o cenário de otimização proposto

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Anexo D – Dados para realização do teste

BVA

Os dados relacionados ao cenário padrão para as simulações do teste BVA são apresentados nas Tabela 33 à Tabela 40:

Tabela 33 - Capacidade Instalada Máxima inserida para realização dos testes BVA

Capacidade Instalada Máxima (GW)	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
UHE grande porte	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02
UHE médio porte	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02
UHE pequeno porte	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02
Potencial de conservação	1,00E+06	1,00E+06	1,00E+06	1,00E+06
Biomassa	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02
Eólica	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02
Solar	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02
Nuclear	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02
UTE Carvão	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02
UTE Petróleo	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02
UTE Ciclo Aberto	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02
UTE Ciclo Combinado	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02
Tech Nova 1	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02
Tech Nova 2	1,00E+06	1,00E+06	1,00E+06	1,00E+06

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 34 - Mínima Geração RE inserida para realização dos testes BVA

Geração Mínima (GW)	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
Eólica	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
Solar	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 35 - Disponibilidade de combustível inserida para realização dos testes BVA

Combustível Disponível	unidade	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
Carvão	MT	3,00E+01	3,00E+01	3,00E+01	3,00E+01
Biomassa	MT	3,00E-01	3,00E-01	3,00E-01	3,00E-01
Petroleo	10 ⁶ m ³	2,04E+03	2,04E+03	2,04E+03	2,04E+03
Gás Natural	10 ⁶ m ³	3,70E+05	3,70E+05	3,70E+05	3,70E+05
Combustível Tech 1	GW	1,00E+06	1,00E+06	1,00E+06	1,00E+06
Combustível Tech 2	GW	1,00E+06	1,00E+06	1,00E+06	1,00E+06

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 36 - Incremento de demanda e limites de transmissão inserida para realização dos testes BVA

LIMITAÇÕES	Cenário			
	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
Demanda Energética (TWh)	123,00	17,00	34,00	36,00
Limite de Capacidade Transmissão (GW)	4,21E+00	3,42E-02	1,16E+00	1,23E+00
Limite de Transmissão de Energia (TWh)	9,90E+01	9,90E+01	9,90E+01	9,90E+01

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 37- Máxima emissão de dióxido de carbono inserida para realização dos testes BVA

Emissões Ambientais (Caps)	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
<i>Novo dióxido de carbono</i> (mton/yr)	3,00E+00	3,00E+00	3,00E+00	3,00E+00

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 38 - Fatores de Capacidade associados a cada tecnologia, inserida para realização dos testes BVA

Fator de Capacidade	Máximo	Mínimo
UHE Grande Porte	85	38
UHE Médio Porte	85	38
UHE Pequeno Porte	85	38
UTE Carvão	91	40
UTE Petroleo	50	8
UTE Ciclo Aberto	50	0
UTE Ciclo Combinado	93	40
UTE Nuclear	95	70
Conservação	100	0
Biomassa	80	25
Tech Nova 1	100	0
Tech Nova 2	100	0
Eólica	-	-
Solar	-	-

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 39 - Coeficientes de flexibilidade inserida para realização dos testes BVA

Flexibilidade	#
UHE Grande Porte	0,5
UHE Médio Porte	0,5
UHE Pequeno Porte	0,5
UTE Carvão	0,15
UTE Petróleo	1
UTE Ciclo Aberto	1
UTE Ciclo Combinado	0,5
UTE Nuclear	0
Conservação	1
Biomassa	0,3
Tech Nova 1	1
Tech Nova 2	1
Eólica	-0,08
Solar	-0,05
Trans. UTE Carvão SE/CO	0,15
Trans. UTE Carvão N	0,15
Trans. UTE Carvão NE	0,15
Trans. UTE Carvão S	0,15
Trans. UHE Grande. SE/CO	0,5
Trans. UHE Grande. N	0,5
Trans. UHE Grande. NE	0,5
Trans. UHE Grande. S	0,5
Carga	-0,1

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 40 - Detalhamento de distância e perdas entre subsistemas, inserida para realização dos testes BVA

Distância entre regiões		Distance (FROM) (quilômetros)			
Distância (TO) (quilômetros)	to				
	-	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
	Sudeste	0	2000	900	800
	Norte	2000	0	900	99999999
	Nordeste	900	900	0	99999999
	Sul	800	99999999	99999999	0
Perdas (%)	to	from			
	-	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
	Sudeste	0	5	5	5
	Norte	5	0	5	99,99
	Nordeste	5	5	0	99,99
	Sul	5	99,99	99,99	0

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Anexo E – Dados para Realização do Teste Comportamental – Entradas Padrão

Os dados utilizados no cenário padrão para as simulações do teste comportamental são apresentados nas Tabela 41 a Tabela 48.

Tabela 41 - Capacidade instalada máxima inserida para realização do teste comportamental

Capacidade Instalada Máxima (GW)	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
UHE grande porte	1,20E+01	5,00E-01	1,00E+00	3,00E+00
UHE médio porte	3,00E+00	3,00E+00	3,00E+00	3,00E+00
UHE pequeno porte	3,00E+00	3,00E+00	3,00E+00	3,00E+00
Potencial de conservação	1,00E+06	1,00E+06	1,00E+06	1,00E+06
Biomassa	3,00E+00	3,00E+00	3,00E+00	3,00E+00
Eólica	3,00E+00	3,00E+00	3,00E+00	3,00E+00
Solar	3,00E+00	3,00E+00	3,00E+00	3,00E+00
Nuclear	3,00E+00	3,00E+00	3,00E+00	3,00E+00
UTE Carvão	3,00E+00	3,00E+00	3,00E+00	3,00E+00
UTE Petróleo	4,00E+00	4,00E+00	4,00E+00	4,00E+00
UTE Ciclo Aberto	4,00E+00	4,00E+00	4,00E+00	4,00E+00
UTE Ciclo Combinado	4,00E+00	4,00E+00	4,00E+00	4,00E+00
Tech Nova 1	3,00E+00	3,00E+00	3,00E+00	3,00E+00
Tech Nova 2	1,00E+06	1,00E+06	1,00E+06	1,00E+06

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 42 - Mínima Geração RE inserida para realização do teste comportamental

Geração Mínima (GW)	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
<i>Eólica</i>	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
<i>Solar</i>	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 43 - Disponibilidade de combustível inserida para realização do teste comportamental

Combustível Disponível	unidade	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
Carvão	MT	3,00E+01	3,00E+01	3,00E+01	3,00E+01
Biomassa	MT	3,00E-01	3,00E-01	3,00E-01	3,00E-01
Petroleo	10 ⁶ m ³	2,04E+03	2,04E+03	2,04E+03	2,04E+03
Gás Natural	10 ⁶ m ³	3,70E+05	3,70E+05	3,70E+05	3,70E+05
Combustível Tech 1	GW	1,00E+06	1,00E+06	1,00E+06	1,00E+06
Combustível Tech 2	GW	1,00E+06	1,00E+06	1,00E+06	1,00E+06

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 44 - Incremento de demanda e limites de transmissão inserida para realização do teste comportamental

LIMITAÇÕES	Cenário			
	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
Demanda Energética (TWh)	123,00	17,00	34,00	36,00
Limite de Capacidade Transmissão (GW)	4,21E+00	3,42E-02	1,16E+00	1,23E+00
Limite de Transmissão de Energia (TWh)	9,90E+01	9,90E+01	9,90E+01	9,90E+01

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 45- Máxima emissão de dióxido de carbono inserida para realização do teste comportamental

Emissões Ambientais (Caps)	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
Novo dióxido de carbono (mton/yr)	3,00E+00	3,00E+00	3,00E+00	3,00E+00

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 46 - Fatores de Capacidade associados a cada tecnologia, inserida para realização do teste comportamental

Fator de Capacidade	Máximo	Mínimo
UHE Grande Porte	85	0
UHE Médio Porte	85	0
UHE Pequeno Porte	85	0
UTE Carvão	91	0
UTE Petroleo	50	0
UTE Ciclo Aberto	50	0
UTE Ciclo Combinado	93	0
UTE Nuclear	95	0
Conservação	100	0
Biomassa	80	0
Tech Nova 1	100	0
Tech Nova 2	100	0
Eólica	-	-
Solar	-	-

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 47 - Coeficientes de flexibilidade inserida para realização do teste comportamental

Flexibilidade	#
UHE Grande Porte	0,5
UHE Médio Porte	0,5
UHE Pequeno Porte	0,5
UTE Carvão	0,15
UTE Petróleo	1
UTE Ciclo Aberto	1
UTE Ciclo Combinado	0,5
UTE Nuclear	0
Conservação	1
Biomassa	0,3
Tech Nova 1	1
Tech Nova 2	1
Eólica	-0,08
Solar	-0,05
Trans. UTE Carvão SE/CO	0,15
Trans. UTE Carvão N	0,15
Trans. UTE Carvão NE	0,15
Trans. UTE Carvão S	0,15
Trans. UHE Grande. SE/CO	0,5
Trans. UHE Grande. N	0,5
Trans. UHE Grande. NE	0,5
Trans. UHE Grande. S	0,5
Carga	-0,1

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 48 - Detalhamento de distância e perdas entre subsistemas, inserida para realização do teste comportamental

Distância entre regiões		Distance (FROM) (quilômetros)			
Distância (TO) (kilômetros)	to				
	-	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
	Sudeste	0	2000	900	800
	Norte	2000	0	900	99999999
	Nordeste	900	900	0	99999999
	Sul	800	99999999	99999999	0
Perdas (%)	to	from			
	-	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul
	Sudeste	0	5	5	5
	Norte	5	0	5	99,99
	Nordeste	5	5	0	99,99
	Sul	5	99,99	99,99	0

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Anexo F – Custo Nivelado por Patamar – Simulação Comportamental

Em seguida são apresentados Custo Nivelado e Fator de Capacidade para cada uma das tecnologias, em cada uma das rodadas.

Cabe destacar que quando uma tecnologia estiver indisponível, o modelo utiliza o código 10000 no campo fator de capacidade utilizado, para indicar ao modelo que a referida tecnologia deve ser desconsiderada. Os dados neste cenário foram destacados em vermelho na Tabela 49.

Tabela 49 - Custo Nivelado e Fator de Capacidade aplicados a cada rodada de simulação

Tecnologia	Custo Nivelado \$/MWh				Fator de Capacidade		
	Sudeste	Norte	Nordeste	Sul	Mínimo	Máximo	Utilizado
	Rodada 1				Rodada 1		
UHE Grande Porte	2,05E+01	2,05E+01	2,05E+01	2,05E+01	85,00	0,00	85,00
UHE Médio Porte	2,70E+01	2,70E+01	2,70E+01	2,70E+01	85,00	0,00	85,00
UHE Pequeno Porte	3,53E+01	3,53E+01	3,53E+01	3,53E+01	85,00	0,00	85,00
UTE Carvão	7,16E+01	7,16E+01	7,16E+01	7,16E+01	91,00	0,00	91,00
UTE Petroleo	1,85E+02	1,85E+02	1,85E+02	1,85E+02	50,00	0,00	50,00
UTE Ciclo Aberto	4,26E+01	4,26E+01	4,26E+01	4,26E+01	50,00	0,00	50,00
UTE Ciclo Combinado	3,23E+01	3,23E+01	3,23E+01	3,23E+01	93,00	0,00	93,00
UTE Nuclear	5,95E+02	5,95E+02	5,95E+02	5,95E+02	95,00	0,00	95,00
Conservação	9,14E+05	9,14E+05	9,14E+05	9,15E+05	100,00	0,00	100,00
Biomassa	3,45E+01	3,45E+01	3,45E+01	3,45E+01	80,00	0,00	80,00
Tech Nova 1	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Tech Nova 2	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Eólica	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	-	-	10000,00
Solar	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	-	-	10000,00
Trans. UTE Carvão SE/CO		8,03E+01	7,55E+01	7,51E+01	74,00	24,00	74,00
Trans. UTE Carvão N	8,03E+01		7,55E+01	4,37E+05	75,00	25,00	75,00
Trans. UTE Carvão NE	7,55E+01	7,55E+01		4,37E+05	76,00	26,00	76,00
Trans. UTE Carvão S	7,51E+01	4,37E+05	4,37E+05		77,00	27,00	77,00
Trans. UHE Grande. SE/CO		2,94E+01	2,45E+01	2,41E+01	78,00	28,00	78,00
Trans. UHE Grande. N	2,94E+01		2,45E+01	4,44E+05	79,00	29,00	79,00
Trans. UHE Grande. NE	2,45E+01	2,45E+01		4,44E+05	80,00	30,00	80,00

Trans. UHE Grande. S	2,41E+01	4,44E+05	4,44E+05		81,00	31,00	81,00
	Rodada 2				Rodada 2		
UHE Grande Porte	2,05E+01	2,05E+01	2,05E+01	2,05E+01	85,00	0,00	85,00
UHE Médio Porte	2,70E+01	2,70E+01	2,70E+01	2,70E+01	85,00	0,00	85,00
UHE Pequeno Porte	3,53E+01	3,53E+01	3,53E+01	3,53E+01	85,00	0,00	85,00
UTE Carvão	7,16E+01	7,16E+01	7,16E+01	7,16E+01	91,00	0,00	91,00
UTE Petroleo	1,85E+02	1,85E+02	1,85E+02	1,85E+02	50,00	0,00	50,00
UTE Ciclo Aberto	4,26E+01	4,26E+01	4,26E+01	4,26E+01	50,00	0,00	50,00
UTE Ciclo Combinado	3,26E+01	3,26E+01	3,26E+01	3,26E+01	93,00	0,00	91,67
UTE Nuclear	5,97E+02	5,97E+02	5,97E+02	5,97E+02	95,00	0,00	91,67
Conservação	9,97E+05	9,97E+05	9,97E+05	9,98E+05	100,00	0,00	91,67
Biomassa	3,45E+01	3,45E+01	3,45E+01	3,45E+01	80,00	0,00	80,00
Tech Nova 1	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Tech Nova 2	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Eólica	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	-	-	10000,00
Solar	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	-	-	10000,00
Trans. UTE Carvão SE/CO		8,03E+01	7,55E+01	7,51E+01	74,00	24,00	74,00
Trans. UTE Carvão N	8,03E+01		7,55E+01	4,37E+05	75,00	25,00	75,00
Trans. UTE Carvão NE	7,55E+01	7,55E+01		4,37E+05	76,00	26,00	76,00
Trans. UTE Carvão S	7,51E+01	4,37E+05	4,37E+05		77,00	27,00	77,00
Trans. UHE Grande. SE/CO		2,94E+01	2,45E+01	2,41E+01	78,00	28,00	78,00
Trans. UHE Grande. N	2,94E+01		2,45E+01	4,44E+05	79,00	29,00	79,00
Trans. UHE Grande. NE	2,45E+01	2,45E+01		4,44E+05	80,00	30,00	80,00
Trans. UHE Grande. S	2,41E+01	4,44E+05	4,44E+05		81,00	31,00	81,00
	Rodada 3				Rodada 3		
UHE Grande Porte	2,10E+01	2,10E+01	2,10E+01	2,10E+01	85,00	0,00	83,33
UHE Médio Porte	2,75E+01	2,75E+01	2,75E+01	2,75E+01	85,00	0,00	83,33
UHE Pequeno Porte	3,60E+01	3,60E+01	3,60E+01	3,60E+01	85,00	0,00	83,33
UTE Carvão	7,48E+01	7,48E+01	7,48E+01	7,48E+01	91,00	0,00	83,33
UTE Petroleo	1,85E+02	1,85E+02	1,85E+02	1,85E+02	50,00	0,00	50,00
UTE Ciclo Aberto	4,26E+01	4,26E+01	4,26E+01	4,26E+01	50,00	0,00	50,00
UTE Ciclo Combinado	3,48E+01	3,48E+01	3,48E+01	3,48E+01	93,00	0,00	83,33
UTE Nuclear	6,05E+02	6,05E+02	6,05E+02	6,05E+02	95,00	0,00	83,33
Conservação	1,10E+06	1,10E+06	1,10E+06	1,10E+06	100,00	0,00	83,33
Biomassa	3,45E+01	3,45E+01	3,45E+01	3,45E+01	80,00	0,00	80,00
Tech Nova 1	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Tech Nova 2	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Eólica	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	-	-	10000,00
Solar	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	-	-	10000,00
Trans. UTE Carvão SE/CO		8,43E+01	7,91E+01	7,86E+01	74,00	24,00	74,00
Trans. UTE Carvão N	8,43E+01		7,91E+01	4,77E+05	75,00	25,00	75,00
Trans. UTE Carvão NE	7,91E+01	7,91E+01		4,77E+05	76,00	26,00	76,00
Trans. UTE Carvão S	7,86E+01	4,77E+05	4,77E+05		77,00	27,00	77,00
Trans. UHE Grande. SE/CO		3,00E+01	2,50E+01	2,46E+01	78,00	28,00	78,00
Trans. UHE Grande. N	3,00E+01		2,50E+01	4,52E+05	79,00	29,00	79,00
Trans. UHE Grande. NE	2,50E+01	2,50E+01		4,52E+05	80,00	30,00	80,00
Trans. UHE Grande. S	2,46E+01	4,52E+05	4,52E+05		81,00	31,00	81,00
	Rodada 4				Rodada 4		
UHE Grande Porte	2,33E+01	2,33E+01	2,33E+01	2,33E+01	85,00	0,00	75,00
UHE Médio Porte	3,06E+01	3,06E+01	3,06E+01	3,06E+01	85,00	0,00	75,00

UHE Pequeno Porte	4,00E+01	4,00E+01	4,00E+01	4,00E+01	85,00	0,00	75,00
UTE Carvão	7,90E+01	7,90E+01	7,90E+01	7,90E+01	91,00	0,00	75,00
UTE Petroleo	1,85E+02	1,85E+02	1,85E+02	1,85E+02	50,00	0,00	50,00
UTE Ciclo Aberto	4,26E+01	4,26E+01	4,26E+01	4,26E+01	50,00	0,00	50,00
UTE Ciclo Combinado	3,75E+01	3,75E+01	3,75E+01	3,75E+01	93,00	0,00	75,00
UTE Nuclear	6,15E+02	6,15E+02	6,15E+02	6,15E+02	95,00	0,00	75,00
Conservação	1,22E+06	1,22E+06	1,22E+06	1,22E+06	100,00	0,00	75,00
Biomassa	3,61E+01	3,61E+01	3,61E+01	3,61E+01	80,00	0,00	75,00
Tech Nova 1	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Tech Nova 2	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Eólica	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	-	-	10000,00
Solar	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	-	-	10000,00
Trans. UTE Carvão SE/CO		8,96E+01	8,38E+01	8,33E+01	74,00	24,00	74,00
Trans. UTE Carvão N	8,96E+01		8,38E+01	5,30E+05	75,00	25,00	10000
Trans. UTE Carvão NE	8,38E+01	8,38E+01		5,30E+05	76,00	26,00	75,00
Trans. UTE Carvão S	8,33E+01	5,30E+05	5,30E+05		77,00	27,00	75,00
Trans. UHE Grande. SE/CO		3,33E+01	2,78E+01	2,73E+01	78,00	28,00	75,00
Trans. UHE Grande. N	3,33E+01		2,78E+01	5,03E+05	79,00	29,00	75,00
Trans. UHE Grande. NE	2,78E+01	2,78E+01		5,03E+05	80,00	30,00	75,00
Trans. UHE Grande. S	2,73E+01	5,03E+05	5,03E+05		81,00	31,00	75,00
	Rodada 5				Rodada 5		
UHE Grande Porte	2,62E+01	2,62E+01	2,62E+01	2,62E+01	85,00	0,00	66,67
UHE Médio Porte	3,44E+01	3,44E+01	3,44E+01	3,44E+01	85,00	0,00	66,67
UHE Pequeno Porte	4,50E+01	4,50E+01	4,50E+01	4,50E+01	85,00	0,00	66,67
UTE Carvão	8,43E+01	8,43E+01	8,43E+01	8,43E+01	91,00	0,00	66,67
UTE Petroleo	1,85E+02	1,85E+02	1,85E+02	1,85E+02	50,00	0,00	50,00
UTE Ciclo Aberto	4,26E+01	4,26E+01	4,26E+01	4,26E+01	50,00	0,00	50,00
UTE Ciclo Combinado	4,08E+01	4,08E+01	4,08E+01	4,08E+01	93,00	0,00	66,67
UTE Nuclear	6,26E+02	6,26E+02	6,26E+02	6,26E+02	95,00	0,00	66,67
Conservação	1,37E+06	1,37E+06	1,37E+06	1,37E+06	100,00	0,00	66,67
Biomassa	3,93E+01	3,93E+01	3,93E+01	3,93E+01	80,00	0,00	66,67
Tech Nova 1	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Tech Nova 2	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Eólica	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	-	-	10000,00
Solar	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	-	-	10000,00
Trans. UTE Carvão SE/CO		9,63E+01	8,97E+01	8,91E+01	74,00	24,00	66,67
Trans. UTE Carvão N	9,63E+01		8,97E+01	5,97E+05	75,00	25,00	66,67
Trans. UTE Carvão NE	8,97E+01	8,97E+01		5,97E+05	76,00	26,00	66,67
Trans. UTE Carvão S	8,91E+01	5,97E+05	5,97E+05		77,00	27,00	66,67
Trans. UHE Grande. SE/CO		3,75E+01	3,13E+01	3,07E+01	78,00	28,00	66,67
Trans. UHE Grande. N	3,75E+01		3,13E+01	5,66E+05	79,00	29,00	66,67
Trans. UHE Grande. NE	3,13E+01	3,13E+01		5,66E+05	80,00	30,00	66,67
Trans. UHE Grande. S	3,07E+01	5,66E+05	5,66E+05		81,00	31,00	66,67
	Rodada 6				Rodada 6		
UHE Grande Porte	2,99E+01	2,99E+01	2,99E+01	2,99E+01	85,00	0,00	58,33
UHE Médio Porte	3,93E+01	3,93E+01	3,93E+01	3,93E+01	85,00	0,00	58,33
UHE Pequeno Porte	5,15E+01	5,15E+01	5,15E+01	5,15E+01	85,00	0,00	58,33
UTE Carvão	9,12E+01	9,12E+01	9,12E+01	9,12E+01	91,00	0,00	58,33
UTE Petroleo	1,85E+02	1,85E+02	1,85E+02	1,85E+02	50,00	0,00	50,00
UTE Ciclo Aberto	4,26E+01	4,26E+01	4,26E+01	4,26E+01	50,00	0,00	50,00

UTE Ciclo Combinado	4,52E+01	4,52E+01	4,52E+01	4,52E+01	93,00	0,00	58,33
UTE Nuclear	6,42E+02	6,42E+02	6,42E+02	6,42E+02	95,00	0,00	58,33
Conservação	1,57E+06	1,57E+06	1,57E+06	1,57E+06	100,00	0,00	58,33
Biomassa	4,35E+01	4,35E+01	4,35E+01	4,35E+01	80,00	0,00	58,33
Tech Nova 1	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Tech Nova 2	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Eólica	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	-	-	10000,00
Solar	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	-	-	10000,00
Trans. UTE Carvão SE/CO		1,05E+02	9,73E+01	9,66E+01	74,00	24,00	58,33
Trans. UTE Carvão N	1,05E+02		9,73E+01	6,82E+05	75,00	25,00	58,33
Trans. UTE Carvão NE	9,73E+01	9,73E+01		6,82E+05	76,00	26,00	58,33
Trans. UTE Carvão S	9,66E+01	6,82E+05	6,82E+05		77,00	27,00	58,33
Trans. UHE Grande. SE/CO		4,29E+01	3,58E+01	3,51E+01	78,00	28,00	58,33
Trans. UHE Grande. N	4,29E+01		3,58E+01	6,46E+05	79,00	29,00	58,33
Trans. UHE Grande. NE	3,58E+01	3,58E+01		6,46E+05	80,00	30,00	58,33
Trans. UHE Grande. S	3,51E+01	6,46E+05	6,46E+05		81,00	31,00	58,33
	Rodada 7				Rodada 7		
UHE Grande Porte	3,49E+01	3,49E+01	3,49E+01	3,49E+01	85,00	0,00	50,00
UHE Médio Porte	4,59E+01	4,59E+01	4,59E+01	4,59E+01	85,00	0,00	50,00
UHE Pequeno Porte	6,01E+01	6,01E+01	6,01E+01	6,01E+01	85,00	0,00	50,00
UTE Carvão	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02	1,00E+02	91,00	0,00	50,00
UTE Petroleo	1,85E+02	1,85E+02	1,85E+02	1,85E+02	50,00	0,00	50,00
UTE Ciclo Aberto	4,26E+01	4,26E+01	4,26E+01	4,26E+01	50,00	0,00	50,00
UTE Ciclo Combinado	5,09E+01	5,09E+01	5,09E+01	5,09E+01	93,00	0,00	50,00
UTE Nuclear	6,62E+02	6,62E+02	6,62E+02	6,62E+02	95,00	0,00	50,00
Conservação	1,83E+06	1,83E+06	1,83E+06	1,83E+06	100,00	0,00	50,00
Biomassa	4,90E+01	4,90E+01	4,90E+01	4,90E+01	80,00	0,00	50,00
Tech Nova 1	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Tech Nova 2	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Eólica	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	-	-	10000,00
Solar	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	-	-	10000,00
Trans. UTE Carvão SE/CO		1,16E+02	1,07E+02	1,07E+02	74,00	24,00	50,00
Trans. UTE Carvão N	1,16E+02		1,07E+02	7,95E+05	75,00	25,00	50,00
Trans. UTE Carvão NE	1,07E+02	1,07E+02		7,95E+05	76,00	26,00	50,00
Trans. UTE Carvão S	1,07E+02	7,95E+05	7,95E+05		77,00	27,00	50,00
Trans. UHE Grande. SE/CO		5,00E+01	4,17E+01	4,10E+01	78,00	28,00	50,00
Trans. UHE Grande. N	5,00E+01		4,17E+01	7,54E+05	79,00	29,00	50,00
Trans. UHE Grande. NE	4,17E+01	4,17E+01		7,54E+05	80,00	30,00	50,00
Trans. UHE Grande. S	4,10E+01	7,54E+05	7,54E+05		81,00	31,00	50,00
	Rodada 8				Rodada 8		
UHE Grande Porte	4,19E+01	4,19E+01	4,19E+01	4,19E+01	85,00	0,00	41,67
UHE Médio Porte	5,51E+01	5,51E+01	5,51E+01	5,51E+01	85,00	0,00	41,67
UHE Pequeno Porte	7,21E+01	7,21E+01	7,21E+01	7,21E+01	85,00	0,00	41,67
UTE Carvão	1,13E+02	1,13E+02	1,13E+02	1,13E+02	91,00	0,00	41,67
UTE Petroleo	1,91E+02	1,91E+02	1,91E+02	1,91E+02	50,00	0,00	41,67
UTE Ciclo Aberto	4,85E+01	4,85E+01	4,85E+01	4,85E+01	50,00	0,00	41,67
UTE Ciclo Combinado	5,90E+01	5,90E+01	5,90E+01	5,90E+01	93,00	0,00	41,67
UTE Nuclear	6,90E+02	6,90E+02	6,90E+02	6,90E+02	95,00	0,00	41,67
Conservação	2,19E+06	2,19E+06	2,19E+06	2,19E+06	100,00	0,00	41,67
Biomassa	5,68E+01	5,68E+01	5,68E+01	5,68E+01	80,00	0,00	41,67

Tech Nova 1	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Tech Nova 2	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Eólica	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	-	-	10000,00
Solar	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	-	-	10000,00
Trans. UTE Carvão SE/CO		1,32E+02	1,22E+02	1,21E+02	74,00	24,00	41,67
Trans. UTE Carvão N	1,32E+02		1,22E+02	9,54E+05	75,00	25,00	41,67
Trans. UTE Carvão NE	1,22E+02	1,22E+02		9,54E+05	76,00	26,00	41,67
Trans. UTE Carvão S	1,21E+02	9,54E+05	9,54E+05		77,00	27,00	41,67
Trans. UHE Grande. SE/CO		6,00E+01	5,01E+01	4,92E+01	78,00	28,00	41,67
Trans. UHE Grande. N	6,00E+01		5,01E+01	9,05E+05	79,00	29,00	41,67
Trans. UHE Grande. NE	5,01E+01	5,01E+01		9,05E+05	80,00	30,00	41,67
Trans. UHE Grande. S	4,92E+01	9,05E+05	9,05E+05		81,00	31,00	41,67
	Rodada 9				Rodada 9		
UHE Grande Porte	5,24E+01	5,24E+01	5,24E+01	5,24E+01	85,00	0,00	33,33
UHE Médio Porte	6,89E+01	6,89E+01	6,89E+01	6,89E+01	85,00	0,00	33,33
UHE Pequeno Porte	9,01E+01	9,01E+01	9,01E+01	9,01E+01	85,00	0,00	33,33
UTE Carvão	1,32E+02	1,32E+02	1,32E+02	1,32E+02	91,00	0,00	33,33
UTE Petroleo	2,01E+02	2,01E+02	2,01E+02	2,01E+02	50,00	0,00	33,33
UTE Ciclo Aberto	5,74E+01	5,74E+01	5,74E+01	5,74E+01	50,00	0,00	33,33
UTE Ciclo Combinado	7,11E+01	7,11E+01	7,11E+01	7,11E+01	93,00	0,00	33,33
UTE Nuclear	7,32E+02	7,32E+02	7,32E+02	7,32E+02	95,00	0,00	33,33
Conservação	2,74E+06	2,74E+06	2,74E+06	2,74E+06	100,00	0,00	33,33
Biomassa	6,84E+01	6,84E+01	6,84E+01	6,84E+01	80,00	0,00	33,33
Tech Nova 1	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Tech Nova 2	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Eólica	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	-	-	10000,00
Solar	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	-	-	10000,00
Trans. UTE Carvão SE/CO		1,56E+02	1,43E+02	1,42E+02	74,00	24,00	33,33
Trans. UTE Carvão N	1,56E+02		1,43E+02	1,19E+06	75,00	25,00	33,33
Trans. UTE Carvão NE	1,43E+02	1,43E+02		1,19E+06	76,00	26,00	33,33
Trans. UTE Carvão S	1,42E+02	1,19E+06	1,19E+06		77,00	27,00	33,33
Trans. UHE Grande. SE/CO		7,50E+01	6,26E+01	6,14E+01	78,00	28,00	33,33
Trans. UHE Grande. N	7,50E+01		6,26E+01	1,13E+06	79,00	29,00	33,33
Trans. UHE Grande. NE	6,26E+01	6,26E+01		1,13E+06	80,00	30,00	33,33
Trans. UHE Grande. S	6,14E+01	1,13E+06	1,13E+06		81,00	31,00	33,33
	Rodada 10				Rodada 10		
UHE Grande Porte	6,99E+01	6,99E+01	6,99E+01	6,99E+01	85,00	0,00	25,00
UHE Médio Porte	9,18E+01	9,18E+01	9,18E+01	9,18E+01	85,00	0,00	25,00
UHE Pequeno Porte	1,20E+02	1,20E+02	1,20E+02	1,20E+02	85,00	0,00	25,00
UTE Carvão	1,64E+02	1,64E+02	1,64E+02	1,64E+02	91,00	0,00	25,00
UTE Petroleo	2,17E+02	2,17E+02	2,17E+02	2,17E+02	50,00	0,00	25,00
UTE Ciclo Aberto	7,21E+01	7,21E+01	7,21E+01	7,21E+01	50,00	0,00	25,00
UTE Ciclo Combinado	9,12E+01	9,12E+01	9,12E+01	9,12E+01	93,00	0,00	25,00
UTE Nuclear	8,03E+02	8,03E+02	8,03E+02	8,03E+02	95,00	0,00	25,00
Conservação	3,65E+06	3,65E+06	3,65E+06	3,66E+06	100,00	0,00	25,00
Biomassa	8,78E+01	8,78E+01	8,78E+01	8,78E+01	80,00	0,00	25,00
Tech Nova 1	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Tech Nova 2	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Eólica	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	-	-	10000,00
Solar	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	-	-	10000,00

Trans. UTE Carvão SE/CO		1,96E+02	1,78E+02	1,77E+02	74,00	24,00	25,00
Trans. UTE Carvão N	1,96E+02		1,78E+02	1,59E+06	75,00	25,00	10000,00
Trans. UTE Carvão NE	1,78E+02	1,78E+02		1,59E+06	76,00	26,00	10000,00
Trans. UTE Carvão S	1,77E+02	1,59E+06	1,59E+06		77,00	27,00	10000,00
Trans. UHE Grande. SE/CO		1,00E+02	8,34E+01	8,19E+01	78,00	28,00	10000,00
Trans. UHE Grande. N	1,00E+02		8,34E+01	1,51E+06	79,00	29,00	10000,00
Trans. UHE Grande. NE	8,34E+01	8,34E+01		1,51E+06	80,00	30,00	10000,00
Trans. UHE Grande. S	8,19E+01	1,51E+06	1,51E+06		81,00	31,00	10000,00
	Rodada 11				Rodada 11		
UHE Grande Porte	1,05E+02	1,05E+02	1,05E+02	1,05E+02	85,00	0,00	16,67
UHE Médio Porte	1,38E+02	1,38E+02	1,38E+02	1,38E+02	85,00	0,00	16,67
UHE Pequeno Porte	1,80E+02	1,80E+02	1,80E+02	1,80E+02	85,00	0,00	16,67
UTE Carvão	2,28E+02	2,28E+02	2,28E+02	2,28E+02	91,00	0,00	16,67
UTE Petroleo	2,50E+02	2,50E+02	2,50E+02	2,50E+02	50,00	0,00	16,67
UTE Ciclo Aberto	1,02E+02	1,02E+02	1,02E+02	1,02E+02	50,00	0,00	16,67
UTE Ciclo Combinado	1,31E+02	1,31E+02	1,31E+02	1,31E+02	93,00	0,00	16,67
UTE Nuclear	9,44E+02	9,44E+02	9,44E+02	9,44E+02	95,00	0,00	16,67
Conservação	5,48E+06	5,48E+06	5,48E+06	5,48E+06	100,00	0,00	16,67
Biomassa	1,27E+02	1,27E+02	1,27E+02	1,27E+02	80,00	0,00	16,67
Tech Nova 1	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Tech Nova 2	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Eólica	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	-	-	10000,00
Solar	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	-	-	10000,00
Trans. UTE Carvão SE/CO		2,75E+02	2,49E+02	2,47E+02	74,00	24,00	10000,00
Trans. UTE Carvão N	2,75E+02		2,49E+02	2,39E+06	75,00	25,00	10000,00
Trans. UTE Carvão NE	2,49E+02	2,49E+02		2,39E+06	76,00	26,00	10000,00
Trans. UTE Carvão S	2,47E+02	2,39E+06	2,39E+06		77,00	27,00	10000,00
Trans. UHE Grande. SE/CO		1,50E+02	1,25E+02	1,23E+02	78,00	28,00	10000,00
Trans. UHE Grande. N	1,50E+02		1,25E+02	2,26E+06	79,00	29,00	10000,00
Trans. UHE Grande. NE	1,25E+02	1,25E+02		2,26E+06	80,00	30,00	10000,00
Trans. UHE Grande. S	1,23E+02	2,26E+06	2,26E+06		81,00	31,00	10000,00
	Rodada 12				Rodada 12		
UHE Grande Porte	2,10E+02	2,10E+02	2,10E+02	2,10E+02	85,00	0,00	8,33
UHE Médio Porte	2,75E+02	2,75E+02	2,75E+02	2,75E+02	85,00	0,00	8,33
UHE Pequeno Porte	3,60E+02	3,60E+02	3,60E+02	3,60E+02	85,00	0,00	8,33
UTE Carvão	4,18E+02	4,18E+02	4,18E+02	4,18E+02	91,00	0,00	8,33
UTE Petroleo	3,49E+02	3,49E+02	3,49E+02	3,49E+02	50,00	0,00	8,33
UTE Ciclo Aberto	1,90E+02	1,90E+02	1,90E+02	1,90E+02	50,00	0,00	8,33
UTE Ciclo Combinado	2,52E+02	2,52E+02	2,52E+02	2,52E+02	93,00	0,00	8,33
UTE Nuclear	1,37E+03	1,37E+03	1,37E+03	1,37E+03	95,00	0,00	8,33
Conservação	1,10E+07	1,10E+07	1,10E+07	1,10E+07	100,00	0,00	8,33
Biomassa	2,43E+02	2,43E+02	2,43E+02	2,43E+02	80,00	0,00	8,33
Tech Nova 1	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Tech Nova 2	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	2,38E+03	100,00	0,00	10000,00
Eólica	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	6,94E+01	-	-	10000,00
Solar	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	5,52E+01	-	-	10000,00
Trans. UTE Carvão SE/CO		5,14E+02	4,61E+02	4,57E+02	74,00	24,00	10000,00
Trans. UTE Carvão N	5,14E+02		4,61E+02	4,77E+06	75,00	25,00	10000,00
Trans. UTE Carvão NE	4,61E+02	4,61E+02		4,77E+06	76,00	26,00	10000,00
Trans. UTE Carvão S	4,57E+02	4,77E+06	4,77E+06		77,00	27,00	10000,00

Trans. UHE Grande. SE/CO		3,00E+02	2,50E+02	2,46E+02	78,00	28,00	10000,00
Trans. UHE Grande. N	3,00E+02		2,50E+02	4,52E+06	79,00	29,00	10000,00
Trans. UHE Grande. NE	2,50E+02	2,50E+02		4,52E+06	80,00	30,00	10000,00
Trans. UHE Grande. S	2,46E+02	4,52E+06	4,52E+06		81,00	31,00	10000,00

Anexo G – Códigos Desenvolvidos

O processo de construção do CARTHER baseou-se na realização de diversos procedimentos e funções escritas em VB, de forma que apresentassem uma função específica e fossem inseridas no código principal conforme necessidade dos programadores.

```
Sub e_Solução_Completa()
```

```
'Codigo responsável pela execução de cada rodada do Solver
```

```
Application.ScreenUpdating = False
```

```
'Bloqueia a tela para que o usuário não perceba as alterações que estão sendo
```

```
'realizadas no excel.
```

```
Call r_Define_variaveis
```

```
Call l_limpar_detalhes
```

```
Call l_Limpar_SolverAcu
```

```
Call l_limpar_Curvas
```

```
Call c_Preencher_rodada1
```

```
Call e_liberar_renovaveis
```

```
Call c_copiar_FC_Tecnologia
```

```
Call m_Rodada1
```

```
Call e_Rodar_solver
```

```
Call c_Copiar_eol_sol
```

```
Call l_Limpar_periodos
```

```
Call m_pos_Rodada1
```

```
Call e_Popular_Matriz_Aux
```

```
Call e_bloquear_renovaveis
```

```
Call c_reordenar_acumulada
```

```
Call c_renovavel_vert
```

```
Call e_popular_Custorenovaveis
```

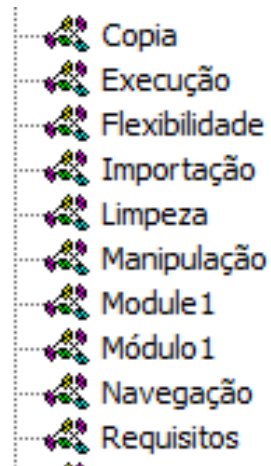
Call e_Popular_rodar_Solver_completo

'desbloqueio de tela

Application.ScreenUpdating = True

End Sub

Os códigos são separados por módulos de acordo com suas funções:



Devido ao tamanho dos códigos, os mesmos não serão expostos de forma completa, contudo, a título de exemplificação, serão apresentadas alguns dos principais códigos.

Procedimento responsável popular os dados de otimização para cada um dos 12 patamares de carga e executar o suplemento *OpenSolver* para execução de simulação parcial:

Sub e_Popular_rodar_Solver_completo()

'Macro responsável por popular a aba solver para rodar a solução de curva acumulada

'residual

Dim linha As Integer

Dim linhacusto As Integer

Dim coluna As Integer

Dim inicio As Integer

Dim iniciocusto As Integer

Dim escrever As Integer

Dim FC As Single

Call r_Define_variaveis

'Ajuste para a posição da planilha que contém os dados para análise

inicio = 37

escrever = 179

iniciocusto = 25

linhacusto = 0

For linha = 12 To 1 Step -1

For coluna = 2 To 17

'trazer o dado da aba matriz auxiliar e popular na aba solver

solver.Cells(escrever, coluna).Value = m_aux.Cells(inicio + linha, coluna).Value

Next

'guardar fator de capacidade

FC = 100 * m_aux.Cells(linha + 85, 2).Value

m_aux.Cells(86, 4).Value = FC

'chamar procedimento que fará análise de fatores de capacidade e bloqueio

Call c_copiar_FC_Tecnologia_2

Call m_Bloquear_Fontes

'execução do solver, após popular dados e armazenamento do dado na aba
solver_acumulado

Call m_CoefOrdenados_flex

Call l_limpar_flexibilidades

Call m_Flexibilidade

Call e_Rodar_solver

Call c_Guardardados_Acumulado

Call c_copiar_cada_rodada

'Popular Custo Total corrigido '

Sheets("SOLVER").Select

Range("B6:Q27").Select

Selection.Copy

Sheets("CustoTotal_aux").Select

Worksheets("CustoTotal_aux").Cells(iniciocusto + linhacusto * 23, 2).Select

Selection.PasteSpecial Paste:=xlPasteValues, Operation:=xlNone, SkipBlanks _

:=False, Transpose:=False

linhacusto = linhacusto + 1

Next

MsgBox "Finalizado!"

End Sub

Procedimento responsável pela determinação das curvas residuais e preenchimento dos 12 patamares de carga para resolução da segunda otimização.

Sub e_Popular_Matriz_Aux()

Dim coluna As Integer

Dim coluna1 As Integer

Dim col As Integer

Dim linha As Integer

Dim regioao As String

Dim limpar As Single

Dim ireg As Integer

Dim freg As Integer

Dim lincop As Integer

Dim linper As Integer

Dim colper As Integer

Dim ajuste As Integer

Dim k As Integer

ireg = 10

For ireg = 10 To 13

Call r_Define_variaveis

'selecionar o nome de uma das regiões

```
regiao = trans.Cells(ireg, 9).Value
```

```
freg = 0
```

```
k = 1
```

```
For col = 1 To 14
```

```
    coluna = 3 * col
```

```
    coluna1 = 4 * col
```

```
    ajuste = 0
```

```
    For linha = 10 To 220
```

```
        'procurar na planilha curvas o nome da região encontrada na aba transmissão para  
        retirar
```

```
        ' a informação da aba curvas e popular na matriz auxiliar.
```

```
        ' a condição abaixo tem como objetivo, ao chegarmos ao fim da área útil
```

```
        'da planilha, pularmos para a próxima coluna que possui dados da
```

```
        'mesma região.
```

```
        If linha = 220 And freg = 1 Then
```

```
            col = col + 4
```

```
            k = k + 1
```

```
        End If
```

```
        If curvas.Cells(linha, coluna1 - k).Value = regiao Then
```

```
            freg = 1
```

```
            lincop = 1
```

```
            For lincop = 1 To 13
```

'popular na matriz auxiliar a informação obtida na aba curvas

'para a área de interesse.

```
m_aux.Cells(2 + lincop, 1).Value = curvas.Cells(linha + 2 + lincop,  
coluna1 - k + 1)
```

Next

'manipulação da curva de entrada para determinação da curva acumulada.

'a etapa abaixo gera os primeiros dados da curva acumulada, limpa e interpola

'para obtenção de todos os pontos da curva residual, o que permitirá a obtenção

'da curva acumulada a partir da subtração da demanda pelas gerações renováveis.

Call e_Curva_Acumulada_v2

Call l_LimparDuplicados

Call m_Ordenar_dados

Call zero

Call m_Ordenar_dados

Call m_Interpolação_v2

Call m_Ordenar_dados

For linper = 2 To 13

If periodos.Cells(linper, 1).Value <> "" Then

```
curvas_Acu.Cells(linper + linha + ajuste, coluna + 2).Value =  
periodos.Cells(linper, 1).Value 'Escreve potencia na tabela acumulada
```

```
curvas_Acu.Cells(linper + linha + ajuste, coluna).Value =  
periodos.Cells(linper, 2).Value 'Escreve o numero de meses do periodo
```

```
        End If

    Next

    ajuste = ajuste - 1

    Call l_Limpar_periodos

    End If

Next

Next

Next

'Application.ScreenUpdating = True

End Sub
```