



Universidade de Brasília

Faculdade de Economia, Administração, Contabilidade e Gestão de Políticas
Públicas

Departamento de Administração

DANIEL LUIZ AZEVEDO OLIVEIRA

**MODELO DE APOIO À DECISÃO DE PLANEJAMENTO
ESTRATÉGICO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO DO
SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Brasília – DF

2022

DANIEL LUIZ AZEVEDO OLIVEIRA

**MODELO DE APOIO À DECISÃO DE PLANEJAMENTO
ESTRATÉGICO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO DO
SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Monografia apresentada ao Departamento de Administração como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Administração.

Professora Orientadora: Silvia Araújo dos Reis

Brasília – DF

2022

Oliveira, Daniel Luiz Azevedo

Modelo de Apoio à Decisão de Planejamento Estratégico da Operação e Expansão do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica / Daniel Luiz Azevedo Oliveira. – Brasília, 2022.

118 f. : il.

Monografia (bacharelado) – Universidade de Brasília, Departamento de Administração, 2022.

Orientadora: Prof.^a DR.^a Silvia Araújo dos Reis, Departamento de Administração.

1. Pesquisa Operacional. 2. Modelo Matemático Computacional. 3. Planejamento Estratégico. 4. Setor Elétrico. 5. Transmissão de Energia Elétrica.

DANIEL LUIZ AZEVEDO OLIVEIRA

**MODELO DE APOIO À DECISÃO DE PLANEJAMENTO
ESTRATÉGICO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO DO
SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

A Comissão Examinadora, abaixo identificada, aprova o Trabalho de Conclusão do Curso de Administração da Universidade de Brasília do aluno

Daniel Luiz Azevedo Oliveira

Doutora Silvia Araújo dos Reis
Professora-Orientadora

Doutor Victor Rafael Rezende Celestino,
Professor-Examinador

Ph.D. Danielle Sandi Pinheiro
Professora-Examinadora

Brasília, 27 de setembro de 2022

Este trabalho foi desenvolvido ao longo de um período muito especial da história da humanidade, tragicamente afetada por uma pandemia sanitária. Muitas pessoas foram submetidas a sofrimentos de causas e consequências diversas. Foram traumas que se somaram a tantas outras dificuldades e perdas. Sendo assim, registre-se a homenagem a todas as pessoas que enfrentaram sofrimentos e em especial às tantas pessoas que partiram repentinamente.

AGRADECIMENTOS

Meu avô e minha avó paternos sempre aconselhavam filhos e netos a seguirem pelo caminho da educação. Foram eles que transmitiram esse fundamento para meu pai, que por sua vez foi meu maior incentivador e patrocinador durante a longa caminhada estudantil, enquanto minha mãe era a responsável pelo suporte diário e necessário para que eu me empenhasse nos estudos. Agradeço ao apoio deles durante minha infância e juventude. Por coincidência da vida, parte desse trabalho foi desenvolvido durante algumas noites em que estive como cuidador e acompanhante de minha avó ao longo do ano de 2022, auge de seus 96 anos. Além disso, agradeço a minha esposa por todo apoio, em especial pela compreensão durante meus períodos de ausência em função da participação em um longo curso de graduação presencial noturno.

Diversos professores do curso de Administração da Universidade de Brasília merecem congratulações pela forma como trabalham e mantêm o elevado padrão educacional e preparatório dessa renomada instituição. Em nome de todos e de forma bastante especial agradeço à professora e orientadora Silvia Araújo dos Reis.

Iniciei com uma ideia que buscava associar minha experiência profissional na operação e na regulação do setor elétrico, com saberes adquiridos em formações acadêmicas, e a partir disso desenvolver alguma aplicação matemática e computacional, justamente o horizonte de atuação da professora Silvia Araújo dos Reis. A princípio eu acreditava ser difícil concatenar essas motivações. Mas não houve nenhuma objeção por parte da professora, que acolheu e incentivou o desenvolvimento das ideias. Então, comecei e aos poucos fui percebendo que havia entrado em um portal através do qual me deparei com um universo paralelo ao que eu conhecia, cheio de perspectivas e conhecimentos instigantes. Logo surgiram as dificuldades e novos desafios, sempre enfrentados com o apoio da professora Silvia Araújo dos Reis, que exerceu a orientação acadêmica com tamanha competência e gentileza que desencadeou em mim um compromisso com a perseverança.

Por fim, finalizo agradecendo a Deus e contagiado pela Sua alegria, dedico um estímulo a todos aqueles que eventualmente estiverem se sentindo abatidos diante das adversidades da vida, afinal conforme a poesia de Diogo Nogueira mantenha a fé pois um novo dia sempre vai raiar e quando menos esperar “Clareou”:

“Clareou (Diogo Nogueira)
A vida é pra quem sabe viver
Procure aprender a arte
Pra quando apanhar não se abater
Ganhar e perder faz parte
Levante a cabeça, amigo, a vida não é tão ruim
Um dia a gente perde
Mas nem sempre o jogo é assim
Pra tudo tem um jeito
E se não teve jeito ainda não chegou ao fim
Mantenha a fé na crença
Se a ciência não curar
Pois se não tem remédio
Então remediado está
Já é um vencedor
Quem sabe a dor de uma derrota enfrentar
E a quem Deus prometeu, nunca faltou
Na hora certa o bom Deus dará
Deus é maior!
Maior é Deus, e quem tá com Ele
Nunca está só
O que seria do mundo sem Ele?
Chega de chorar
Você já sofreu demais, agora chega
Chega de achar que tudo se acabou
Pode a dor uma noite durar
Mas um novo dia sempre vai raiar
E quando menos esperar, clareou
Clareou, ô, ô, ô, ô...”

RESUMO

O setor elétrico brasileiro é constituído por um extenso e complexo sistema de transmissão que interliga geradores e consumidores em todos os estados, além de interligar o Brasil a outros países. Neste século XXI, as inovações tecnológicas têm ampliado a disponibilidade de usinas de geração, distribuídas territorialmente, com fontes intermitentes e sem capacidade de armazenamento, ao mesmo tempo têm possibilitado o aumento da capacidade de transmissão. Por sua vez, os consumidores têm aumentado a adoção da energia elétrica em detrimento de outros recursos energéticos, seja para fins industriais, culinários, de refrigeração ou calefação, e de mobilidade, além de implantarem geração própria com a injeção de excedente na rede. São alterações com rapidez tal que diminui a previsibilidade da geração disponível e da carga a ser atendida. Esses aspectos aumentam a complexidade do processo decisório de planejamento estratégico da operação e da expansão do sistema de transmissão. Trata-se de um processo decisório subsidiado por diversos sistemas de computação, contudo diante das novas complexidades é necessário atualizar esses algoritmos, por isso as instituições responsáveis pela governança setorial já estão realizando contratações e parcerias em busca dos aprimoramentos necessários. Foi nesse contexto que se empreendeu este trabalho, buscando a partir de programação matemática contribuir com um protótipo para análise do funcionamento do sistema elétrico. Para isso, o trabalho enfrentou o desafio de compilar uma miscelânea de conteúdos de diversas ciências do conhecimento: jurídica – base regulatória e legal; engenharia elétrica – fundamentos da eletricidade; e administração – processo decisório subsidiado pela pesquisa operacional. O modelo constituído neste estudo buscou identificar soluções de minimização de custos de geração e transmissão de energia elétrica, em função das características da rede. Assim sendo, foi realizada uma pesquisa exploratória e aplicada, com programação matemática não-linear quadrática de rede, utilizando as linguagens de programação Excel e Lingo. A modelagem do sistema elétrico se assemelha ao caso especial de transporte com transbordo e sem possibilidade de armazenagem, necessitando atender a toda a demanda a cada instante. Contudo, há especificidades relevantes no caso da energia elétrica, como a distribuição entre todos os caminhos disponíveis, mesmo que tenham custos distintos. Não obstante o modelo ter sido submetido a diversas considerações simplificadoras relacionadas aos princípios de eletricidade, o resultado se demonstrou coerente com as condições reais. Ademais, garante a possibilidade de incorporação de mais instalações e de outras características inerentes aos fenômenos elétricos caso necessário maior precisão.

Palavras-chave: Pesquisa Operacional. Modelo Matemático Computacional. Planejamento Estratégico. Setor Elétrico. Transmissão de Energia Elétrica.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica;

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica;

EPE – Empresa de Pesquisa Energética;

MME – Ministério de Minas e Energia;

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico;

RED – Recursos Energéticos Distribuídos;

SIN – Sistema Interligado Nacional;

TCU – Tribunal de Contas da União.

SUMÁRIO

1	Introdução	1
1.1	Contextualização.....	5
1.2	Formulação do problema	6
1.3	Objetivo geral.....	7
1.4	Objetivos específicos	7
1.5	Justificativa	8
2	Referencial Teórico	9
2.1	Setor elétrico.....	9
2.1.1	A eletricidade como alternativa de transporte energético	9
2.1.2	Evolução do sistema elétrico brasileiro	13
2.1.3	Fundamentos legais e regulatórios da transmissão de energia elétrica no Brasil	15
2.1.4	Governança institucional do setor elétrico brasileiro	15
2.1.5	Principais características do setor elétrico brasileiro.....	17
2.1.6	Expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN)	19
2.1.7	Dilema entre otimização e confiabilidade.....	22
2.2	Pesquisa operacional para auxílio no processo decisório.....	25
2.2.1	Processo decisório.....	25
2.2.2	Origem e desenvolvimento da pesquisa operacional.....	26
2.2.3	Etapas da pesquisa operacional	27
2.2.4	Ferramentas de pesquisa operacional	28
2.2.5	Modelagem matemática para apoio à decisão.....	30
2.2.6	Método gráfico	32
2.2.7	Modelagem matemática na forma canônica	35
2.2.8	Programação não-linear.....	36
2.2.9	Programação em Redes	40
2.2.10	Problema de transporte com transbordo e excedente de capacidade	41
2.3	Outros trabalhos acadêmicos	44
3	Metodologia.....	48
3.1	Método de Abordagem.....	48
3.2	Método de procedimento	49
3.3	Natureza da pesquisa	49
3.4	Finalidade da pesquisa	50
3.5	Procedimento de coleta de dados.....	50
3.6	Forma de Abordagem do Problema	51

3.7	Alternativa Metodológica para o Ambiente de Gestão de Operações de Produção	51
3.8	Contexto da pesquisa	53
4	Resultados e Discussões	54
4.1	Descrição do Problema.....	54
4.2	Modelagem do sistema de transmissão.....	55
4.2.1	Topografia da rede.....	57
4.2.2	Premissas	59
4.2.3	Representação matemática	61
4.2.4	Cenários.....	71
4.3	Desempenho Computacional.....	81
4.4	Discussão	85
5	Conclusões	87
6	Referências	90
	Apêndices.....	96
	Apêndice A – Código fonte no Lingo	96
	Apêndice B – Planilha de Cálculo assessoria para o Lingo	98
	Apêndice C – Adaptação do modelo a ampliações topográficas	102
a)	Nova linha de transmissão em paralelo com linha existente.....	102
b)	Nova subestação com nova linha de transmissão.	104

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Diagrama simplificado de um sistema elétrico.	2
Figura 2 – Sistema elétrico: presente e futuro.....	4
Figura 3 – Perdas (técnicas e não técnicas) em transmissão e distribuição de energia elétrica por países no ano de 2014.	5
Figura 4 – Imagem de um condutor	10
Figura 5 – Seção do condutor com a corrente concentrada na borda (área branca) e ausente do núcleo central (preto).....	12
Figura 6 – Efeitos da divisão da corrente por linhas paralelas	13
Figura 7 – Relações institucionais do setor elétrico brasileiro.	16
Figura 8 – Expansão das linhas de transmissão do SIN (em km), por nível de tensão, de 1999 a 2020.	20
Figura 9 – Investimento (em R\$) necessário perante os cenários de expansão do sistema de transmissão brasileiro no horizonte de 2031.....	21
Figura 10 – Expansão da rede básica em extensão de linhas, em km, no horizonte de 2031, de acordo com o cenário de referência.	21
Figura 11 – Expansão da rede básica em capacidade de transformação, em MW, no horizonte de 2031, de acordo com o cenário de referência.	22
Figura 12 – Critérios de confiabilidade a serem cumpridos pelo sistema de transmissão para manter o atendimento à carga	23
Figura 13 - Sistematização do processo de tomada de decisão	25
Figura 14 - Etapas da Pesquisa Operacional.....	27
Figura 15 - Exemplo de problema com solução única de maximização	33
Figura 16 - Exemplo de problema com solução única de minimização.....	33
Figura 17 - Exemplo de Problema com múltiplas soluções de maximização	34
Figura 18 - Exemplo de Problema com infinitas soluções de maximização	34
Figura 19 – Formulação matemática para problema de programação linear de maximização	35
Figura 20 - Exemplo de função não-linear com pontos ótimos de maximização e minimização locais e globais.....	36
Figura 21 – Exemplos gráficos de funções convexas, côncavas e nem convexas nem côncavas	37
Figura 22 – Representação gráfica de um problema convexo (esquerda) e não convexo (direita).....	38
Figura 23 – Exemplo de otimização irrestrita de maximização.....	39
Figura 24 - Representação gráfica simplificada de um sistema em rede.	41
Figura 25 - Representação gráfica de problema de transporte com transbordo	42

Figura 26 – Sistema teste utilizado na pesquisa de Rezende (2006).....	46
Figura 27 – Topologia da rede utilizada por Barreto (2007)	47
Figura 28 - Evolução da geração média anual do SIN, das demandas média e máxima do SIN e do nível dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste.....	54
Figura 29 – Estudo de Contingência da LT 500kV Canudos – Olindina no horizonte de 2028	57
Figura 30 – Sistema de transmissão simplificado adotado para o modelo matemático deste trabalho.....	58
Figura 31 – Cenário A1	71
Figura 32 – Cenário A2: desligamento da transmissão entre as subestações 1 e 5.	72
Figura 33 – Cenário A3: Desligamentos de LT14 e LT15.	73
Figura 34 – Cenário A4: redução da capacidade em LT34	74
Figura 35 – cenário A5: redução da capacidade da usina 5	75
Figura 36 – Cenário A6: usina 1 com linha própria mais extensa.	76
Figura 37 – Cenário A7: extensão nula das linhas de uso exclusivo dos geradores 1 e 2.	77
Figura 38 – Cenário B1: LT14 com metade da bitola das demais.....	78
Figura 39 – Cenário B2: inoperância das usinas 5 e 6.....	79
Figura 40 – Cenário B3: crise energética no subsistema da subestação 7.....	80
Figura 41 – Cenário B4: Operação isolado do subsistema representado pela subestação 7.....	81
Figura 42 – Desempenho do Lingo com o cenário de referência	82
Figura 43 – Desempenho do Lingo no cenário de referência com alteração dos valores dos parâmetros	83
Figura 44 – Desempenho do Lingo no cenário sem as subestações 5 e 6 e as linhas que conectam essas subestações	84
Figura 45 – Desempenho do Lingo com mais uma subestação e uma linha de transmissão.....	85
Figura 46 – Distâncias entre as subestações 1, 2, 3 e 4.....	100
Figura 47 – Diagrama com a inclusão da subestação 8 e linha paralela à LT12	103
Figura 48 - Diagrama com a inclusão da subestação 8 e linha entre 1, 8 e 2 com capacidade zerada	103
Figura 49 – Inclusão da subestação 9 conectada na 3	104

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resistividade de materiais mais utilizados como condutores ou isolantes elétricos.....	11
Tabela 2 – Interferência da frequência na razão entre a resistência ôhmica com corrente concentrada na borda (R_{ca}) ou em toda a seção do condutor (R_{cc}).....	12
Tabela 3 – Lista de nomenclaturas utilizadas no modelo e seus respectivos significados.....	61
Tabela 4 – Variáveis adotadas no modelo	62
Tabela 5 – Resultado da variável quantidade de energia gerada em cada usina	62
Tabela 6 – Resultado da variável quantidade de energia transmitida em cada linha	63
Tabela 7 – Lista de parâmetros adotados no modelo	63
Tabela 8 – Dados de entrada do parâmetro quantidade de nós (subestações)	64
Tabela 9 – Dados de entrada do parâmetro quantidade de energia consumida por cada consumidor	64
Tabela 10 – Dados de entrada do parâmetro quantidade de energia gerador por cada consumidor.....	65
Tabela 11 – Dados de entrada do parâmetro custo de energia gerada por cada gerador	65
Tabela 12 – Dados do parâmetro custo da quantidade de energia transmitida em cada linha.....	66
Tabela 13 – Dados de entrada do parâmetro capacidade máxima de geração em cada gerador.....	66
Tabela 14 – Dados de entrada do parâmetro capacidade máxima de transmissão em cada linha	67
Tabela 15 – Dado de entrada com a quantidade de nós e os respectivos nomes	98
Tabela 16 – Dados de entrada das usinas.....	99
Tabela 17 – Dados de entrada dos consumidores	99
Tabela 18 – Dados de entrada das linhas de transmissão.....	100
Tabela 19 – Extensões das linhas de transmissão.	101
Tabela 20 – Dados de entrada acerca das capacidades das linhas	101
Tabela 21 – Resultado da variável quantidade de energia transmitida por linha	101

1 Introdução

O sistema de transmissão de energia elétrica é composto por uma complexa e extensa rede responsável por transportar energia elétrica desde as instalações de geração até os consumidores. Além da complexidade tecnológica, é um segmento econômico submetido a diversos desafios gerenciais:

1. atender às exigências sócio-ambientais, para viabilizar a implantação dos empreendimentos;
2. garantir financiabilidade, devido aos vultosos investimentos necessários para a implantação dos empreendimentos, enquanto a remuneração só ocorre após a conclusão das obras e início da operação comercial;
3. constituir relações contratuais com robustez jurídica, especialmente em função da extensão dos contratos por até 30 anos e devido à interconectividade de instalações de múltiplos agentes; e
4. prover estabilidade legal e regulatória que propiciem a segurança necessária para atrair investidores e empreendedores (EPE, 2022).

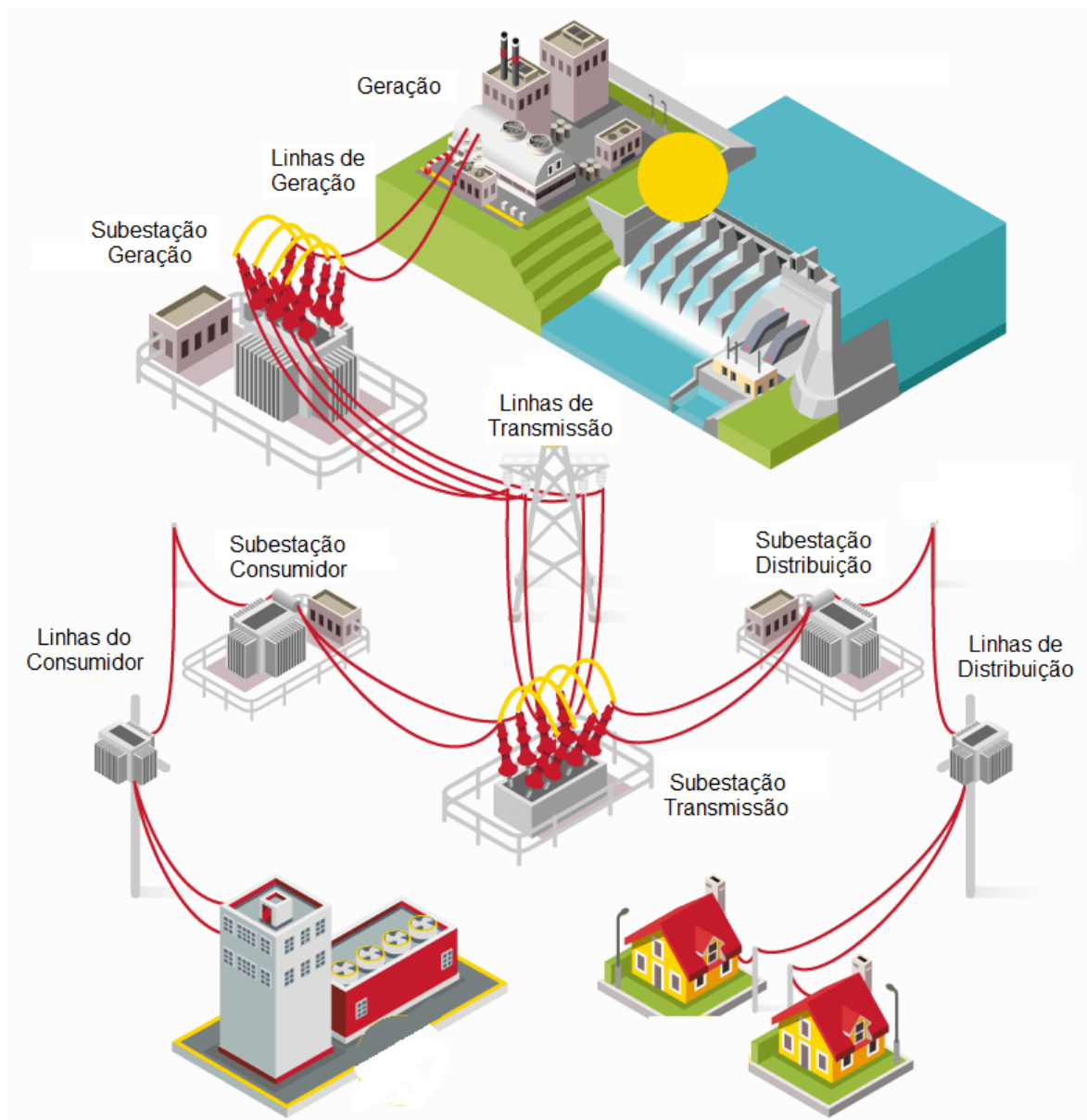
A Figura 1 apresenta uma representação simplificada do sistema elétrico, composto por: usinas de geração, linhas de transmissão e subestações de transmissão e distribuição, e consumidores que podem ser supridos a partir de instalações de distribuição ou transmissão. Além disso, também foram representadas na Figura 1 as linhas de uso exclusivo de geradores e consumidores livres.

Atualmente, o sistema elétrico brasileiro é predominantemente operado com instalações de geração de maior porte, gerenciadas por uma estrutura organizacional centralizada que administra a utilização dos recursos energéticos disponíveis¹. Contudo, as inovações tecnológicas têm disseminado novas possibilidades de geração com características inovadoras e disruptivas, utilizando fontes energéticas renováveis, intermitentes, com menor previsibilidade, distribuídas territorialmente e

¹ As funções de planejamento, operação e regulação/fiscalização são segregadas em três instituições, respectivamente: Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, e Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

com capacidades muito distintas. Adicionalmente, pelo lado do consumidor as inovações têm possibilitado a autogeração e o aumento do consumo de energia elétrica, em substituição de fontes energéticas fósseis, sendo utilizada para diversos fins: culinária (em substituição a lenha e gás butano), aquecimento, resfriamento, suprimento de processos industriais e mobilidade elétrica (EPE, 2022, p. 336 a 340; PWC, 2017).

Figura 1 – Diagrama simplificado de um sistema elétrico.



Fonte: IDEC (2022)

Diante desse cenário, por intermédio da Portaria nº 187, de 4 de abril de 2019, o Ministério de Minas e Energia (MME) instituiu grupo de trabalho com o intuito de

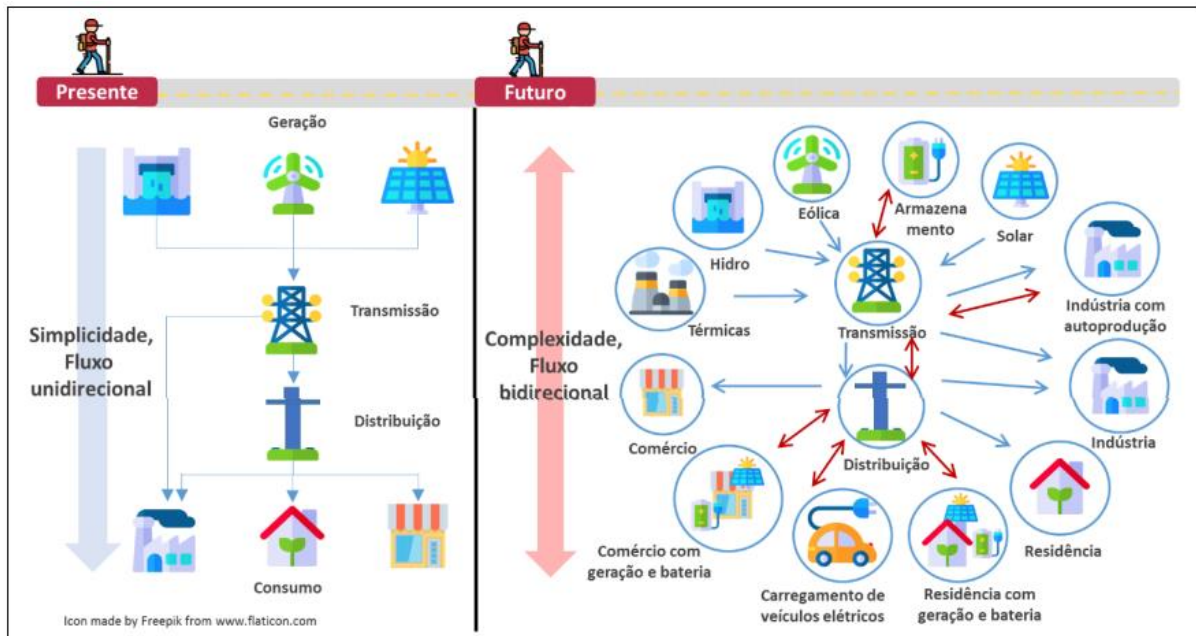
desenvolver propostas de modernização do setor elétrico brasileiro, o qual contou com a participação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e mais de 100 especialistas de mais de 30 associações, tendo realizado 5 consultas públicas, 7 workshops, sendo 1 internacional que teve mais de 1.500 participantes (MME, 2019).

O resultado foi um Plano de Ação contendo propostas de curto, médio e longo prazos para promover a adoção de tecnologias que possam ser viabilizadas nos próximos anos. Há soluções de armazenamento (com baterias), hidrelétricas reversíveis, usinas de hidrogênio, energias dos oceanos, eólica offshore, reatores nucleares de pequeno porte, geração solar distribuída e de eficiência energética (como repotenciação de equipamentos). Especificamente para a transmissão as inovações incluem: cabos subterrâneos, subestações blindadas isoladas a gás, linhas aéreas com maiores níveis de tensão e de capacidade, sistemas de corrente contínua, bem como mudanças de procedimento na própria operação do sistema (MME, 2019).

A conclusão do grupo de trabalho é que a inserção em massa de Recursos Energéticos Distribuídos (RED)² irá alterar os fluxos de energia e aumentar a complexidade dos sistemas elétricos, impondo transformações no setor elétrico sintetizadas na Figura 2, demandando *“novas práticas de planejamento da expansão e operação das redes elétricas e da geração de energia”*. Como referência internacional o estudo citou a seguinte análise: *“World Energy Council (2017) aponta que já no horizonte entre 2017 e 2025 se deve observar em diversos países a transição de sistemas elétricos predominantemente centralizados para sistemas híbridos”* (MME, 2019 p. 43 e 44).

² Os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) são tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, instalados normalmente junto a unidades consumidoras e conectados na rede de distribuição. A EPE incluiu no conceito de RED: geração distribuída (GD), veículos elétricos (VE) e estrutura de recarga, armazenamento de energia atrás do medidor, resposta da demanda (RD) e eficiência energética (EPE, 2019, p. 43).

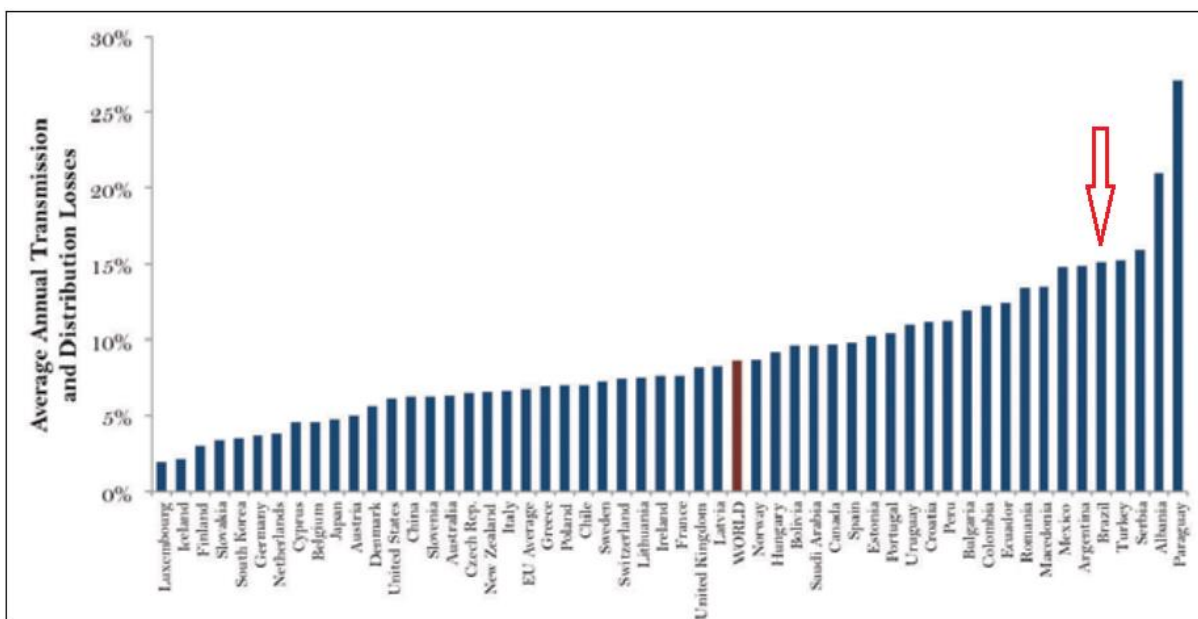
Figura 2 – Sistema elétrico: presente e futuro.



Fonte: MME (2019, p.44).

No entanto, ao mesmo tempo que os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) impõem desafios, também agregam diversos benefícios ao sistema. A contribuição energética decorrente do aumento de geração, permite reduzir o custo sistêmico de atendimento à demanda, fazendo com que possivelmente usinas mais caras não precisem ser acionadas, permitindo substituir ou postergar investimentos em novas infraestruturas de geração e transmissão. Além disso, podem propiciar a redução de perdas elétricas na medida em que aproxima fisicamente a geração e o consumo. Como se pode observar na Figura 3, em comparação com outros países, no ano de 2014, o Brasil apresentou elevado nível de perdas elétricas, que podem ser: técnicas (na própria rede) e não técnicas (por ausência de medição ou fraudes) (EPE, 2019; MIT, 2016).

Figura 3 – Perdas (técnicas e não técnicas) em transmissão e distribuição de energia elétrica por países no ano de 2014.



Fonte: MIT (2016, p. 270).

Conforme EPE (2017, p.13 e 14), no ano de 2016, as perdas técnicas e não técnicas no Brasil eram de 10,8% e 6,7%, respectivamente, totalizando 17,4% relativo a toda a carga do Sistema Interligado Nacional (SIN)³; enquanto para os Sistemas Isolados⁴, presentes especificamente na região Norte, as perdas totais eram cerca de aproximadamente 25%.

1.1 Contextualização

Um dos principais responsáveis por desenvolver soluções tecnológicas para o sistema elétrico brasileiro é o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), vinculado à Eletrobras – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. O CEPEL é responsável por diversos laboratórios de teste e desenvolvimento de programas para análise de sistemas elétricos de potência como o Análise de Redes (ANAREDE), Análise de Falhas Simultâneas (ANAFAS) e o Análise de Transitórios Eletromecânicos

³ Sistema Interligado Nacional (SIN) - Conjunto de instalações e de equipamentos que possibilitam o suprimento de energia elétrica nas regiões do país interligadas eletricamente (EPE, 2017, p. 77)

⁴ Sistema Isolado (SISOL) - Sistema elétrico de serviço público de distribuição de energia elétrica sem conexão elétrica ao Sistema Interligado Nacional por razões técnicas ou econômicas (BRASIL, 2010).

(ANATEM). O ANAREDE é um sistema integrado que reúne programas de fluxo de potência, equivalente de redes, análise de contingências, análise de sensibilidade de tensão e de fluxo, e análise de segurança de tensão. Utilizando os métodos Newton-Raphson, desacoplado rápido e linearizado para as análises de fluxo de carga, o programa permite análise e simulações de regime permanente do sistema elétrico, tanto para planejamento da operação como da expansão da rede. Contudo, como forma de lidar com os desafios apresentados, tem sido necessário aprimorar os modelos computacionais utilizados, de modo que o próprio CEPEL vem desenvolvendo novas funcionalidades (SILVA et al, 2017a).

Também com o intuito de aprimorar os procedimentos preditivos, em dezembro de 2020, a EPE adquiriu novos modelos para a elaboração dos estudos de planejamento da expansão do Sistema Interligado Nacional – SIN⁵, incluindo os softwares Power Factory/DigSilent e Netplan/PSR. Essas contratações foram consideradas estratégicas pela EPE, que justificou em função das mudanças estruturais a que vem sendo submetido o setor elétrico nos últimos anos, com presença cada vez maior de fontes renováveis de alta variabilidade. O objetivo da EPE é que possibilitem a realização de análises dos diversos fenômenos relacionados ao planejamento e à operação do SIN, propiciando ganhos de eficiência na elaboração dos estudos de planejamento da expansão da rede elétrica (EPE, 2020).

1.2 Formulação do problema

Diversos trabalhos acadêmicos, comerciais e governamentais já foram desenvolvidos com o intuito de contribuir com o processo decisório associado ao planejamento estratégico da operação e da expansão do sistema de transmissão de energia elétrica. Contudo, diante do dinamismo das condições legais, regulatórias e tecnológicas, os procedimentos e os modelos precisam de constante reavaliação e de prospecção das condições futuras, especialmente simulando casos adversos de

⁵ O Sistema Interligado Nacional possui predominância de usinas hidrelétricas e múltiplos agentes, sendo constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. A interconexão por meio da malha de transmissão propicia a transferência de energia entre subsistemas, obtendo ganhos sinérgicos, segurança e economicidade, por permitir o aproveitamento da diversidade das diferentes fontes de produção de energia e dos diferentes regimes hidrológicos das bacias (ONS, 2022).

funcionamento da rede. Essa temática adquire maior relevância com a disseminação da mobilidade elétrica e das tecnologias de geração oriundas de fontes renováveis intermitentes, localizadas de forma descentralizada, inclusive no próprio consumidor com fornecimento de excedente para a rede.

Então, diante desse contexto, este trabalho tem como objetivo responder à seguinte questão: como melhorar o processo decisório associado ao planejamento estratégico da operação e da expansão do sistema de transmissão de energia elétrica através de um modelo de programação matemática de otimização de custos?

1.3 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver um modelo matemático e computacional para apoio ao processo decisório associado ao planejamento estratégico da operação e da expansão do sistema de transmissão de energia elétrica. O intuito é estabelecer um procedimento para facilitar a identificação de quais usinas deveriam ser escolhidas para atender as demandas dos consumidores e com quais montantes de geração, de modo a minimizar os custos diante das condições operativas do sistema de transmissão. Para essa análise, além dos custos de cada usina, decorrentes da utilização dos recursos energéticos disponíveis, também são consideradas as características topográficas da rede de transmissão, que acarretam em limitações de transporte energético e custos associados a perdas energéticas nas linhas de transmissão.

1.4 Objetivos específicos

Para atingir o objetivo geral, o trabalho se pautará nos seguintes objetivos específicos:

1. Realizar uma contextualização acerca dos princípios fundamentais de funcionamento do sistema elétrico;

2. Mapear os fundamentos legais e regulatórios, bem como os procedimentos de governança institucional responsáveis pelo sistema elétrico brasileiro;
3. Pesquisar os fundamentos e as técnicas de pesquisa operacional e programação de redes;
4. Elaborar um modelo matemático e computacional que permita avaliar o funcionamento e a operação do sistema elétrico;
5. Aplicar o modelo em um caso simplificado do sistema elétrico;
6. Verificar a eficiência econômica da operação do sistema elétrico em condições normais;
7. Construir cenários que permitam avaliar a eficiência da operação do sistema elétrico em condições adversas, como contingências que resultem em redução de capacidade ou desligamentos de linhas de transmissão e geradores.

1.5 Justificativa

Justifica-se essa pesquisa em função da necessidade permanente de aprimoramento dos modelos computacionais atualmente utilizados para suporte do planejamento tático, estratégico e operacional da expansão e da operação do sistema de transmissão de energia elétrica. O desenvolvimento de modelos de programação matemática de apoio à decisão pode contribuir para atender às necessidades crescentes de prospecção da conjuntura de operação em condições normais e adversas de funcionamento da rede, principalmente diante da disseminação da mobilidade elétrica e das tecnologias de geração oriundas de fontes renováveis, intermitentes e descentralizadas.

2 Referencial Teórico

2.1 Setor elétrico

2.1.1 A eletricidade como alternativa de transporte energético

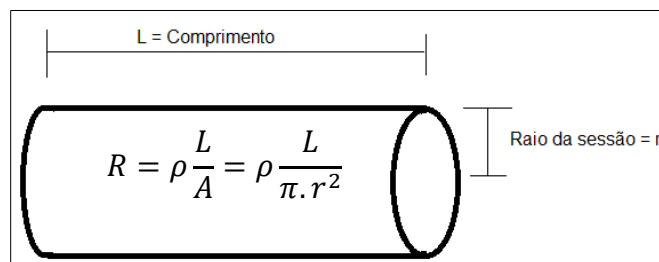
Todo material presente na natureza é constituído por átomos, os quais por sua vez são compostos por partículas elementares denominadas de prótons, elétrons e nêutrons, cada qual possuindo uma determinada carga elétrica. Normalmente essas cargas se mantêm em equilíbrio dentro de um átomo, mas sob determinadas condições pode haver deslocamento de elétrons entre os átomos, conduzindo energia elétrica, a qual pode ser posteriormente convertida em outras formas de energia. Ao pesquisar fenômenos naturais como os raios, a humanidade desenvolveu formas de manipular o processo de conversão de energia em energia elétrica, permitindo um modo eficiente de utilização de diversas fontes energéticas mesmo se estiverem distantes do local onde ocorrerá o uso final (SADIKU e ALEXANDER, 2013; CREDER, 2022).

Com o desenvolvimento tecnológico a humanidade intensificou a utilização da eletricidade, não como recurso final, mas como forma intermediária responsável por transportar energia para atender a diversas necessidades, como iluminação, aquecimento, refrigeração, força motriz, etc. Para isso, foram desenvolvidos os sistemas elétricos de potência, constituídos por equipamentos e instalações responsáveis pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, originada a partir de diversas fontes, como: hidrelétrica, eólica, fotovoltaica, térmica, nuclear, etc. Quanto mais foi aumentando o uso da energia elétrica, tornou-se necessária a implantação de maiores usinas de geração, localizadas cada vez mais distantes dos consumidores. Assim sendo, mais complexo e dispendioso foi se tornando o sistema elétrico, requerendo um sistema de transmissão capaz de integrar inúmeras usinas e consumidores por longas distâncias, com capacidade de transportar grande quantidade de energia, atendendo a critérios de continuidade, qualidade e eficiência (COPEL, 2022).

Com o aumento da dimensão do sistema de transmissão, maiores são as perdas elétricas não desejadas, decorrentes principalmente de dois fenômenos: a resistência ôhmica dos cabos à passagem da corrente elétrica e por efeito corona. O efeito corona decorre de fuga de elétrons pela ionização do ar sob determinadas condições (como elevado nível de tensão), provocando efeitos luminosos e sonoros que podem até ser perceptíveis por pessoas nas proximidades das redes. Porém, conforme Moura et al (2019) é um efeito que pode ser mitigado com medidas operativas e a inserção de estruturas denominadas anti-corona, por isso será desconsiderado para os fins desse trabalho.

Conforme Moura et al (2019) e Creder (2022), um princípio fundamental é que a resistência ôhmica dos materiais à passagem dos elétrons (R , em omhs (Ω)), depende de alguns fatores inerentes ao condutor: ρ = resistividade do material em (Ω / mm^2), L = comprimento em (m), e A = área da seção em (mm^2), conforme Figura 4.

Figura 4 – Imagem de um condutor



Fonte: Elaboração própria a partir de Moura et al (2019, p.135).

É possível ter uma noção da resistividade dos materiais de acordo com Tabela 1. O cobre, por ser um dos melhores condutores, é o elemento mais utilizado na fabricação de cabos condutores. Enquanto o vidro e o papel são alguns dos melhores isolantes, por isso o vidro ainda é muito utilizado para suporte e isolação de cabos nus de transmissão e distribuição; enquanto o papel é muito utilizado para isolação de condutores dentro dos transformadores (Sadiku e Alexander, 2013).

Tabela 1 – Resistividade de materiais mais utilizados como condutores ou isolantes elétricos

Material	Resistividade ($\Omega \cdot m$)	Emprego
Prata	$1,64 \times 10^{-8}$	Condutor
Cobre	$1,72 \times 10^{-8}$	Condutor
Alumínio	$2,8 \times 10^{-8}$	Condutor
Ouro	$2,45 \times 10^{-8}$	Condutor
Carbono	4×10^{-5}	Semicondutor
Germânio	47×10^{-2}	Semicondutor
Silício	$6,4 \times 10^2$	Semicondutor
Papel	10^{10}	Isolante
Mica	5×10^{11}	Isolante
Vidro	10^{12}	Isolante

Fonte: Sadiku e Alexander (2013, p.27).

Outro princípio fundamental, conforme Creder (2022), é que a resistência dos materiais varia também com a temperatura, conforme Equação {1}, onde: R é a resistência na temperatura t (em Ω); R_0 é a resistência na temperatura t_0 (em Ω); α é coeficiente de temperatura em C^{-1} ; t e t_0 são temperaturas final e inicial (em $^{\circ}C$). A título de referência, o autor informou que para o cobre, temos $\alpha = 0,0039 C^{-1}$ a $0^{\circ}C$ e $0,004 C^{-1}$ a $20^{\circ}C$.

$$\{1\} \quad R=R_0 [(1+\alpha (t-t_0))]$$

Em função da corrente elétrica ser alternada com variação senoidal, a distribuição dos elétrons dentro dos condutores é função da frequência da variação. Quanto maior a frequência mais os elétrons realizam o deslocamento pela borda da seção do condutor, e menos ocupam a parte central. Conforme a Figura 5, o resultado é a diminuição da área da seção do condutor (na cor branca) que é ocupada para passagem da corrente, que em compensação deixa de passar na área central (na cor preta), por conseguinte aumenta a resistência, conforme a Figura 4: $R = \rho \frac{L}{A}$. Este fenômeno é denominado de efeito pelicular. A Tabela 2 mostra a fração entre a resistência “Rca” submetida ao efeito pelicular, em comparação com a resistência “Rcc” caso a distribuição ocorresse por igual em toda a seção do condutor. Como a

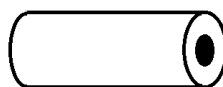
frequência adotada no Brasil é de 60Hz, o efeito pelicular resulta em cerca de 13% de aumento na resistência ôhmica, por isso como medida simplificadora será desconsiderado para os fins deste trabalho, decisão também comum a outras modelagens (MOURA et al, 2019).

Tabela 2 – Interferência da frequência na razão entre a resistência ôhmica com corrente concentrada na borda (R_{CA}) ou em toda a seção do condutor (R_{CC})

f (Hz)	R_{CA}/R_{CC}
2	1.0002
4	1.0007
6	1.0015
8	1.0025
10	1.0041
20	1.0164
40	1.0532
60	1.1347
80	1.2233
100	1.3213
200	1.7983
400	2.4554
600	2.9421
800	3.3559
1000	3.7213
2000	5.1961
4000	7.1876
6000	8.7471
8000	10.0622
10000	11.2289
20000	15.7678
40000	22.1958
60000	27.1337
80000	31.2942
1000000	34.9597

Fonte: Moura et al (2019, p. 134).

Figura 5 – Seção do condutor com a corrente concentrada na borda (área branca) e ausente do núcleo central (preto)



Fonte: elaboração própria

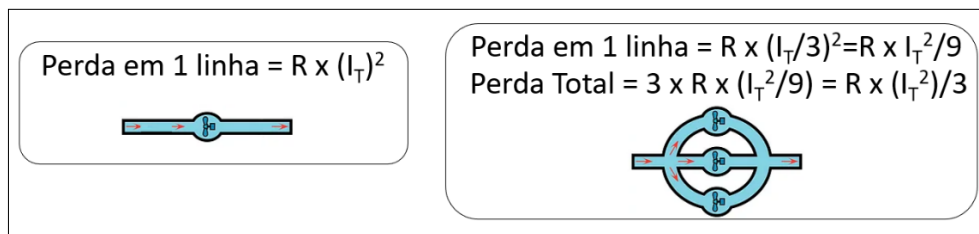
Por fim, mais um princípio fundamental da eletricidade, de acordo com Creder (2022) e Moura et al (2019), é que a perda de energia elétrica decorrente das perdas

ôhmicas em um cabo é função da resistência “R” (em ohms, Ω), do quadrado da quantidade de corrente elétrica “I” (em amperes, A) e do tempo (t), conforme Equação {2}:

$$\{2\} E = R \cdot I^2 \cdot t$$

A imagem esquerda da Figura 6 demonstra a transmissão de energia elétrica entre duas subestações por uma única linha de transmissão; enquanto na imagem da direita, por três linhas paralelas. Para os cálculos das perdas elétricas em ambos os casos, foi considerado que as linhas possuem as mesmas características, e que a quantidade total de corrente seja a mesma em ambos os casos, haja vista tratar-se da mesma quantidade de energia consumida. No caso da direita, como a corrente total se divide por igual, em “1/3” para cada linha, por conseguinte a perda elétrica também será menor pois depende do quadrado da corrente em cada linha. Ao somarmos as perdas das 3 linhas paralelas, o resultado é que a perda total é apenas 1/3 do que seria caso a transmissão da mesma quantidade de corrente elétrica total ocorresse por apenas uma linha.

Figura 6 – Efeitos da divisão da corrente por linhas paralelas



Fonte: Elaboração própria, com referência matemática de Creder (2022) e Moura et al (2019).

2.1.2 Evolução do sistema elétrico brasileiro

Desde as primeiras experiências brasileiras com a energia elétrica no final do século XIX até meados da década de 1940, não havia uma política setorial integrada, e as iniciativas partiam de empresas privadas, que de forma isolada celebravam contratos de concessão diretamente com estados e municípios, conforme Mercedes et al (2015). De acordo com Fleury (2016), em decorrência da crise econômica mundial, posterior à quebra da bolsa de Nova York (em 1932), houve redução da

disponibilidade de investimento privado no Brasil, o que se aprofundou como resultado da segunda guerra mundial (ocorrida entre 1939 e 1945). Como alternativa, Mercedes et al (2015) expôs que entre as décadas de 1930 e 1940, o estado brasileiro aumentou a participação direta na economia, realizando investimentos na implantação de infraestruturas e indústrias de base, aumentando a industrialização e o processo de urbanização. Diante da defasagem entre demanda e oferta, associada à escassez de investimento das empresas do setor elétrico (a maioria até então era de capital estrangeiro), o estado assumiu o controle das empresas e do setor.

A substituição do modelo privado e descentralizado por uma crescente participação estatal requereu a reestruturação do arcabouço jurídico e da governança institucional do setor elétrico, incluindo a transferência do poder concedente do âmbito local para o governo federal, que agregou os papéis de planejador, regulador, empreendedor e financiador. Esse processo prosseguiu gradualmente. Enquanto em 1945 o setor era 100% dominado por capital privado, passou em 1979 a ser 98% público (TOLMASQUIM, 2011; FLEURY, 2016; MERCEDES et al, 2015).

Nova mudança eclodiu a partir das crises do petróleo da década de 1970, desencadeando aumento de inflação e de juros em nível mundial, conforme Nobrega (2016). Os impactos para o Brasil foram: o aumento do endividamento público nacional, associado ao aumento dos juros internacionais, culminando em: moratória da dívida externa em 1987; elevação da inflação, por conta do aumento do preço do petróleo; redução do crescimento econômico e progressivos déficits fiscais do governo; e redução da capacidade de investimento público de longo prazo. Em resposta a esse período de instabilidade macroeconômica, houve uma ampla reformulação do estado brasileiro iniciando pela Constituição de 1988 e aprofundada durante a década de 1990 (DEZOLT et. al, 2016).

No caso do setor elétrico, houve uma reformulação dos marcos legal e regulatório, bem como transferência de ativos e investimentos do setor público para a iniciativa privada, reduzindo o domínio quase exclusivamente estatal, que se estendeu até 1996. Além disso, foi implantada a desverticalização, para segregar as empresas que até então atuavam verticalizadas, incorporando geração, transmissão e distribuição. Contudo, tais reformas não ocorreram em ritmo suficiente para evitar o racionamento de energia elétrica de 2001, circunstância que provocou novas alterações dos paradigmas legais e regulatórios do setor que constituíram a base atual (DEZOLT et. al, 2016; SALOMÃO FILHO, 2008).

2.1.3 Fundamentos legais e regulatórios da transmissão de energia elétrica no Brasil

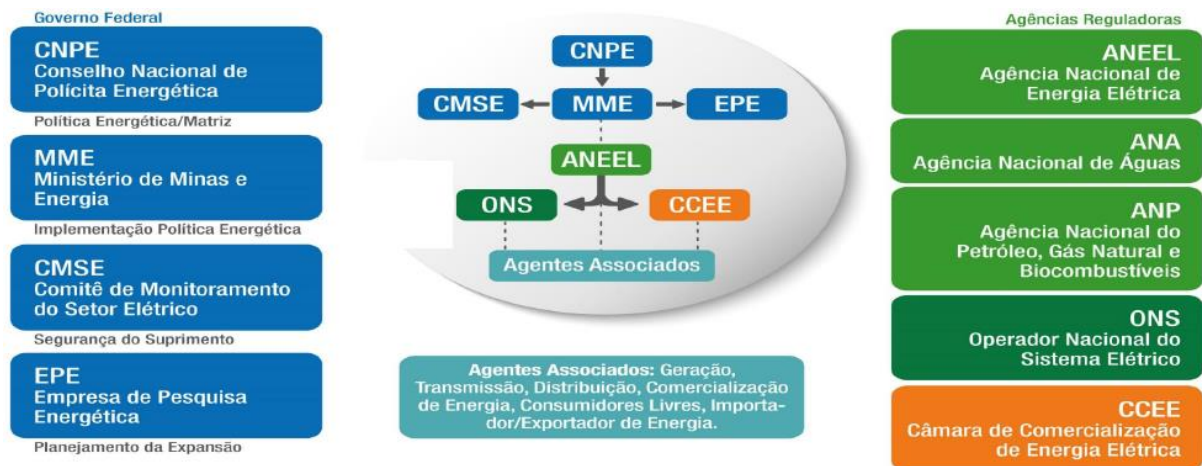
O fundamento legal primordial instituído na Constituição Federal de 1988 é que serviços públicos são incumbência do poder público, podendo ser desempenhados diretamente pelo próprio estado, sendo também suscetíveis de concessão ou permissão a particulares mediante prévia licitação pública. Adicionalmente, destacam-se as seguintes legislações pertinentes ao serviço público de transmissão de energia elétrica: Lei de Licitações, nº 8.666/1993, que trata do regime de contratação de obras públicas; e Regime de Concessões, Leis nº 8.987/1995 e 9.074/1995, que trata das condições para que um ente privado assumira a prestação de um serviço público, remunerado pelas tarifas dos usuários e eventuais receitas acessórias (BRASIL, 1988, 1993, 1995a, 1995b).

A lei de licitações estabelece as condições para que o Estado contrate uma empresa para a implantação de um empreendimento. No regime de concessões, o Estado licita a contratação de uma concessionária para a implantação, operação e manutenção de um empreendimento. Neste caso, não é necessária especificação precisa de obra, ao invés disso o foco é nas condições do serviço a ser prestado sob padrões de performance (DEZOLT et al, 2016; PIETRO, 2012; BRASIL, 1993, 1995a, 1995b, 2004b).

2.1.4 Governança institucional do setor elétrico brasileiro

No atual marco regulatório e legal a estrutura institucional de governança do setor elétrico brasileiro contempla diversas entidades e órgãos públicos com especialização funcional. Algumas dessas instituições sucederam organizações que prestavam atividades semelhantes, em certa medida, mas também incorporaram novas atribuições. A Figura 7 indica as principais instituições setoriais e suas inter-relações (ONS, 2017).

Figura 7 – Relações institucionais do setor elétrico brasileiro.



Fonte: Tortelli (2019).

A partir de Tolmasquim (2011) é possível sintetizar as principais funções das entidades do setor elétrico identificadas na Figura 7:

- CNPE: elaboração da política energética nacional;
- MME: atua em nome da União como poder concedente, cuja missão principal é zelar pela segurança energética com equilíbrio conjuntural entre oferta e demanda;
- CMSE: acompanhamento da continuidade e da segurança do suprimento;
- EPE: planejamento da expansão da transmissão e geração;
- ANEEL: regulação e fiscalização setorial, com neutralidade, sem influência do mercado ou do governo – é responsável pelas licitações de instalações de transmissão por delegação concedida pelo Poder Concedente;
- ONS: programação e controle centralizado da operação do sistema, permitindo a compatibilização entre custos e segurança energética, coordenando a utilização dos ativos disponibilizados pelas empresas sem prevalência de nenhuma delas;
- CCEE: congrega e administra os contratos e pagamentos de comercialização;
- ANA: gestão dos reservatórios hídricos das usinas hidrelétricas;

- ANP: gestão dos recursos energéticos utilizados por usinas termelétricas.

Cabe mencionar ainda o Tribunal de Contas da União – TCU, cuja contribuição é relevante na constituição e no funcionamento do setor elétrico nacional. Trata-se de um órgão vinculado ao Poder Legislativo, responsável por exercer o controle externo do governo federal. Com competências previstas na Constituição Federal de 1988, auxilia o Congresso Nacional no acompanhamento da execução orçamentária e financeira do Brasil, e contribui para o aperfeiçoamento da administração pública nacional. Entre as suas atribuições está a fiscalização dos processos de desestatização realizados pela administração pública federal. A Lei nº 9.491/1997 designa como desestatização as seguintes possibilidades: privatizações de empresas, concessões, permissões e autorizações de serviço público. Como são modalidades usuais para atribuição de responsabilidade às empresas que atuam no setor elétrico, por conseguinte estão sujeitas à fiscalização do TCU. Inclusive, no caso dos processos licitatórios de concessões a fiscalização do TCU é realizada previamente (BRASIL, 1988, 1993, 1997b).

2.1.5 Principais características do setor elétrico brasileiro

O novo modelo setorial estabelece que as empresas atuem de forma desverticalizada, separando as atividades em: transmissão, distribuição, geração e comercialização. Dessa forma, as empresas são obrigadas a separar a gestão e a formação dos custos a partir da base de remuneração, permitindo que seja analisado o equilíbrio econômico-financeiro de cada concessão (antes da reforma da década de 1990 as empresas poderiam atuar de forma integrada em todas as atividades). Com isso, possibilitou segregar a compra e a venda de energia do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição (MERCEDES et. al, 2015).

O conjunto de equipamentos e instalações responsáveis pelo transporte da energia elétrica gerada desde os geradores até os consumidores são classificados em sistemas de transmissão e distribuição, a partir de critérios técnicos legalmente constituídos. As redes de transmissão e distribuição foram mantidas neutras, a despeito de se configurarem como monopólios naturais, e seus detentores são

obrigados a permitirem o uso compartilhado das instalações. Dessa forma, foi possibilitado o livre acesso de geradores e consumidores às redes de transmissão e distribuição em igualdade de condições, permitindo a livre concorrência para compra e venda de energia. (ARAGÃO, 2008; NASCIMENTO, 2012; JUSTEN FILHO, 2003).

Em termos gerais, o sistema de distribuição se caracteriza por ser responsável pela entrega final de energia elétrica aos consumidores. As instalações de distribuição são atribuídas mediante licitação a uma empresa que atua em regime de concessão por área geográfica, sob monopólio com preços regulados. A distribuidora possui a responsabilidade contratual de planejar, implantar, operar e dar manutenção nessa rede, atendendo critérios regulatórios (TOLMASQUIM, 2011).

Já o sistema de transmissão é responsável por integrar as centrais de geração às redes de distribuição⁶, interconectando as regiões brasileiras inclusive com os países vizinhos, sendo dividido no Brasil em três grupos de instalações: de uso comum, de uso exclusivo de geração e de importação/exportação. As instalações de importação e exportação são as responsáveis pela conexão elétrica entre o Brasil e os países vizinhos, existindo atualmente com Paraguai, Uruguai, Venezuela e Argentina, conforme EPE (2018). As instalações de uso exclusivo são as responsáveis por conectar consumidores livre e usinas de geração ao sistema de transmissão de uso comum. As instalações de transmissão de uso comum se dividem em: rede básica e demais instalações de transmissão (DIT), conforme Resolução Normativa nº 67/2004-ANEEL⁷ (TOLMASQUIM, 2011; EPE, 2018; ANEEL, 2004).

Os geradores foram divididos sob três critérios: serviço público, para atendimento à sociedade mediante licitação; autoprodução, para consumo próprio; e produção independente, para livre comercialização. Os consumidores foram divididos em: cativos, a serem atendidos exclusivamente pelos distribuidores; e livres, as quais a partir de certo nível de consumo podem adquirir energia de quaisquer geradores. (BRASIL, 2003; TOLMASQUIM, 2011; ARAGÃO, 2008; NASCIMENTO, 2012).

⁷ São classificadas como rede básica as linhas de transmissão, subestações e equipamentos com nível de tensão igual ou superior a 230kV, transformadores com tensão primária de 230kV e secundário/terciário de tensão inferior a 230kV. São classificadas como demais instalações de transmissão (DIT): linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de tensão inferior a 230kV, que integrem contrato de concessão de transmissão. (ANEEL, 2004).

O processo de compra e venda de energia envolve geradores e consumidores sob duas perspectivas: mercado regulado e mercado livre, sendo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) responsável pela contabilização dos contratos. No mercado regulado, as distribuidoras são responsáveis por adquirir o montante de energia necessário para atendimento de seus consumidores (cativos). Em leilões públicos organizados pela CCEE, MME e ANEEL é realizada a compra da energia solicitada pelas distribuidoras, a partir das ordens crescentes de preço ofertados pelos geradores. Por outro lado, no mercado livre, geradores e consumidores livres⁸ podem negociar livremente, sendo devido aos transmissores e distribuidores o encargo pela utilização das redes. O atual modelo setorial também inclui os comercializadores, que podem comprar e revender energia no mercado livre, promovendo o crescimento das negociações, a viabilização de projetos, a livre competição, a eficiência e a segurança do abastecimento de energia elétrica (ABRACEL, 2022; DEZOLT et. al, 2016; SALOMÃO FILHO, 2008; TOMASQUIM, 2011).

2.1.6 Expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN)

O setor elétrico brasileiro conta com empresas estatais e privadas, atuando como geradores, distribuidores, transmissores e comercializadores. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) realiza de forma centralizada a coordenação da operação do sistema de transmissão, bem como da quantidade de energia a ser gerada por cada usina a partir de critérios de custo e segurança de suprimento energético (DEZOLT et. al, 2016; SALOMÃO FILHO, 2008; TOMASQUIM, 2012).

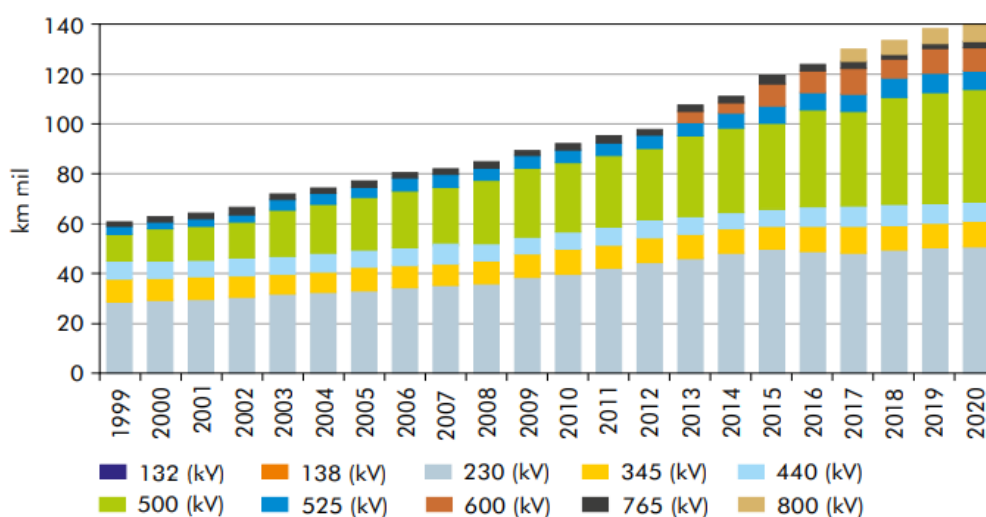
O governo federal realiza o planejamento e a contratação da expansão da rede de transmissão, sendo a implantação, operação e manutenção atribuídas à responsabilidade de empresas mediante concessão pública sob regime de monopólio. A expansão do sistema de transmissão é realizada mediante duas modalidades:

⁸ A ANEEL estabelece em regulamento os critérios que caracterizam um consumidor como livre para comprar energia elétrica de qualquer gerador. A partir de 1 de janeiro de 2020, os consumidores são livres caso apresentem no mínimo 2.000 kW de demanda contratada de energia de qualquer fonte de geração de energia, conforme a Portaria nº 514/2018-MME, de 29 de dezembro de 2018. Além disso, foi constituída também a condição de consumidores especiais, que também são livres desde que consumam mais do que 500 kW e comprem das fontes eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) ou hidrelétricas com potência inferior ou igual a 50.000 kW (BRASIL, 2018).

licitação concorrencial de nova concessão e por delegação autorizativa sem licitação. A realização da licitação é na modalidade de leilão público, em que os concorrentes disputam quem aceita receber a menor receita. A delegação autorizativa sem licitação é realizada diretamente para uma concessionária já em atuação, apenas para reforço e melhorias nas instalações existentes (TOMASQUIM, 2011).

A Figura 8 apresenta o histórico de expansão da extensão (em km) das linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN), por nível de tensão, entre 1999 a 2020, período de aplicação da modalidade de leilões públicos de concessão, conforme EPE (2022b).

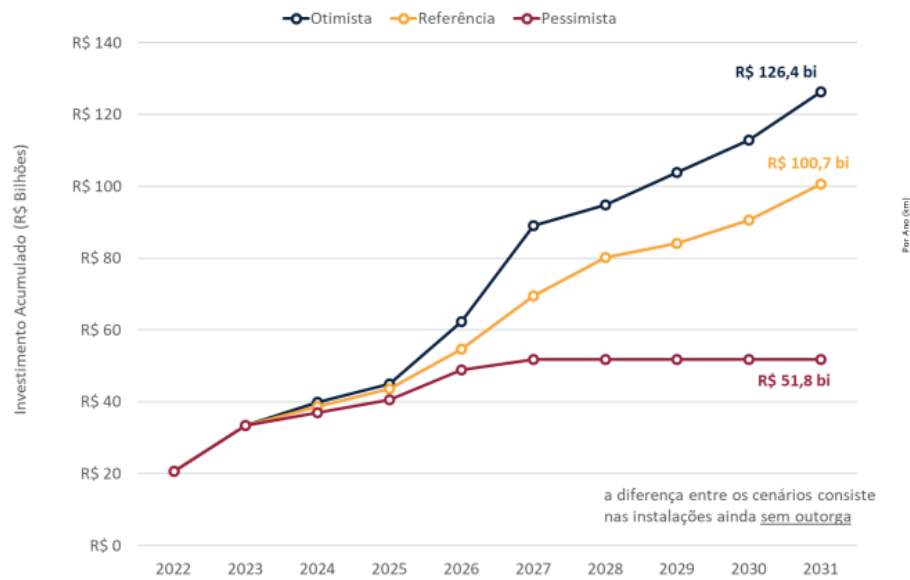
Figura 8 – Expansão das linhas de transmissão do SIN (em km), por nível de tensão, de 1999 a 2020.



Fonte: FGV (2022).

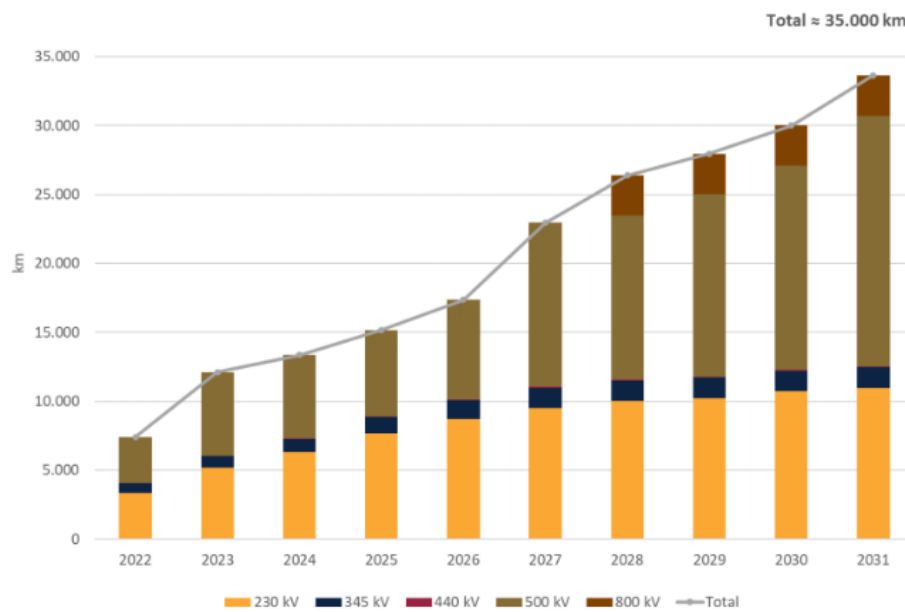
No Plano Decenal de Expansão de Energia 2031, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) sob as diretrizes e o apoio do Ministério de Minas e Energia (MME), foram apresentadas as análises de necessidades de ampliação da rede de transmissão com base em 3 cenários, conforme Figura 9. Adotando o cenário intermediário como de referência, foi iniciado o planejamento de novas linhas de transmissão e subestações a serem implantadas entre 2022 e 2031, conforme Figuras 9, 10 e 11. Assim sendo, observa-se a necessidade de acréscimo para os próximos 10 anos de aproximadamente: 19% na extensão de linhas de transmissão, totalizando 34 mil km; e 28% em capacidade de transformação nas subestações, totalizando 117 mil MVA (EPE, 2022b).

Figura 9 – Investimento (em R\$) necessário perante os cenários de expansão do sistema de transmissão brasileiro no horizonte de 2031.



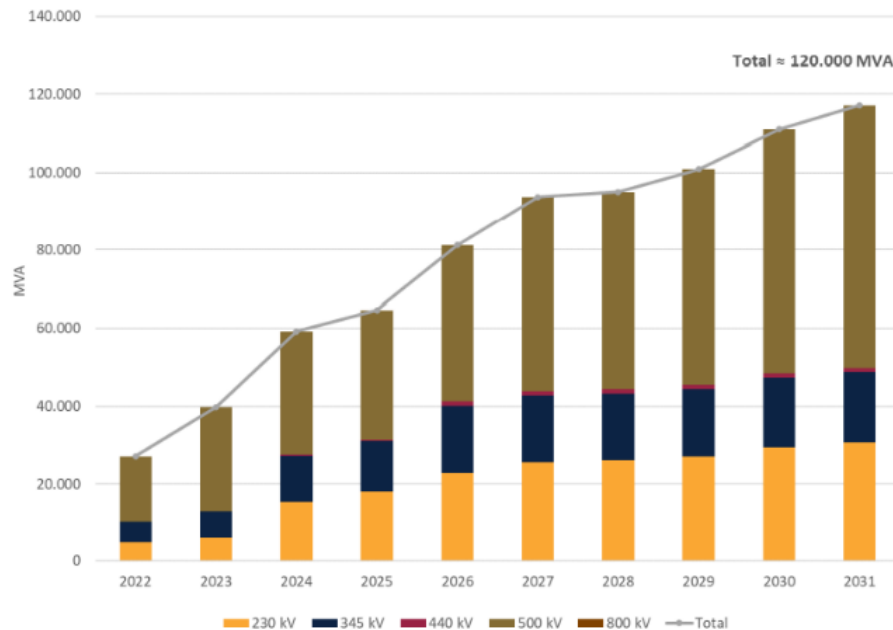
Fonte: EPE (2022b) e EPE (2022a, p. 131)

Figura 10 – Expansão da rede básica em extensão de linhas, em km, no horizonte de 2031, de acordo com o cenário de referência.



Fonte: EPE (2022a, p. 134)

Figura 11 – Expansão da rede básica em capacidade de transformação, em MW, no horizonte de 2031, de acordo com o cenário de referência.



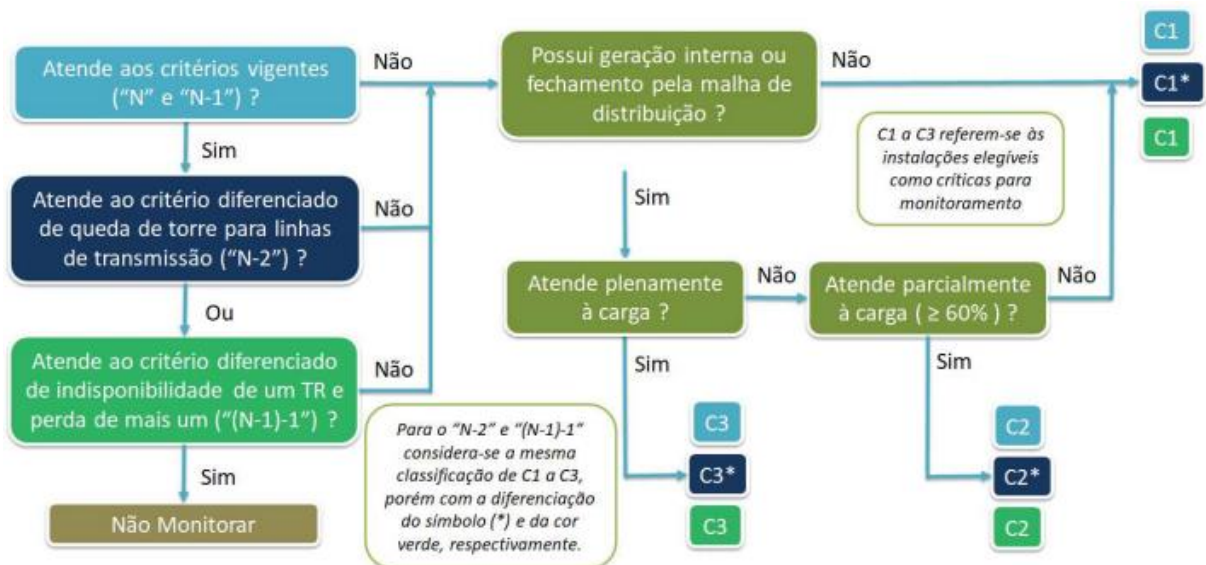
Fonte: EPE (2022a, p. 135)

2.1.7 Dilema entre otimização e confiabilidade

O planejamento da operação e da expansão da rede básica ocorre a partir da análise de atendimento de critérios de confiabilidade, estabelecidos no Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede elaborados pelo ONS (2021) e aprovados pela ANEEL. São condições impostas para tentar impedir corte de atendimento aos consumidores e violação das condições operativas. Em síntese, conforme é possível verificar no fluxograma da Figura 12, a capacidade do sistema elétrico em garantir o atendimento das cargas é submetido a critérios de avaliação que incluem os seguintes cenários:

- N-1, perda de um equipamento;
- N-2, perda de duas linhas de transmissão, responsáveis pelo atendimento de capitais e interligações regionais;
- N-1-1, perda do segundo transformador caso um primeiro tenha sido desligado para manutenção.

Figura 12 – Critérios de confiabilidade a serem cumpridos pelo sistema de transmissão para manter o atendimento à carga



Fonte: ONS (2021).

A adoção destes critérios, ao mesmo tempo em que garante maior confiabilidade, implica em custos adicionais de implantação, operação e manutenção de ativos, além de ociosidade de capacidade. Assim, diante do dilema entre segurança e custo de suprimento, conforme a Nota Técnica nº 117/2021-SRT-SRG-SFE-SCT-SFG/ANEEL, de 15 de dezembro de 2021, as diversas superintendências da ANEEL signatárias fomentaram reavaliações quanto à aderência do atual paradigma de confiabilidade estabelecido para o Sistema Interligado Nacional (SIN) conforme trecho a seguir:

“Assim, esta Tomada de Subsídio se reveste de importância fundamental na coleta de contribuições sobre o atual paradigma de confiabilidade estabelecido para o Sistema Interligado Nacional (SIN), principalmente se considerarmos o atual desenvolvimento de novas tecnologias e sua utilização da rede de operação, em conjunto com a entrada de fontes renováveis e a mudança de perfil dos consumidores. (...)

Outra questão relevante é a necessidade de se buscar, a todo instante, a operação ótima do ponto de vista econômico. Avaliar a relação

custo/benefício de alternativas para a operação é cada vez mais necessário (...). (ANEEL, 2021)”

A ANEEL tem incentivado diversas pesquisas com fulcro na otimização do sistema elétrico nacional. Como exemplo, é possível citar o Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento P&D nº 0068-48/2020, desenvolvido pela transmissora ISA CTEEP com a cooperação técnica da EPE e investimento aprovado pela ANEEL de 5 milhões de reais. O objetivo é fomentar o planejamento integrado e flexível do sistema de transmissão em função das mudanças na matriz energética, contando com: fontes renováveis intermitentes, geração distribuída e armazenamento de energia. A iniciativa engloba o *“aprimoramento de ferramentas computacionais que irão auxiliar a avaliação do planejamento do sistema, considerando a análise de um portfólio de tecnologias que maximizem a flexibilidade da rede de transmissão”* (CTEEP, 2022).

Por fim e não menos importante, várias ações têm sido adotadas com fins de disseminação de conhecimentos em prol da otimização do setor elétrico. Como exemplo o curso promovido pela Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, como contrapartida de divulgação científica do projeto: *“Otimização da Operação de Usinas Hidrelétricas através da Minimização das Perdas no Processo de Geração”* regulamentado pela ANEEL e desenvolvido no âmbito do Programa de P&D nº PD-06631-0011/2020, o qual dedica módulos específicos para otimização e modelagem (UNIFEI, 2022).

Portanto, é um cenário que corrobora com o intuito deste trabalho em pesquisar ferramentas computacionais para o aprimoramento da operação e do planejamento do setor elétrico, de modo a otimizar a decisão antagônica entre custo e qualidade da prestação do serviço de transmissão. Esse aspecto se torna ainda mais fundamental diante das decisões emanadas da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, que concede descontos e isenções de pagamento pelo uso da rede para geradores e consumidores que injetem energia elétrica excedente na rede⁹, reduzindo o número de usuários que dividem esse pagamento (BRASIL, 2022; ALPHASOLAR, 2022).

⁹ A conta de energia elétrica inclui pagamento pela energia consumida e pela utilização da infraestrutura de distribuição e transmissão. Está garantida isenção pelo uso da rede até 2045 para os consumidores que tenham instalado sistema de geração próprio até 6 de janeiro de 2023, e um gradual aumento até 2028 para os demais que implantarem entre 2023 e 2028, conforme a Lei 14.300 (INTELBRAS, 2022).

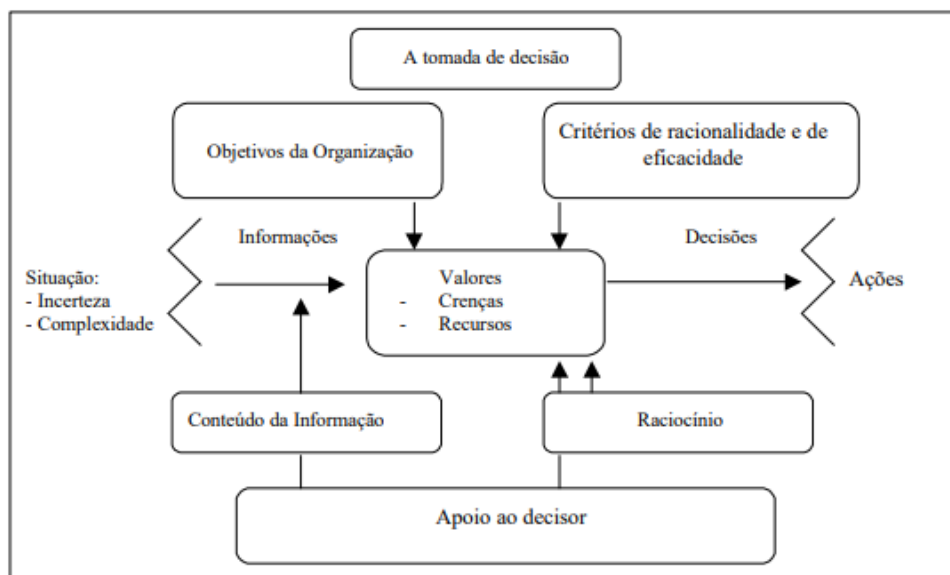
2.2 Pesquisa operacional para auxílio no processo decisório

2.2.1 Processo decisório

Segundo Chiavenato (1997) o processo de decisão consiste na escolha de uma alternativa dentre as analisadas. Conforme Liczbinski (2002), a tomada de decisão envolve diversos fatores internos e externos à organização, como: *“ambiente, risco e incerteza, custo e qualidade requerida pelo produto ou serviço, agentes tomadores de decisão, cultura organizacional e o próprio mercado”*.

Por sua vez, Freitas et al (1997) descreve que as atividades realizadas nas empresas são essencialmente de tomada de decisão e resolução de problemas, o que ocorre nos diversos níveis hierárquicos. Resolução de problemas envolve a discussão da existência de disfunções, oportunidades e aspectos que necessitam de uma atenção do tomador de decisão, prosseguindo com a definição de objetivos e a determinação de ações alternativas exequíveis. Tomada de decisão envolve a definição de critérios de avaliação e a escolha de ações alternativas. Os autores sistematizaram o processo de tomada de decisão conforme a Figura 13, retratando uma complexa combinação de variáveis que torna necessária a utilização de ferramentas de apoio (FREITAS et al, 1997).

Figura 13 - Sistematização do processo de tomada de decisão



Fonte: Freitas (1993) apud Freitas et al (1997, p.37).

2.2.2 Origem e desenvolvimento da pesquisa operacional

Desde a Revolução Industrial, a divisão do trabalho em especializações e etapas de processamento favoreceu o desenvolvimento das organizações, mas também incorporou novos desafios organizacionais. Ocorreu um aumento da cadeia de atividades organizacionais e, por consequência, da complexidade para a gestão, tornando necessário melhorar a eficiência na alocação de recursos para sincronizar e compatibilizar as tarefas (HILLIER e LIBERMAN, 2006).

Foi neste contexto que começou a ser empregada a pesquisa operacional, incorporando uma abordagem científica para a gestão das organizações, começando nas organizações militares durante o período da Segunda Guerra Mundial, sendo posteriormente disseminado para os setores comercial, industrial e governamental. Esse movimento evoluiu junto com o desenvolvimento e o aprimoramento das técnicas de pesquisa operacional, principalmente a partir da revolução computacional. Esses avanços possibilitaram maior capacidade de processamento e armazenamento computacional, tornando possível a solução de problemas complexos e a disponibilização de equipamentos com essa função (HILLIER e LIBERMAN, 2006).

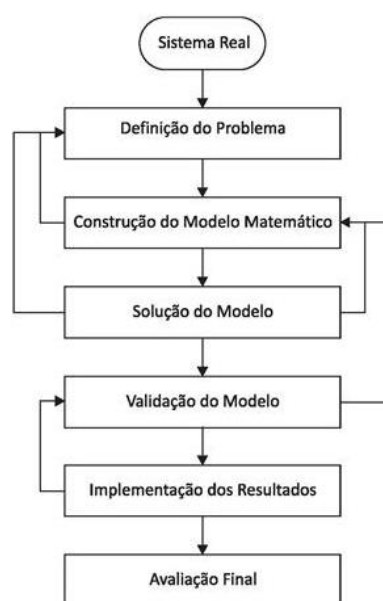
A pesquisa operacional consiste em agregar um método científico para subsidiar o processo decisório, incluindo a possibilidade de utilização de modelos matemáticos, estatísticos e algoritmos computacionais. O intuito é colaborar com a coordenação das operações organizacionais, possibilitando alternativas orientativas para os tomadores de decisão. Assim sendo, a pesquisa operacional incorpora atividades multidisciplinares ao processo de tomada de decisão, como engenharia de produção, matemática, computação e gestão de negócios (BELFIORE, 2012).

Com o desenvolvimento computacional e a pesquisa operacional foram formulados procedimentos sistemáticos denominados de algoritmos, associando ferramentas de linguagem matemática e computacional, inclusive sendo elaborados procedimentos interativos e automáticos executados por pacotes de programas (software) comerciais, como: Excel, Lindo, CPLEX, etc. Assim, a conversão do modelo matemático para um procedimento computacional passou a ser uma etapa essencial para a pesquisa operacional, especialmente para casos de maior complexidade (HILLIER e LIBERMAN, 2006).

2.2.3 Etapas da pesquisa operacional

A Pesquisa Operacional auxilia o processo de tomada de decisão por meio de técnicas a serem adotadas para a construção e a solução de modelos que representem o sistema real analisado. Trata-se de um procedimento realizado a partir de diversas etapas, conforme a Figura 14, a serem adaptadas à situação em análise (BELFIORE e FÁVERO, 2012).

Figura 14 - Etapas da Pesquisa Operacional



Fonte: Belfiore e Fávero (2012)

Para auxiliar no processo decisório, a aplicação da pesquisa operacional inicia a partir da observação e da coleta de dados. A partir da análise inicial do sistema real é realizada a formulação do problema, com os objetivos, os caminhos para a solução e as limitações técnicas. Depois, constrói-se um modelo científico, convertido em linguagem matemática, para representar as características essenciais da situação, sob a hipótese de que as conclusões sejam válidas para o caso real. A seguir, são realizados testes para verificar o funcionamento do modelo e os ajustes necessários, ou até invalidá-lo e verificar outras possibilidades a serem aplicadas. Dessa forma, a pesquisa operacional busca uma melhor solução, dentre as várias identificáveis, para solucionar problemas de modo consistente com a organização como um todo (HILLIER e LIBERMAN, 2006).

Contudo, todo esse processo está sujeito aos riscos de imprecisão na coleta de informações, na compreensão de todos os aspectos de um problema real e de suposições simplificadoras na modelagem matemática. Por isso, é importante submeter os resultados à análise de validação do modelo, para verificar se conseguiu representar ou prever de modo aceitável o comportamento do sistema estudado. Além disso, deve-se realizar uma análise de sensibilidade do modelo, que inclui a verificação dos resultados decorrentes de alterações nos parâmetros e nas correlações entre as variáveis de decisão (HILLIER e LIBERMAN, 2006).

Uma forma de testar o modelo é realizar um teste de retrospectiva, quando for possível a utilização de dados históricos para reconstituir as condições do passado, verificando assim se o modelo teria apresentado desempenho eficiente. Como ponto negativo está o fato de usar os mesmos dados que subsidiaram a própria construção do modelo, além disso os dados passados podem não representar bem o futuro (HILLIER e LIBERMAN, 2006).

Validado o modelo, a próxima fase é a implementação dos resultados, ainda sob observação, de forma a detectar e corrigir possíveis mudanças nos valores da nova solução, o que pode requerer a reformulação de partes do modelo. Por fim, durante a avaliação final é verificado se o objetivo de fato foi alcançado (BELFIORE e FÁVERO, 2012)

2.2.4 Ferramentas de pesquisa operacional

De acordo com Belfiore e Fávero (2012) existem diversas ferramentas de pesquisa operacional, as mais comuns utilizam modelos determinísticos ou estocásticos, mas novas técnicas continuam sendo desenvolvidas. Os modelos determinísticos utilizam variáveis constantes e conhecidas, permitindo soluções ótimas exatas, encontradas a partir de equações por métodos analíticos. Por sua vez, os modelos estocásticos utilizam variáveis aleatórias, em que pelo menos uma é definida por probabilidade, permitindo análise de cenários sem garantir uma solução ótima, por meio de métodos numéricos em programas de computador. Abaixo segue uma síntese das diversas ferramentas de acordo com a descrição de Belfiore e Fávero (2012):

2.2.4.1 Modelos determinísticos

a) Programação Linear – a função objetivo e todas as restrições do modelo são representadas por funções lineares de primeira ordem, cuja representação gráfica é formada por uma reta; todos os parâmetros e variáveis de decisão envolvem apenas constantes contínuas, ou seja podem assumir quaisquer valores em um intervalo de números reais.

b) Programação Não Linear – pelo menos a função objetivo ou uma das restrições do modelo será representada por uma função não linear das variáveis de decisão, cuja representação gráfica não é uma reta linear, como por exemplo uma equação do segundo grau que é tipicamente parabólica.

Os dois grupos acima podem possuir as seguintes características:

- Programação Inteira – quando todas as variáveis de decisão do modelo são discretas;
- Programação Inteira Mista – quando mescla variáveis discretas e contínuas;
- Programação Binária – caso todas as variáveis de decisão sejam binárias (abrange apenas as ferramentas de programação linear);
- Programação Binária mista – quando parte das variáveis de decisão é binária e as demais são contínuas;
- Programação Inteira Binária – quando se tem num mesmo modelo variáveis discretas e binárias.

c) Problemas de Programação em Rede – modelamento por meio de estrutura que contém nós e arcos de interligação entre os nós.

d) Programação por metas ou multiobjetivo – problemas com múltiplos objetivos e metas, buscando a minimização dos desvios entre os objetivos, utilizando variáveis de desvio.

e) programação dinâmica determinística – quando o problema principal pode ser decomposto em subproblemas, com variáveis não aleatórias e variação do estado do sistema no tempo (ao contrário dos demais, cuja análise se dá em um determinado momento, por isso são classificados como estáticos).

2.2.4.2 Modelos estocásticos

a) teoria das filas – para análise matemática de sistemas com característica de fila em termos de projeção de demanda;

b) simulação – comparação numérica de diversos cenários, analisando como as variações nos parâmetros de entrada afetam as variáveis de saída. Auxiliam no processo de tomada de decisão em casos de problemas onerosos e complexos, difíceis de serem resolvidos por meio de experimentos ou métodos analíticos;

c) Programação Dinâmica Estocástica – Análogo à programação dinâmica determinística, mas considerando que pelo menos uma das variáveis envolvidas seja aleatória;

d) Teoria dos Jogos – bastante utilizada em microeconomia, finanças e estratégia, é uma teoria matemática que estuda o processo de tomada de decisão entre dois ou mais indivíduos que interagem entre si, de forma que a decisão de cada participante dependerá da decisão dos demais.

2.2.5 Modelagem matemática para apoio à decisão

As equipes responsáveis pelas pesquisas operacionais tomam conhecimento dos problemas enfrentadas pelas organizações a partir de informações que podem ser vagas e imprecisas, sendo necessário realizar uma análise técnica detalhada do caso concreto. Nesta etapa são coletados dados e informações que contribuam para a compreensão do problema, bem como com a abrangência a ser dada para as análises e possíveis recomendações. Tanto pode haver problemas em decorrência de escassez de dados e a consequente necessidade de realizar procedimentos para coleta; como, por outro lado, pode haver problemas em função da existência de dados em demasia, tornando-se essencial identificar aqueles efetivamente relevantes (HILLER e LIEBERMAN, 2006).

A próxima fase é construir um modelo simplificado que represente as principais variáveis e a essência do problema. Para permitir uma descrição mais concisa e facilitar a análise e a identificação de relacionamentos de causa e efeito, o modelo é convertido em uma linguagem matemática, composta pelos seguintes elementos:

variáveis de decisão, parâmetros, função objetivo e restrições, definidas por Belfiore e Fávero (2012) conforme segue:

- As variáveis de decisão são as incógnitas, cujos valores são desconhecidos e serão determinadas pela solução do modelo. O modelo matemático deve conter tantas variáveis de decisão quantas forem as decisões quantificáveis. As variáveis de decisão devem assumir valores não negativos e podem ser classificadas como segue:
 - variáveis contínuas – assumem quaisquer valores dentre os números Reais;
 - variáveis discretas – assumem apenas números inteiros, sem componente fracional; ou
 - variáveis binárias – assumem apenas valor 0 ou 1.
- Os parâmetros são os valores fixos conhecidos do problema;
- As restrições formam um conjunto de equações e inequações matemáticas compostas pelas variáveis de decisão e os parâmetros, caracterizando as limitações físicas do sistema que as variáveis de decisão devem atender, conforme identificado na coleta de dados;
- A função objetivo é a função matemática que expressa a solução que se pretende alcançar a partir da composição formada entre variáveis de decisão, parâmetros e restrições.

O objetivo é que o modelo matemático aponte os valores das variáveis de decisão que otimizem a solução do problema diante das restrições especificadas (HILLIER e LIEBERMAN, 2006).

As soluções encontradas receberam diversas classificações. As soluções que satisfazem todas as restrições do modelo, inclusive as de não negatividade, são denominadas de viáveis ou factíveis. Qualquer alternativa que viola pelo menos uma das restrições do modelo é chamada de solução inviável ou infactível. A solução ótima do modelo é a que apresenta, dentre o conjunto de soluções factíveis, o maior ou menor valor da função objetivo, a depender respectivamente se é um problema de maximização ou de minimização (BELFIORE e FÁVERO, 2012).

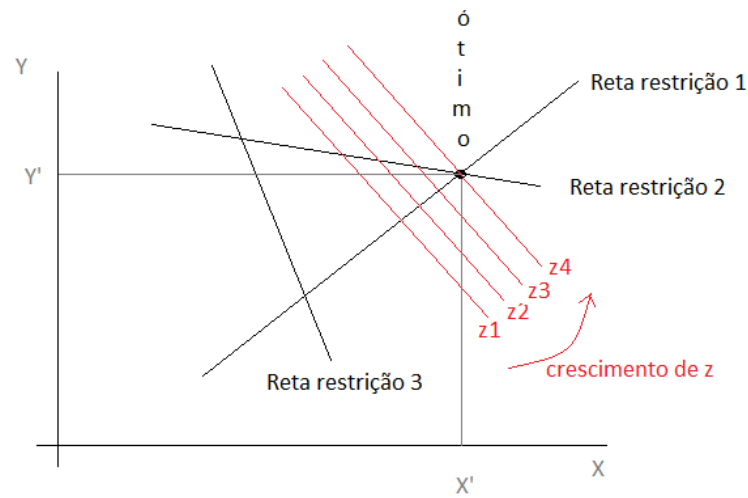
2.2.6 Método gráfico

O método gráfico é apresentado por Hillier e Lieberman (2006) para auxiliar na compreensão dos problemas e no método de solução utilizado pelos algoritmos. A otimização pode ser encontrada traçando diferentes curvas da função objetivo a partir da alteração dos valores das variáveis, até o limite em que ainda haja contato da curva da função objetivo com a área delimitada pelas restrições. A solução otimizada pode ser encontrada para o objetivo de maximização ou de minimização, respectivamente, buscando o maior ou menor resultado da função objetivo que ainda mantenha a curva da função objetivo em contato com a área de soluções factíveis, que é delimitada pelas restrições. A solução pode ser: única, múltipla, ilimitada, inexistente ou degenerada, a serem descritas a seguir, sintetizando Hillier e Lieberman (2006):

2.2.8.1. Solução Única

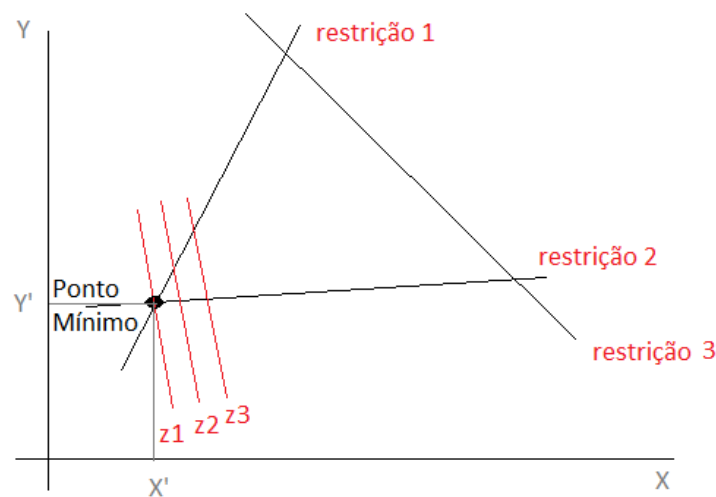
Nas Figuras 15 e 16, é possível observar uma poligonal formada por 3 retas oriundas de equações de primeiro grau que caracterizam as restrições (cor preta), demarcando a área de soluções possíveis. Então, aplicando valores distintos para as variáveis da função objetivo (cor vermelha), podem ser traçadas as curvas da função objetivo até o limite em que a reta mantenha contato com a poligonal, sendo este o resultado ótimo. A variação pode ser com valores crescentes ou decrescentes, deslocando a reta da função objetivo para a direita ou para a esquerda, respectivamente, a depender do intuito de maximizar ou minimizar o resultado, conforme deslocamento das retas da função objetivo nas Figuras 15 e 16. Posteriormente, basta utilizar as funções de restrição que passam no ponto ótimo e encontrar as coordenadas X' e Y' do ponto ótimo.

Figura 15 - Exemplo de problema com solução única de maximização



Fonte: Elaboração Própria.

Figura 16 - Exemplo de problema com solução única de minimização

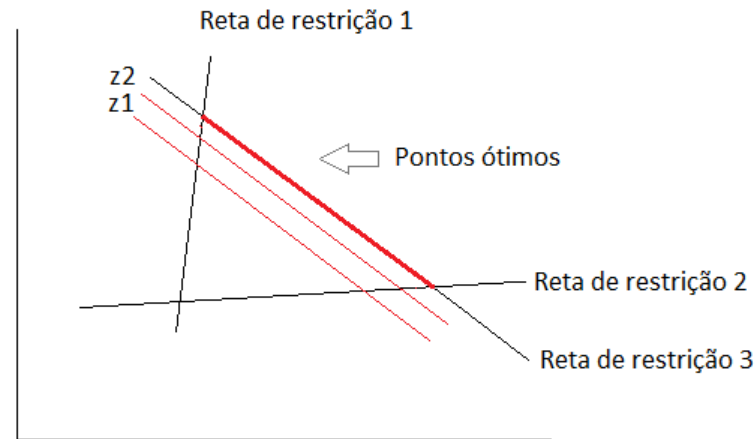


Fonte: Elaboração Própria.

2.2.8.2. Múltiplas Soluções

A solução pode admitir mais de um resultado ótimo quando a função objetivo for deslocada e, no limite, se sobrepor a uma aresta do polígono que circunda o conjunto de soluções factíveis. Dessa forma, a função objetivo pode assumir o valor de todas as combinações do segmento da reta, pois a reta da função objetivo possui direção paralela a esta aresta do polígono, conforme é possível observar na Figura 17.

Figura 17 - Exemplo de Problema com múltiplas soluções de maximização

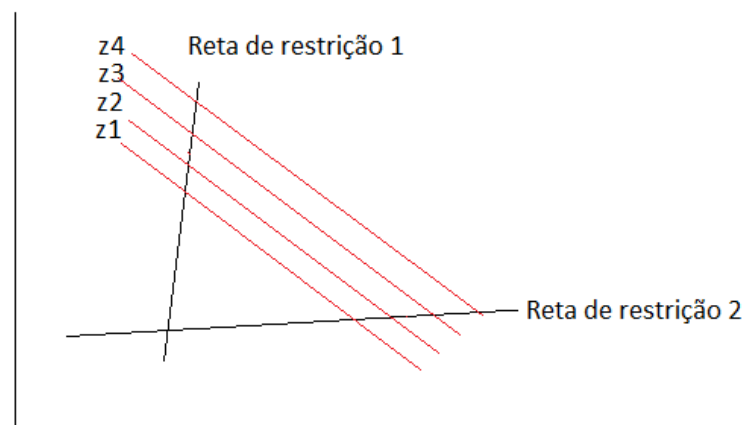


Fonte: Elaboração Própria.

2.2.8.3. Infinitas Soluções

Quando não for possível traçar uma poligonal fechada a partir das retas de restrições, não é possível delimitar uma área limite de soluções factíveis. Então, caso a função objetivo possa ser deslocada paralelamente infinitas vezes, sem deixar de tocar em pelo menos uma reta de restrição, trata-se de um problema cuja solução possui infinitos pontos. A Figura 18 apresenta um exemplo de maximização, onde a função objetivo cresce indefinidamente partindo de "z1" até "z4" e daí em diante. Um exemplo de minimização seria a imagem da Figura 18 invertida, sendo voltada para baixo a falta de fechamento da poligonal formada pelas retas de restrição, enquanto as retas da função objetivo se deslocam também para baixo infinitas vezes.

Figura 18 - Exemplo de Problema com infinitas soluções de maximização



Fonte: Elaboração própria.

2.2.8.4. Solução ótima inexistente

Um problema em que não é possível estabelecer nenhuma interseção entre as funções de restrição.

2.2.7 Modelagem matemática na forma canônica

Um problema com apenas duas ou até três variáveis de decisão pode ser resolvido por método gráfico ou analítico. Contudo, em caso de muitas variáveis e equações, a solução do problema por esses métodos se torna impraticável, ainda mais diante da necessidade de calcular todas as possíveis soluções básicas. Como o modelo matemático normalmente envolve uma quantidade elevada de parâmetros, variáveis de decisão e equações matemáticas, é fundamental a conversão em uma linguagem que possibilite a utilização de recursos computacionais, para aumentar a possibilidade de identificação das melhores soluções para os diversos tipos de problemas. A programação matemática permite também a interação com bancos de dados gerenciais e outros sistemas computacionais já existentes na organização para apoio à decisão. Para isso é necessária atenção ao processo de manutenção do sistema no futuro, à medida em que ocorram alterações nas condições reais (HILLIER, LIEBERMAN, 2006).

Um exemplo de problema de programação linear de maximização foi apresentado por Belfiore e Fávero (2012), conforme Figura 19, sendo representado matematicamente na forma canônica, que se baseia na utilização de inequações para as funções de restrições, sendo: “ \geq ” para maximização; e, “ \leq ” para minimização.

Figura 19 – Formulação matemática para problema de programação linear de maximização

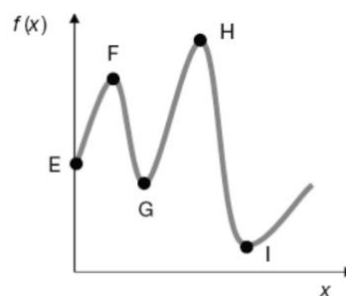
$\text{Max } z = f(X_1, X_2, \dots, X_n) = C_1.X_1 + C_2.X_2 + \dots + C_n.X_n$ <p>Sujeito a:</p> $A_{11}.X_1 + A_{12}.X_2 + \dots + A_{1n}.X_n \leq B_1$ $A_{21}.X_1 + A_{22}.X_2 + \dots + A_{2n}.X_n \leq B_2$ <p>(...)</p> $A_{m1}.X_1 + A_{m2}.X_2 + \dots + A_{mn}.X_n \leq B_m$ $X_i \geq 0, i=1,2,\dots, n.$
--

Fonte: Belfiore e Fávero (2012, p. 22)

2.2.8 Programação não-linear

A Figura 20 apresenta o gráfico de uma função não-linear de uma variável representada no plano cartesiano, contendo pontos ótimos de máximo ou mínimo, que podem ser locais ou globais. No exemplo, os pontos “E”, “G” e “I” são pontos de mínimo local. Como o ponto “I” representa o menor valor dentre os mínimos locais, também é o mínimo global. Os pontos “F” e “H” são de máximo local, sendo o ponto “H” também de máximo global. Pontos extremos como “E” requerem atenção, haja vista se encontrar no extremo do intervalo de validade, por isso pode não ser factível, representando uma solução não desejada, como por exemplo a parada de produção para que seja atingido o custo mínimo (COLIN, 2018)

Figura 20 - Exemplo de função não-linear com pontos ótimos de maximização e minimização locais e globais.



Fonte: Colin (2018, p.286).

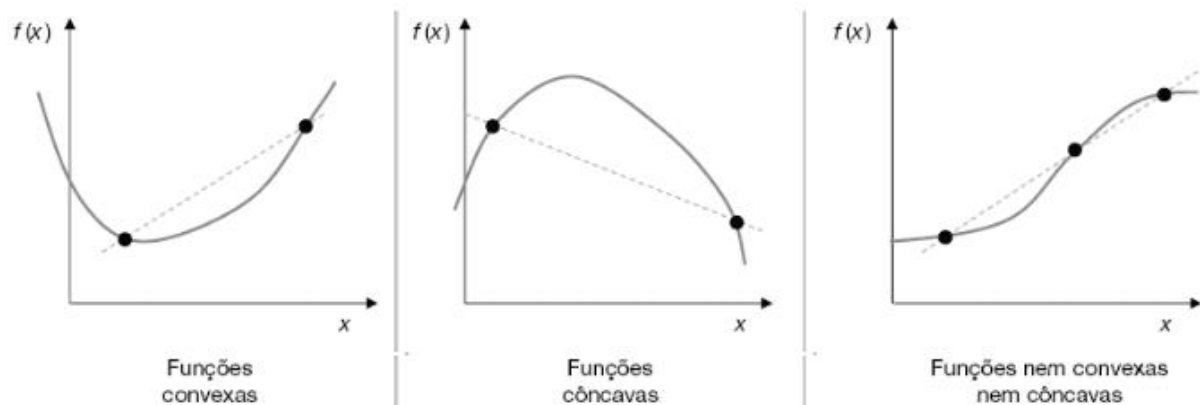
Técnicas de derivação podem ser empregadas para a identificação dos pontos ótimos, assim como para a identificação da convexidade das funções, mas este conteúdo envolve uma complexidade matemática que não foi necessária para o desenvolvimento deste trabalho diante das premissas utilizadas (COLIN, 2018).

As funções não lineares podem ser convexas, côncavas ou nenhum dos dois. Na Figura 21, foram representadas no plano cartesiano funções dependentes de uma só variável. Na função convexa a reta de ligação entre dois pontos fica acima da curva da função, então ponto de mínimo local é também de mínimo global. Na função côncava, ao contrário, a reta fica abaixo da curva, então ponto de máximo local é também de máximo global. Em Colin (2018), foi compartilhada uma dica interessante que é imaginar chuva sobre uma curva, caso acumule água a curva é convexa; caso não acumule, é côncava. Na função não convexa e não côncava, a reta que interliga 3 pontos cruza a curva da função. Conhecendo essas definições, é possível

apresentar simplificadamente algumas propriedades, conforme Colin (2018) e Belfiore e Fávero (2012), que servem também para funções com múltiplas variáveis:

- função estritamente convexa ou estritamente côncava, só possui um ponto de mínimo ou de máximo, respectivamente;
- função não convexa e não côncava pode ser desmembrada em partes côncavas, convexas ou ambas, a partir da identificação dos pontos de inflexão;
- função cujo gráfico seja uma reta linear é considerada côncava e convexa ao mesmo tempo;
- Soma de funções convexas resulta em uma função convexa, analogamente soma de funções côncavas resulta em uma função côncava;
- Toda função pode ser transformada de convexa em côncava, assim como de côncava para convexa, basta atribuir o sinal de menos para cada resultado da função.

Figura 21 – Exemplos gráficos de funções convexas, côncavas e nem convexas nem côncavas

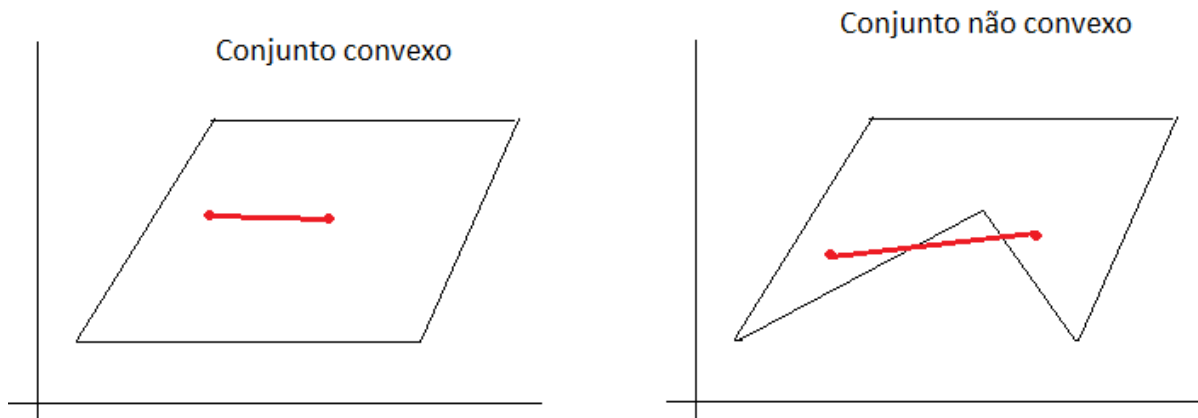


Fonte: Belfiore e Fávero (2012, p. 428).

Considerando um conjunto K limitado de soluções factíveis, é possível traçar um polígono cuja área geométrica englobe esse conjunto. Caso haja soluções na margem do polígono, trata-se de um conjunto fechado. Se ao ligar quaisquer dois desses pontos de K é obtido um segmento de reta também contido dentro da área do conjunto K , então esse conjunto tem por característica ser convexo, conforme Figura 22 (esquerda). Caso a reta passe fora do conjunto, conforme Figura 22 (direita), então

não há convexidade¹⁰. Qualquer ponto fora do polígono não atende pelo menos uma das restrições do modelo. Caso haja uma única solução ótima, a função objetivo atinge seu ponto máximo ou mínimo em um ponto extremo do conjunto convexo K , ou seja o conjunto é fechado. (BELFIORE e FÁVERO, 2012).

Figura 22 – Representação gráfica de um problema convexo (esquerda) e não convexa (direita)



Fonte: Elaboração própria, a partir de Belfiore e Fávero (2012).

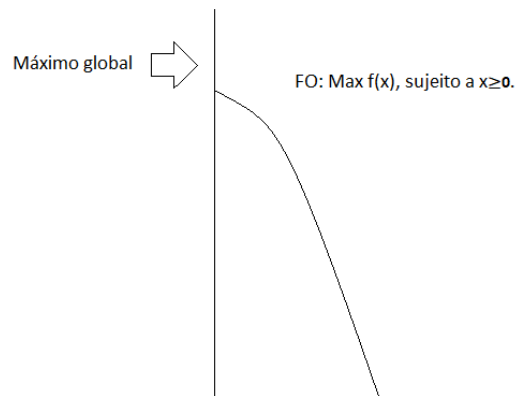
Os problemas de programação não-linear se apresentam em muitas formas e resultam da existência de relações não lineares entre variáveis e parâmetros. Por isso, foram desenvolvidos algoritmos para tipos especiais de problemas de programação não-linear dentre os quais Hillier e Lieberman (2006) destacaram os seguintes:

2.2.8.1. Otimização Irrestrita

Trata-se de um problema de otimização sem restrições além da não negatividade. Essa situação é ilustrada na Figura 23, para um problema com uma variável e função objetivo na forma quadrática, onde a solução ótima se encontra em $x=0$.

¹⁰ Como toda função convexa pode ser transformada em côncava, conforme Colin (2018), então não atender a condição de convexidade, significa dizer que não é côncava nem convexa.

Figura 23 – Exemplo de otimização irrestrita de maximização



Fonte: elaboração própria, a partir de Belfiore e Fávero (2012)

2.2.8.2. Otimização Linearmente Restrita

Aplicável a problemas de otimização caracterizados por restrições lineares, porém com função objetivo não-linear. O problema é consideravelmente simplificado contando com uma região de soluções viáveis de programação linear, por isso foram desenvolvidos algoritmos baseados no método simplex. Um caso especial com essa característica é a programação quadrática, que possui muitas aplicações.

2.2.8.3. Programação Quadrática

Aplica-se a problema com restrições lineares e função objetivo quadrática. A única diferença para um problema de programação linear é que alguns dos termos na função objetivo envolvem o quadrado de uma variável básica ou o produto de duas variáveis. Foram desenvolvidos diversos algoritmos para esse caso sob a hipótese adicional de que as restrições e a função objetivo atendam às condições de convexidade.

2.2.8.4. Programação convexa

Aplicável quando o problema for de maximização, com função objetivo côncava e funções de restrição convexas, condição em que um máximo local é um máximo global. Invertendo as condições para um problema de minimização, garante-se que um mínimo local seja um mínimo global.

2.2.8.5. Programação separável

A programação separável é um caso especial de programação convexa, com a hipótese adicional de que todas as funções objetivo e restrições sejam separáveis. Uma função separável possui uma única variável em cada termo, de modo que a função seja separável em uma soma de funções de variáveis individuais. Por exemplo, se $f(x)$ for uma função separável, ela pode ser expressa separando os termos compostos por cada variável, conforme Equação {3}, onde “ k_j ” são constantes e “ x_j ” são as variáveis, com a presença de uma única variável por termo da função objetivo.

$$\{3\} f(x) = \sum_{j=1}^n k_j(x_j)$$

2.2.8.6. Programação Não-convexa

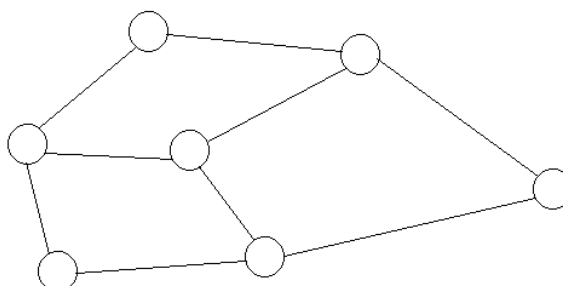
Aplicada a problemas de programação não-linear que não satisfazem a convexidade, neste caso mesmo que haja um máximo local, não há garantia de que também será um máximo global. Portanto, não há algoritmo para explorar a região de soluções viáveis e encontrar um máximo global. Dois tipos destes, especialmente importantes, são a programação geométrica (com variáveis polinomiais com múltiplos graus) e fracionária (com equações na forma de fração).

2.2.9 Programação em Redes

A programação em redes se constitui em um modelo estruturado de um sistema composto por diversos vértices chamados de nós, interconectados pelo que se denomina de arcos, conforme representação gráfica da Figura 24. Problemas com essas características podem ser modelados por programação linear e, portanto, podem ser resolvidos pelo método Simplex, entre outros. Os nós ilustrados por pontos ou círculos, representam fábricas, centros de distribuição, terminais, portos marítimos, etc. Os arcos ilustrados como segmentos de reta que conectam os nós, representam caminhos, rotas, fios, cabos, canais, entre outros. Características mensuráveis podem estar associadas aos arcos, como distância entre os nós, custo de transporte, tempo despendido, dimensão do fio, quantidades transportadas, entre outras; e aos nós,

como capacidade de carga e de armazenamento, quantidade de demanda, custo de oferta e de armazenagem, entre outras (BELFIORE E FÁVERO, 2012).

Figura 24 - Representação gráfica simplificada de um sistema em rede.



Fonte: Elaboração própria, a partir de Collin (2018).

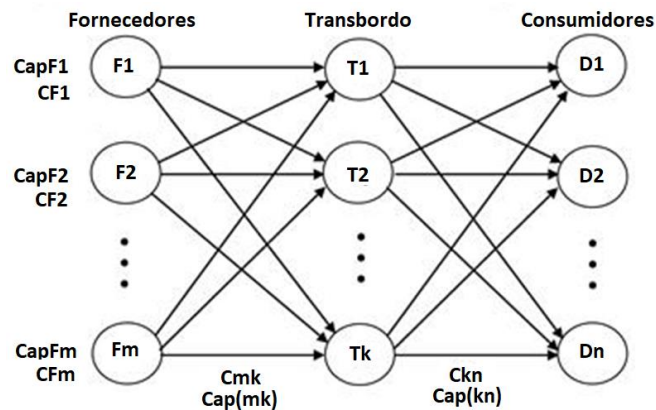
Os nós podem ser divididos em três tipos, em função do que eles representam: nós de oferta ou fonte, onde é produzido determinado produto; nós de demanda, onde é consumido; nós de transbordo, são pontos intermediários entre os nós de oferta e demanda, onde os produtos passam e pode ou não ocorrer armazenagem. Os caminhos indicados por arcos podem ter fluxos apenas em um sentido ou em ambos os sentidos, sendo denominados de arcos direcionados ou não direcionados, respectivamente. A presença de uma seta pode auxiliar na indicação de um arco direcionado e o sentido do fluxo, assim como a ausência pode indicar um arco não direcionado. Ademais, a rede pode possuir algumas características especiais: caminho hamiltoniano, cujo fluxo passa uma única vez por cada nó; e ciclo, cujo fluxo começa e termina no mesmo nó (BELFIORE e FÁVERO, 2012).

2.2.10 Problema de transporte com transbordo e excedente de capacidade

Para os fins desse trabalho, é importante destacar um tipo especial de problema modelado em programação de redes que é o de transporte, conforme Belfiore e Fávero (2012). O objetivo do problema é minimizar o custo total de produção e transporte de mercadorias, a serem produzidas por fornecedores e enviados por diversos caminhos/arcos para os consumidores. Os fornecedores são representados por nós de origem; e os consumidores, por nós de destino. O transporte das mercadorias pode seguir direto ou transitar por instalações de transbordo,

representadas por nós intermediários, inserindo elos na cadeia de transporte que passa a ocorrer em estágios: dos fornecedores para os pontos de transbordo e destes para os pontos de demanda, ou entre pontos de transbordo. A representação gráfica do problema de redes com transbordo é apresentada na Figura 25.

Figura 25 - Representação gráfica de problema de transporte com transbordo



Fonte: Belfiore e Fávero (2012, p. 300).

A notação matemática do modelo disposto na Figura 25 pode ser verificada a seguir, iniciando pelo resumo dos parâmetros dispostos por Belfiore e Fávero (2012):

- a) conjunto de “m” fornecedores que produzem mercadoria, sendo “ $m = (1, \dots, M)$ ”;
- b) conjunto de “n” consumidores que consome mercadoria, sendo “ $n = (1, \dots, N)$ ”;
- c) conjunto de “k” pontos de transbordo, sendo “ $k = (1, \dots, K)$ ”;
- d) D_n = demanda de cada consumidor “n”, a ser atendida integralmente;
- e) $CapF_m$ = capacidade máxima de produção de cada fornecedor “m”;
- f) $Cap(mk)$ = capacidade máxima de transporte dos fornecedores para os transbordos;
- g) $Cap(kn)$ = capacidade máxima de transporte dos transbordos para os consumidores;
- h) $C(mn,k)$ = custo de transporte dos fornecedores para os consumidores passando pelos pontos de transbordo;
- i) $C(mk)$ = custo de transporte dos fornecedores para os transbordos;
- j) $C(kn)$ = custo de transporte dos transbordos “k” para os consumidores;
- k) $C(mn,k) = C(mk) + C(kn)$;

- l) $X(mn,k)$ = quantidade transportada dos fornecedores para os consumidores via transbordo;
- m) $X(mk)$ = quantidade transportada dos fornecedores para os transbordos;
- n) $X(kn)$ = quantidade transportada dos transbordos para os consumidores;
- o) $X(mn,k) = X(mk) + X(kn)$.

Assim sendo, a formulação geral é:

$$\min z = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n C(ij, k) \cdot X(ij, k)$$

Sujeito às seguintes restrições, apresentadas na forma de equações e com as explicações na sequência:

$$\{1\} \sum_{j=1}^n X(ij, k) \leq CapFi, i = 1, 2, \dots, m$$

A soma da quantidade produzida por cada fornecedor e transportada para os pontos de transbordo não pode ser maior do que a capacidade total deste fornecedor.

$$\{2\} \sum_{i=1}^m X(ij, k) \geq Dj, j = 1, 2, \dots, n$$

A soma da quantidade enviada para cada consumidor partindo de cada fornecedor e passando pelos pontos de transbordo, deve ser pelo menos igual à quantidade demandada por este consumidor.

$$\{3\} \sum_{i=1}^m Xik = \sum_{j=1}^n Xkj, \text{ sendo: } k = 1, 2, \dots, K; i = 1, 2, \dots, m; j = 1, 2, \dots, n$$

O balanço de tudo o que chega a cada ponto de transbordo é igual a tudo o que sai.

$$\{4\} Xij \geq 0, \text{ sendo } i = 1, 2, \dots, m; j = 1, 2, \dots, n$$

As variáveis de decisão, da quantidade transportada " $X(ij,k)$ ", são não negativas.

$$\{5\} \sum_{i=1}^m CapFi \geq \sum_{j=1}^n Dj$$

A soma das capacidades de produção de cada fornecedor é suficiente para atender à demanda dos consumidores (condição importante para o presente trabalho).

2.3 Outros trabalhos acadêmicos

Diversos trabalhos acadêmicos têm sido desenvolvidos com o objetivo de otimizar a operação e o planejamento do sistema elétrico, principalmente em função dos impactos decorrentes do recente desenvolvimento tecnológico.

Lopes (2007) descreve que a nível internacional existem poucos modelos que se adequem às características do sistema brasileiro, enquanto no Brasil são utilizados o Newave que estabelece a função custo futuro e o Decomp que permite o cálculo do custo marginal de operação. O autor desenvolveu um modelo em planilha eletrônica e linguagem GAMS para suporte à tomada de decisão operacional, utilizando Programação Não Linear (PNL) com utilização das rotinas SNOPT, CONOPT e MINOS. Desse modo o modelo pode externalizar os resultados de forma compatível com o Excel e aproveitar toda a interface gráfica já disponível.

Já no trabalho de Mummey (2017), o objetivo foi aprimorar a utilização dos dados a partir de séries estocásticas para representar a geração eólica, ao invés do método determinístico, devido à complementariedade e variabilidade desse recurso energético em comparação com a energia hidrelétrica. Contudo, ainda assim foi necessária a utilização de premissas simplificadoras devido à indisponibilidade de dados. Por esse motivo o autor sugere que futuros trabalhos investiguem a metodologia determinística utilizada nos modelos, dado o potencial que a energia eólica oferece para a minimização dos custos marginais de operação, devido à complementariedade das afluências eólica e hídrica. Não obstante, o autor avaliou que a maior contribuição foi aprimorar as séries de geração eólica no Newave (modelo oficialmente adotado no setor elétrico brasileiro), considerando as usinas eólicas como usinas hidrelétricas sem capacidade de armazenamento.

Importante esclarecimento apresentado por Mummey (2017) é que o modelo Newave resolve um problema de otimização considerando a soma dos custos

imediatamente e futuro com base em séries históricas de armazenamento nas barragens e afluências hídricas estocásticas, de modo que o custo ótimo é o que equilibra custos presente e futuro. O presente trabalho não realizou análises sazonais, não incorporando as diferenças entre custos presentes e futuros.

O trabalho de Leite, Carneiro e Carvalho (2006) utilizou técnicas de inteligência artificial baseada em algoritmos genéticos para otimizar a operação integrada do sistema interligado nacional. Os algoritmos genéticos são inspirados na teoria da seleção natural. No início seleciona uma população formada por um conjunto aleatório de indivíduos que podem ser vistos como possíveis soluções para um problema. Durante o processo evolutivo, esta população é avaliada: para cada indivíduo é dado um índice, refletindo sua habilidade de adaptação a um determinado ambiente. Uma porcentagem dos mais adaptados é mantida, enquanto os outros são descartados. Os membros selecionados podem sofrer modificações em suas características fundamentais. Esse processo, chamado de reprodução, é repetido até que um conjunto de soluções satisfatórias seja encontrado. Os autores concluíram pela aplicabilidade da técnica e que o crescimento do número de usinas não afetou a eficiência do algoritmo.

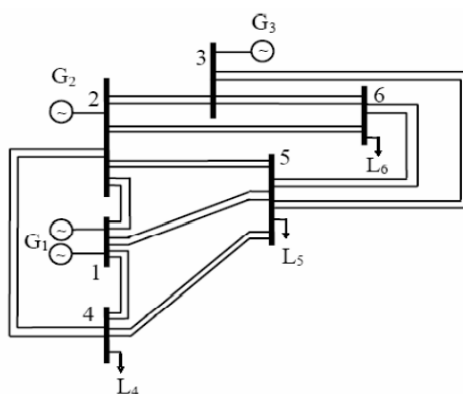
O trabalho de Rezende (2006) explorou uma nova metodologia baseada na metaheurística Otimização por Colônia de Formigas para obter o conjunto das melhores alternativas de expansão de transmissão a longo prazo, adotando uma abordagem determinística em ambientes estático e dinâmico. Segundo o autor, até a década de 70 a tarefa de planejar o reforço e a expansão do sistema elétrico encontrava menos opções, sendo realizada a partir de métodos determinísticos, com a utilização de programas de fluxo de potência, curto-circuito e estabilidade transitória. A partir de então, com o crescimento e aumento da complexidade do sistema elétrico, em conjunto com a disponibilidade de maiores recursos computacionais passaram a utilizar técnicas de otimização baseada em algoritmos computacionais em busca da automatização do processo. Contudo, o autor descreve que a utilização de modelos automáticos e/ou semi-automáticos ainda é muito limitada no Brasil, não obstante diversos trabalhos têm sido desenvolvidos com esse intuito.

Rezende (2006) pesquisou a utilização de regras heurísticas, guiadas por lógica de sensibilidade, associada aos efeitos das contingências (desligamentos não programados) como corte de carga dos consumidores, ou ao critério do mínimo esforço visando melhorar a distribuição dos fluxos de potência. O método foi

desenvolvido com um algoritmo ACS (Ant Colony System) que se baseia em uma família de algoritmos conhecida como Ant-Q, inspirada em aprendizado reforçado. A aplicação se deu primeiro em um sistema teste com 6 barras (3 de geração e 3 de carga) e 11 circuitos duplos, conforme a Figura 26. O método demonstrou potencial para encontrar soluções factíveis, mas não necessariamente ótimas, com um tempo computacional aceitável, devido à capacidade de evitar mínimos locais.

Interessante que Rezende (2006) destacou a necessidade de ajustes a partir de um fator multiplicativo utilizando raiz quadrada, em decorrência da possibilidade de existência de circuitos paralelos. Esse desafio também foi enfrentado neste trabalho, devido à maneira como o fator de perdas nas linhas varia em função do quadrado da corrente, portanto a divisão da corrente entre dois circuitos reduz quadraticamente as perdas. Contudo, como no caso teste do presente trabalho não incluiu circuitos duplos, essa condição foi verificada no Apêndice C. Por fim, o autor propôs novos estudos para analisar fluxo de potência não-linear incluindo o comportamento dos reativos. Essa circunstância não foi objeto deste trabalho, a despeito da importância do tema, a preferência foi focalizar no fluxo de energia e não das potências ativa e reativa.

Figura 26 – Sistema teste utilizado na pesquisa de Rezende (2006)



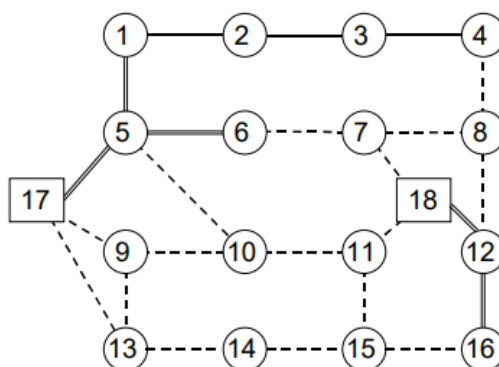
Fonte: Rezende (2006)

A pesquisa de Barreto (2007) foi aplicada para sistemas de distribuição, onde o problema de planejamento da expansão consiste também em determinar a localização e a capacidade dos novos equipamentos e instalações necessários para o atendimento da demanda prevista, levando em conta as restrições de capacidade das linhas e equipamentos, queda de tensão e segurança no atendimento. O autor propôs o planejamento multi-estágio com emprego de programação matemática linear inteira mista, incluindo características e restrições usualmente empregadas nas

abordagens heurísticas. Segundo o autor, praticamente todos os solvers garantem a obtenção da resposta ótima, porém não apresentam soluções alternativas, quando estas existem. Por isso, utilizou um solver alternativo para programação linear inteira mista, baseado no algoritmo de branch-and-bound, que permite determinar todas as soluções inteiras (múltiplas soluções).

Barreto (2007) utilizou uma rede com 18 nós e 24 ramos, cuja topologia pode ser observada na Figura 27. O problema resultou na utilização de 128 variáveis binárias para 3 estágios, sendo significativamente reduzida a complexidade combinatorial a partir da adoção de restrições lógicas, de novos caminhos e de cerca. Foram experimentados 6 solvers de otimização, enquanto o GLPK foi o mais lento, o SCIP e Xpress-MP foram os mais rápidos, porém nenhum destes se mostraram confiáveis em caso de múltiplas soluções ótimas. Por sua vez, o modelo adotado branch-and-bound, utilizando modelos matemáticos e incorporando restrições de investimento e de operação para redução do espaço de busca, apesar de mais lento conseguiu alcançar a resposta ótima.

Figura 27 – Topologia da rede utilizada por Barreto (2007)



Fonte: Barreto (2007, p.57).

Em Barreto (2007) também foi enfrentado o obstáculo da existência de circuitos duplos utilizando o recurso do nó de passagem, tal qual foi utilizado no Apêndice C do presente trabalho. Além disso, quanto ao desafio da potência reativa descrita por Rezende (2006), Barreto descreve que dois tipos de modelos de programação de fluxo de carga em redes são utilizados: um exato, denominado convencional (AC); e outro aproximado, denominado linearizado (CC). O autor descreve que para redes de transmissão os resultados dos dois tipos se aproximam, sendo possível a utilização do linearizado dada sua simplificação com relação à potência reativa. Contudo, para

sistemas de distribuição a diferença é maior, sendo necessário o uso do mais exato. Essas evidências corroboram com a opção adotada no presente trabalho em focar no fluxo de energia de modo a dispensar o tratamento da potência reativa.

Segundo os autores pesquisados, as técnicas clássicas de otimização podem apresentar algumas dificuldades para serem aplicadas ao setor elétrico, principalmente devido à complexidade da função objetivo. Por isso, propuseram melhorias nos métodos tradicionais ou a aplicação de abordagens alternativas, sendo oportuno verificar as ferramentas utilizadas para superar os obstáculos identificados, de modo a aproveitar as experiências para o aprimoramento do modelo constituído nesta pesquisa.

3 Metodologia

3.1 Método de Abordagem

Conforme Prodanov e Freitas (2013) o método científico é o caminho ou o conjunto de processos a serem empregados na pesquisa científica. Os métodos de abordagem proporcionam ao pesquisador um roteiro para a realização de uma investigação científica dos fatos da natureza e da sociedade, sendo divididos em: dedutivo, indutivo, hipotético-dedutivo, dialético e fenomenológico (os dois últimos são métodos aplicados em pesquisas qualitativas, portanto não encontram relação com o objeto desta pesquisa que é de cunho quantitativo). Em síntese, o método dedutivo se baseia em uma cadeia de raciocínio em ordem decrescente, que segue a partir da análise do geral para o particular, de modo a atingir uma premissa conclusiva decorrente das anteriores. Muito aplicado em ciências como física e matemática, devido a enunciação de princípios como leis, contudo para as ciências sociais há dificuldades em obter argumento com validade geral. Em contraponto, o método indutivo é justamente o inverso, partindo de constatações particulares para induzir uma inferência generalista.

Conforme Gil (2008, p.12) o método hipotético-dedutivo, que é o aplicado nesta pesquisa, foi definido por Karl Popper a partir de críticas à indução, devido ao “salto indutivo de alguns para todos”, o que exigiria elevada número de observações. O

método parte da existência de um problema que surge quando os conhecimentos disponíveis são insuficientes para a explicação de um fenômeno. Então, são formuladas conjecturas ou hipóteses que possibilitam ao pesquisador formular um modelo simplificado, por meio do qual são deduzidas as possíveis consequências, que deverão ser testadas com a busca por evidências de refutação, caso isso não ocorra o modelo é provisoriamente corroborado, sendo ainda passível de refutação posterior.

3.2 Método de procedimento

Segundo Prodanov e Freitas (2013) e Gil (2008) métodos de procedimentos estabelecem os procedimentos gerais de investigação a serem cumpridos na pesquisa científica. Vários métodos são adotados nas ciências sociais, inclusive podendo ser combinados, os mais comuns são: histórico, experimental, observacional, comparativo, estatístico, clínico e monográfico. O método adotado nesta pesquisa é o observacional, que segundo Gil (2008) se aproxima do experimental e se distingue apenas porque neste o pesquisador toma providências para que algo ocorra a fim de observar a consequência; enquanto naquele, apenas observa algo que acontece ou já aconteceu.

3.3 Natureza da pesquisa

De acordo com Gil (2008), pesquisa é o processo formal e sistemático de desenvolvimento do método científico, cujo objetivo é descobrir respostas para os problemas mediante o emprego de procedimentos científicos. Por conseguinte, a pesquisa social é o processo que, utilizando a metodologia científica, permite a obtenção de novos conhecimentos acerca da realidade social. Quanto à finalidade, a pesquisa social pode ser classificada como pura ou aplicada. A pesquisa pura procura desenvolver os conhecimentos científicos sem a preocupação direta com suas aplicações e objetiva a generalização formal, com vistas na construção de teorias e leis que contribuam para o progresso da ciência. A pesquisa aplicada, que é a

natureza deste estudo, utiliza das descobertas da pesquisa pura com o interesse na aplicação, utilização e consequências práticas dos conhecimentos.

3.4 Finalidade da pesquisa

Cada pesquisa social tem um objetivo específico, sendo possível distinguir o nível da pesquisa em três grupos de estudos: descritivos, explicativos e exploratórios, sendo este último o que se aplica ao presente estudo. As pesquisas exploratórias possuem menor rigidez no planejamento e buscam desenvolver, esclarecer e modificar conceitos e ideias, com o objetivo de proporcionar visão geral, de tipo aproximativo, acerca de determinado fato, para a formulação de problemas mais precisos ou hipóteses para investigações mais amplas posteriores. Habitualmente envolvem levantamento bibliográfico e documental, entrevistas não padronizadas e estudos de caso. Procedimentos de amostragem e técnicas quantitativas de coleta de dados não são costumeiramente aplicados nestas pesquisas (GIL, 2008).

3.5 Procedimento de coleta de dados

O plano e a estrutura da investigação compõem o delineamento da pesquisa, cuja finalidade implícita é impor restrições controladas às observações dos fenômenos naturais. Caso seja bem concebido o delineamento, o produto da pesquisa tem maior probabilidade de ser válido empiricamente (KELINGER, 1910, p.94 e p.105)

De acordo com Prodanov e Freitas (2013), o elemento mais importante para o delineamento é o procedimento de coleta de dados, que pode ser dividido em dois grupos em função das fontes utilizadas: os que usam fontes de papel (pesquisa bibliográfica e pesquisa documental) e aqueles cujos dados são fornecidos por pessoas (pesquisa experimental, pesquisa ex-post-facto, levantamento, estudo de caso, pesquisa-ação e pesquisa participante).

Assim sendo, esta pesquisa pode ser classificada em função dos procedimentos técnicos como bibliográfica, pois utiliza material já publicado, constituído principalmente de: livros, revistas, publicações em periódicos e artigos

científicos, jornais, boletins, monografias, dissertações e teses. Além disso, também é documental, pois utiliza documentos que podem ser reelaborados, como: leis, contratos e relatórios de empresas.

3.6 Forma de Abordagem do Problema

Conforme Prodanov e Freitas (2013), sob a ótica da abordagem do problema, a pesquisa pode ser: quantitativa ou qualitativa. A pesquisa quantitativa utiliza informações em forma de números para formular hipóteses e analisar a interação entre as variáveis, e assim buscar a relação causa-efeito entre os fenômenos. Por conseguinte esta é a condição do presente trabalho. Já a pesquisa qualitativa analisa fenômenos que não podem ser traduzidos em números, baseando-se na interpretação dos fenômenos e na atribuição de significados.

3.7 Alternativa Metodológica para o Ambiente de Gestão de Operações de Produção

O trabalho de Lacerda et al (2012) fez uma pesquisa bibliográfica nas pesquisas científicas nas áreas de Gestão de Operações e de Engenharia de Produção verificando que é comum a adoção de objetivos e práticas de pesquisa das ciências naturais e sociais, com foco em descrever, explicar e prever como os processos empresariais funcionam. A pesquisa apresentada por Nakano e Berto (2014, p.229) acerca da produção científica nos anais do Encontro Nacional de Engenharia de Produção entre os anos de 1996 e 2007, identificou “a pequena incidência de artigos de modelagem matemática e métodos analíticos”, cerca de 12% do total, enquanto os estudos de natureza teórico-conceitual com abordagem qualitativa foram a maioria.

Além do excessivo foco em teorias descritivas, em detrimento de pesquisas com capacidade de resolver problemas práticos, Lacerda et al (2012) avalia que os resultados das pesquisas acadêmicas, por meio dos métodos tradicionais, nem

sempre trazem uma contribuição adequada com o objetivo de projetar e construir artefatos para a solução dos problemas. Por isso, o trabalho buscou contribuir para o desenvolvimento de uma abordagem metodológica rigorosa e apropriada, para que as pesquisas de construção de artefatos possam se sustentar como válidas cientificamente, utilizando o conceito de “Ciência do Projeto” - *Design Science* (DS), desdobrada na *Design Science Research*. Assim como o rigor científico implica cuidados para evitar conclusões ou afirmações sem que a pesquisa tenha condições de suportar, com a *Design Science* também é necessário demonstrar e justificar os procedimentos adotados para aumentar a confiabilidade do artefato e de seus resultados.

Os artefatos são objetos artificiais que podem ser caracterizados em termos de objetivos, funções e adaptações, podendo ser definidos como: Constructos, Modelos, Métodos e Instanciações. Constructos ou conceitos formam o vocabulário utilizado para descrever os problemas dentro de um domínio, possibilitando nivelar desenvolvedores e pesquisadores com o campo de pesquisa. Os métodos podem ser representados em heurísticas e algoritmos específicos, contendo um conjunto de passos a serem obedecidos para que um resultado seja produzido em determinado ambiente. A instanciação consiste em orientar a utilização do conjunto de artefatos (constructos, modelos e métodos) em um determinado ambiente real (MARCH e SMITH, 1995, p. 257-258, in LACERDA et al, 2012).

À medida em que a comunidade científica avance no desenvolvimento dos mecanismos associados a esse método, torna-se oportuna sua aplicação em pesquisas de cunho tecnológico que tenham o propósito de desenvolver artefatos que sustentem melhores soluções para os problemas existentes. Para a presente pesquisa foi respeitado o cumprimento dos preceitos metodológicos tradicionais, mas dispõe de características suficientes para ser enquadrada no modelo do *Design Science Research*. Afinal, realiza a tradução de constructos de múltiplos campos científicos permitindo nivelamento entre os pesquisadores dessas respectivas orientações acadêmicas. Desenvolve um modelo e um método algorítmico que permite a ampliação posterior do modelo. Por fim, apresenta instanciação que orienta na utilização do artefato.

3.8 Contexto da pesquisa

Este trabalho contempla uma pesquisa realizada ao longo dos anos de 2021 e 2022, iniciando pela coleta de dados a partir da observação direta para mapear práticas adotadas na operação e no planejamento do setor elétrico, permitindo ao pesquisador obter informações para a descrição e compreensão do fenômeno pesquisado. O tipo de pesquisa desenvolvido é de natureza exploratória, adotando a forma quantitativa de abordagem do problema. A finalidade é exploratória, utilizando como procedimento de coleta de dados a pesquisa bibliográfica e documental. Os dados coletados foram analisados através de modelagem matemática e programação computacional, sendo verificada a aplicação a condições factíveis de implantação e funcionamento do sistema elétrico brasileiro.

O equipamento (hardware) utilizado foi um notebook construído com processador Intel modelo Core i5-7200U, com CPU de 2.50GHz, memória RAM de 8,00 GB, funcionando com sistema operacional Windows 10 Home Single Language, de 64 bits baseado em x64. As linguagens computacionais (softwares) utilizadas para a realização da modelagem matemática foram o Excel do pacote de serviço Microsoft Office 365 e o Lingo na versão 19.0. O Excel foi utilizado como entrada e saída de dados para o Lingo, assim como para implementar uma diagramação visual que facilite a compreensão dos resultados.

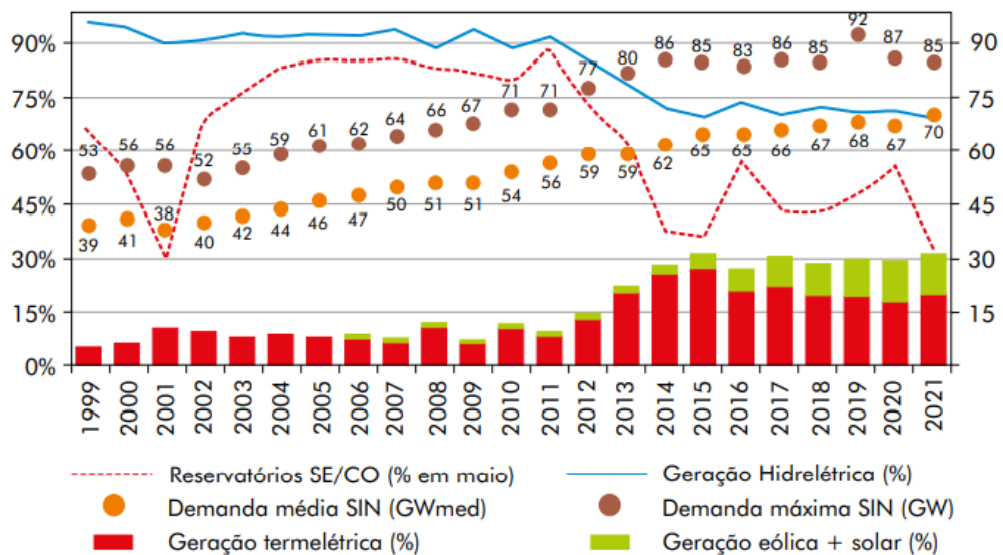
Foram identificados no Excel quais parâmetros são passíveis de alteração pelo usuário, sem implicar em alteração topológica, ou seja, apenas para alterações operativas, demanda dos consumidores, capacidade e custo de linhas e usinas, e montante de geração distribuída. Outras alterações são possíveis, mas desde que envolva alterações construtivas da rede, como: mudança nas localizações das subestações e conseqüentemente das extensões das linhas, substituição de cabos por outros de bitola diferente, alteração da localização das usinas e conseqüente da extensão das linhas dos geradores. Foi aproveitado os recursos de diagramação do Excel para construir uma imagem que retrate a rede modelada, os valores dos parâmetros consumo e geração distribuída e os resultados externalizados pelo Lingo da quantidade de energia transmitida em cada linha e gerada em cada usina.

4 Resultados e Discussões

4.1 Descrição do Problema

Até o início deste século XXI, a geração elétrica no Brasil era principalmente decorrente de grandes usinas hidrelétricas, conforme pode ser observado na curva azul da Figura 28. Desde então e principalmente após a crise energética de 2021, as usinas termelétricas começaram a ganhar mais protagonismo, conforme o gráfico de barras vermelhas da Figura 28. As usinas hidrelétricas, normalmente ficam distantes dos centros de consumo e são de implantação mais prolongada, permitindo a compatibilização de cronograma com a montagem das novas linhas de transmissão necessárias. As usinas termelétricas são normalmente instaladas mais próximas dos locais de consumo, requerendo menor esforço de transmissão.

Figura 28 - Evolução da geração média anual do SIN, das demandas média e máxima do SIN e do nível dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste



Fonte: FGV (2022).

Na Figura 28 também é possível observar que o Brasil começou a incorporar mais usinas eólicas e solares, conforme gráfico de barras na cor verde. A princípio, possuíam capacidade menor, mas logo passaram a ser implantadas agregando mais equipamentos e de maiores capacidades individuais. Normalmente, a instalação

dessas usinas é distribuída territorialmente, onde não há sistema de transmissão suficiente, além disso são implantadas mais rápido do que o sistema de transmissão necessário para o escoamento da energia, gerando risco de descompasso.

Além disso, o desenvolvimento tecnológico tem permitido a implantação de pequenas unidades de geração pelos próprios consumidores, os quais aportam energia excedente da rede para posterior captação, sendo denominados de “prosumers” conforme FGV (2022). Além da distribuição geográfica, trata-se de um montante de geração que está sendo incrementado rapidamente, diminuindo a previsibilidade do funcionamento da rede, o que dificulta o planejamento tanto da operação como da expansão do sistema de transmissão.

Diante desse cenário diversas iniciativas têm sido desenvolvidas no intuito de aprimorar a modelagem do sistema elétrico, para suprir as equipes setoriais de informações robustas que permitam atender ao aumento do consumo e da exigência por melhoria da qualidade no suprimento de energia elétrica. É nesse contexto que se insere a proposta de modelagem desenvolvida neste trabalho, cujo objetivo é implementar um modelo matemático e computacional que possibilite simular as condições de funcionamento de um sistema de transmissão. O resultado esperado é a identificação de possibilidades de otimização na operação das usinas e das linhas de transmissão a partir da simulação dos possíveis cenários topológicos da rede. Além disso, permite a identificação das necessidades de expansão da rede e a simulação do comportamento do sistema ao agregar novas instalações. A otimização deve buscar o atendimento dos consumidores com condições de mínimo custo global de geração e transmissão, considerando o custo da geração e das perdas elétricas nas linhas de transmissão.

4.2 Modelagem do sistema de transmissão

O sistema de transmissão de energia elétrica possui características que permitem a utilização das ferramentas de modelagem de rede. Uma especificidade importante em comparação com outros sistemas de transporte é que a energia elétrica não se desloca exclusivamente pelo trajeto mais curto ou mais barato. Ao invés disso se distribui entre os caminhos de modo inversamente proporcional às resistências

ômicas de cada caminho, de acordo com a Figura 6, conforme Creder (2022) e Moura (2019). A resistência de cada caminho corresponde inversamente à bitola do cabo e diretamente à extensão da linha, conforme equacionamento presente na Figura 4.

As perdas em cada linha correspondem ao custo da transmissão utilizado no modelo. A transferência de energia elétrica gera perdas nas linhas de transmissão associadas a 2 aspectos: diretamente proporcional à resistência da linha e proporcional ao quadrado da quantidade de corrente elétrica. Como a quantidade de energia elétrica transmitida corresponde à quantidade de corrente elétrica, o modelo considerou que o custo de transmissão está associado às características construtivas da linha (extensão e bitola dos cabos) e ao quadrado da corrente transmitida pela linha. O principal resultado dessa característica é que o custo é menor se a corrente se dividir por dois caminhos do que se transitar apenas por um caminho.

O sistema elétrico se enquadra no perfil de problemas de programação em rede, haja vista conter nós e arcos de interligações entre os nós. Além disso, em função da presença de elementos quadráticos na função objetivo, devido às perdas elétricas, conforme Equação {2} $E = R \cdot I^2$, o problema envolve a necessidade de programação não-linear. As variáveis de decisão são do tipo contínuas, podendo assumir quaisquer números reais. As funções de restrição são lineares, enquanto a função objetivo é não-linear do tipo convexa, por isso o problema se enquadra como otimização linearmente restrita. Contudo um caso especial de programação quadrática, justamente a condição do problema estudado, possibilita a adoção de algoritmos baseados no método simplex por atender condições de convexidade.

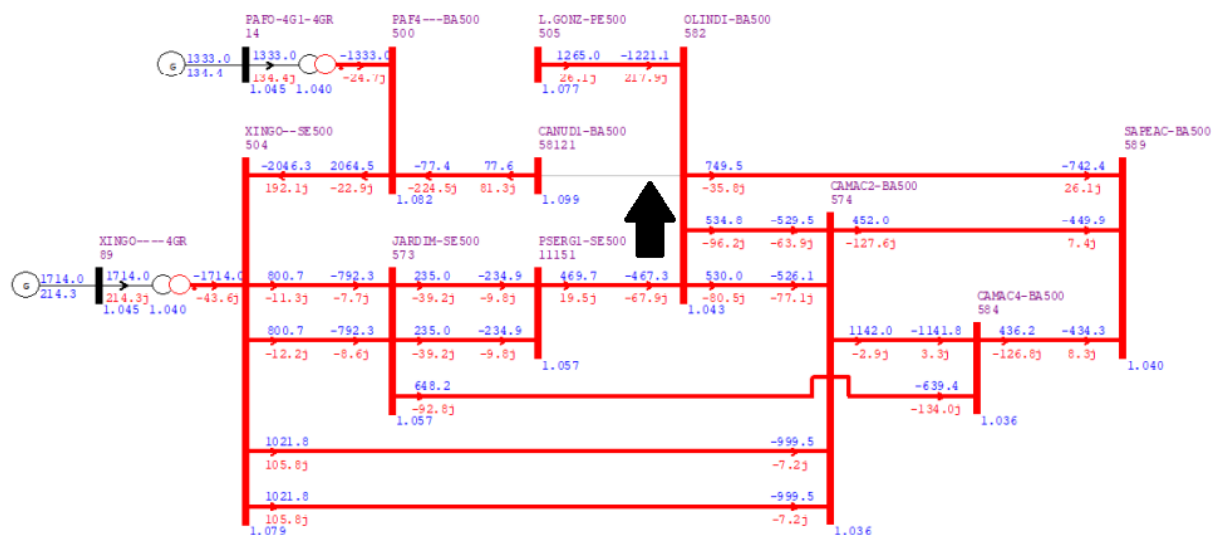
A modelagem do sistema de transmissão de energia elétrica se assemelha ao caso especial descrito por Belfiore e Fávero (2012), de problema de transporte com transbordo e excedente de capacidade. Neste caso, as subestações funcionam como pontos de transbordo; as usinas são os fornecedores; e os consumidores que realizam a demanda, a ser plenamente atendida a cada instante. Deste modo, as usinas precisam ter capacidade excedente para garantir o pleno atendimento da demanda em qualquer momento, e ainda ter capacidade excedente para o caso de restrições ou impedimentos de funcionamento de algum fornecedor ou de alguma rota de transporte. Os circuitos responsáveis pelas rotas de transporte também precisam ter capacidade excedente, para garantir o escoamento e o suprimento da demanda, independentemente de problemas no funcionamento de algumas instalações desse sistema de transporte.

4.2.1 Topografia da rede

Para a montagem da topografia a ser adotada na modelagem desta pesquisa foi utilizado como referência os próprios estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). A EPE é a instituição responsável por elaborar os estudos de planejamento que subsidiam as decisões estratégicas de expansão do sistema de transmissão brasileiro. Com esse intuito, a EPE monta cenários e simula o comportamento da rede.

A título de ilustração, a partir de EPE (2021, p.148) foi extraída a Figura 29. Trata-se de um exemplo de simulação, onde cada barra vermelha vertical representa uma subestação (um nó), enquanto as linhas de transmissão são as interligações vermelhas horizontais entre as subestações. Na extrema esquerda é possível identificar duas usinas de geração, com os respectivos sistemas de transmissão de uso exclusivo, que conectam cada usina na subestação mais próxima (barra vermelha vertical). A seta em preto, apontando para cima, identifica a linha de transmissão para a qual foi simulado um desligamento, para observação do comportamento dos fluxos.

Figura 29 – Estudo de Contingência da LT 500kV Canudos – Olindina no horizonte de 2028



Fonte: Relatório R1 nº EPE-DEE-RE-148/2021-rev0 – “Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 1: Área Sul” (EPE, 2021, p.148).

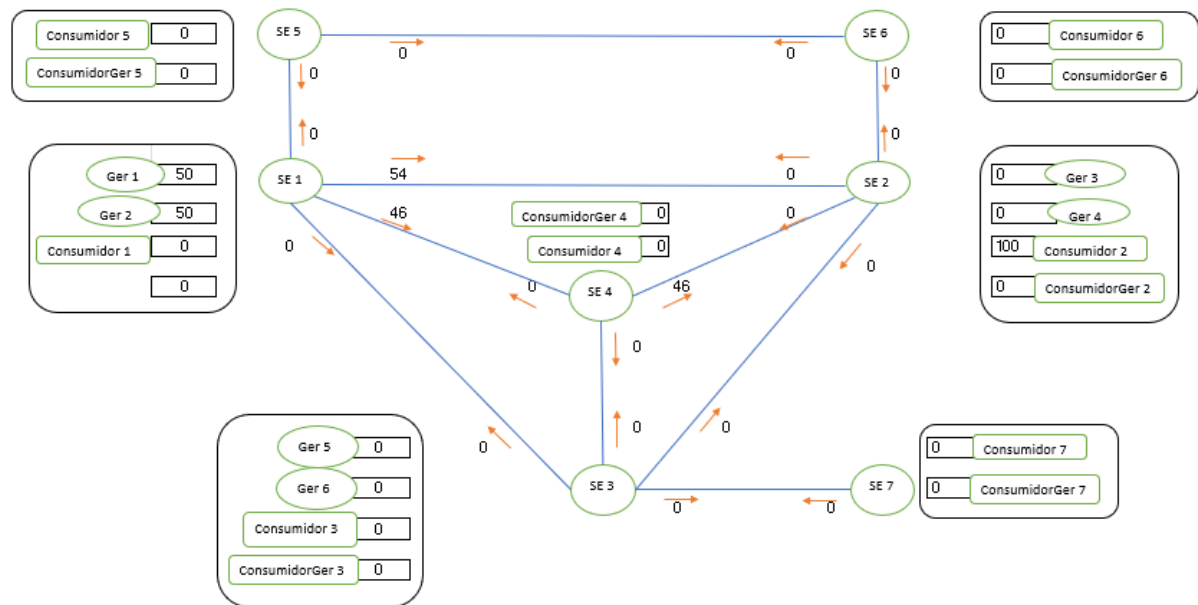
Tomando como referência os estudos de planejamento da EPE, o modelo adotado neste trabalho contempla um sistema de transmissão hipotético de dimensão

reduzida, constituído de 7 subestações interligadas por linhas de transmissão, conforme Figura 30. Nas subestações há conexão de unidades geradoras e consumidoras (que também podem injetar energia elétrica na rede), exceto nas subestações 4, 5, 6 e 7 onde não há conexão de usinas de geração. Além disso, o modelo simula uma condição de atendimento radial, no caso à subestação 7.

A topografia escolhida teve o objetivo de inserir aspectos que possuem similaridade real, como subestação conectada de forma radial, assim como subestação com ou sem conexão de carga e/ou geração associada. Também é possível identificar subestação com 1, 2, 3 ou 4 linhas de transmissão conectadas. Além disso, o intuito era explorar múltiplas possibilidades para aprofundar a pesquisa e buscar as soluções e adequações necessárias na programação matemática.

Além disso, a estrutura topográfica permite a flexibilidade de alterar as extensões das linhas de transmissão e as distâncias entre as usinas e as subestações

Figura 30 – Sistema de transmissão simplificado adotado para o modelo matemático deste trabalho.



Fonte: Elaboração própria.

4.2.2 Premissas

Algumas premissas foram adotadas no intuito de mitigar o esforço computacional necessário mas contemplando características compatíveis com as complexidades da realidade tecnológica e regulatória atual. A seguir, serão descritas as premissas segregadas em função da repercussão qualitativa e quantitativa.

- a) Considerações qualitativas:
 - a.1 as usinas de geração permitem que seja decidido o montante de energia a ser despachado, condição decisória atribuída no Brasil ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS);
 - a.2 a conexão dos consumidores em uma subestação representa todo o conjunto de consumidores atendidos pela rede de distribuição que deriva desta subestação;
 - a.3 existência de múltiplas fontes que permitem atribuição de custos de geração diferenciados;
 - a.4 fontes de geração conectadas por linhas próprias, considerando custo de transmissão, extensão e características construtivas das linhas de uso exclusivo (o custo de transmissão nas linhas dos geradores pode alternativamente ser desconsiderado, haja vista na regulação brasileira este custo estar contemplado na receita de geração);
 - a.5 linhas de transmissão com extensões e características construtivas que permitam estabelecer a proporcional distribuição de fluxo de corrente elétrica em função das resistências elétricas;
 - a.6 geração distribuída oriunda dos próprios consumidores;
 - a.7 ausência de custos de distribuição, pois para fins da operação do sistema de transmissão e das fontes de geração, as perdas no sistema distribuição integram a carga demandada;
 - a.8 A energia elétrica se distribui entre todos os possíveis caminhos proporcionalmente à bitola dos cabos e inversamente à extensão de cada linha;
 - a.9 Custo de transmissão associado apenas às perdas elétricas ôhmicas, associadas ao quadrado da corrente elétrica;

- a.10 Custo de implantação do sistema de transmissão não está contemplado, por considerar o sistema já implantado, não sendo mais objeto de processo decisório;
 - a.11 Custo de geração associado ao efetivo custo de produção;
 - a.12 No modelo foi considerado energia elétrica igual à corrente elétrica, desconsiderando dados de tempo, por se tratar de informação comum a todos os ativos;
 - a.13 A geração distribuída não representa um custo para o sistema elétrico, pois não precisa ser paga;
 - a.14 A distribuição geográfica das subestações 1, 2 e 3 foi considerada na forma de um triângulo equilátero (em que todos os lados são iguais), com o posicionamento da subestação 4 no ponto central do triângulo;
 - a.15 Os cabos das linhas de transmissão e de conexão das usinas de geração foram considerados iguais, de modo que a única diferença para as perdas será decorrente das extensões.
- b) Considerações quantitativas:
- b.1 As extensões das linhas de transmissão foram consideradas assim:
 $LT_{12} = LT_{13} = LT_{23} = LT_{56} = 95 \text{ km}$; $LT_{14} = LT_{24} = LT_{34} = 55 \text{ km}$;
e $LT_{15} = LT_{26} = LT_{37} = 25 \text{ km}$;
 - b.2 As distâncias das usinas de geração até as subestações onde se conectam foi considerada de 0,5km;
 - b.3 usinas com mesma capacidade de geração, em 200MWh, e mesmo custo de fornecimento e de escoamento até a subestação onde a usina se conecta;
 - b.4 demanda igual em todas as subestações, em 110MWh;
 - b.5 em cada subestação a geração distribuída oriunda dos consumidores é igual, em 10MW;
 - b.6 capacidade de transmissão de todas as linhas iguais entre si, em 200MWh, com custos de transmissão iguais e mesmas características construtivas, exceto pelas extensões.

4.2.3 Representação matemática

a) Índices

Para a compreensão da representação matemática, a Tabela 3 apresenta uma lista das nomenclaturas utilizadas na confecção do modelo associando aos respectivos significados.

Tabela 3 – Lista de nomenclaturas utilizadas no modelo e seus respectivos significados

Código adotados no modelo	Significado
Subestacao	Cada nó do modelo de programação de rede, que no caso da rede elétrica foi convencionalmente denominado de subestação
Linha	Cada linha de transmissão que interliga uma usina a uma subestação, ou uma subestação a outra.
CapLT	Capacidade de transmissão de uma linha de transmissão, cujo valor é o mesmo em ambos os sentidos
CustoLT	Custo de transmissão de energia elétrica em cada linha de transmissão, associado no presente modelo à perda energética devido à resistência ôhmica dos cabos
QuantLT	Valor calculado pelo modelo que indica a quantidade de energia elétrica transmitida por cada linha de transmissão
Gerador	Cada usina de geração
CapGer	Capacidade de geração de energia elétrica de cada usina de geração
CustoGer	Custo de geração de energia elétrica em cada usina, associado no presente modelo ao custo financeiro devido à fonte energética utilizada
CustoGerLT	Custo de transmissão de energia elétrica em cada linha de transmissão que conecta uma usina a uma subestação, associado no presente modelo à perda energética devido à resistência ôhmica dos cabos
QuantGer	Valor calculado pelo modelo que indica a quantidade de energia elétrica gerada por cada usina
Consumidor	Representa o agrupamento de conexões instaladas em uma mesma subestação, as quais transportarão energia elétrica até os consumidores (tanto pode conectar diretamente os consumidores, como indiretamente por meio de instalações intermediárias sob a concessão de distribuidoras)
Dem	Total da demanda de energia elétrica dos consumidores supridos a partir de uma mesma subestação
QuantGerDist	Total de energia elétrica gerada a partir de sistemas de geração instalados pelos próprios consumidores

Fonte: elaboração própria.

b) Variáveis:

Em termos gerais, as variáveis adotadas no modelo estão especificadas na Tabela 4:

Tabela 4 – Variáveis adotadas no modelo

Sequência	Variável	Código da variável
1	Quantidade de energia elétrica gerada	QuantGer
2	Quantidade de energia elétrica transportada	QuantLT

Fonte: elaboração própria.

Cada usina de geração é identificada no modelo por “Gerador” acompanhado de um número para especificar as usinas. Para cada usina é associada uma variável “QuantGer”, conforme disposto na Tabela 5, para recepcionar o valor a ser calculado pelo modelo acerca da quantidade de energia gerada por cada usina.

Tabela 5 – Resultado da variável quantidade de energia gerada em cada usina

Gerador 1	Gerador 2	Gerador 3	Gerador 4	Gerador 5	Gerador 6
QuantGer1	QuantGer2	QuantGer3	QuantGer4	QuantGer5	QuantGer6

Fonte: elaboração própria.

Para cada linha de transmissão considerada no modelo é especificada uma variável “QuantLT”, conforme Tabela 6, para recepcionar o valor a ser calculado pelo modelo acerca da quantidade de energia transportada para cada linha de transmissão, as quais interligam usinas e subestações, ou duas subestações. Como não há transmissão de energia de uma subestação para ela própria, deve ser nulo o resultado nas células identificadas em cinza na Tabela 6. Para as linhas de transmissão que interligam usinas a subestações só faz sentido a existência de fluxo de energia em um único sentido, da usina para a subestação. Contudo, para as linhas de transmissão que interligam duas subestações o fluxo de energia pode ocorrer em ambos os

sentidos. Por isso, de modo a evitar o tratamento computacional de valores negativos, foi considerada a existência de duas linhas de transmissão para cada interligação. Por exemplo, para interligação entre as subestações 1 e 2, foi considerada a existência de duas linhas de transmissão: “LT12” e “LT21”, possibilitando que uma mantenha fluxo energético positivo e a outra fluxo nulo.

Tabela 6 – Resultado da variável quantidade de energia transmitida em cada linha

Subestações	1	2	3	4	5	6	7
1	QuantLT11	QuantLT12 QuantLT21	QuantLT13 QuantLT31	QuantLT14 QuantLT14	QuantLT15 QuantLT51	QuantLT16 QuantLT61	QuantLT17 QuantLT71
2	QuantLT21 QuantLT12	QuantLT22	QuantLT23 QuantLT32	QuantLT24 QuantLT42	QuantLT25 QuantLT52	QuantLT26 QuantLT62	QuantLT27 QuantLT72
3	QuantLT31 QuantLT13	QuantLT32 QuantLT23	QuantLT33	QuantLT34 QuantLT43	QuantLT35 QuantLT53	QuantLT36 QuantLT63	QuantLT37 QuantLT73
4	QuantLT41 QuantLT14	QuantLT42 QuantLT24	QuantLT43 QuantLT34	QuantLT44	QuantLT45 QuantLT54	QuantLT46 QuantLT64	QuantLT47 QuantLT74
5	QuantLT51 QuantLT15	QuantLT52 QuantLT25	QuantLT53 QuantLT35	QuantLT54 QuantLT45	QuantLT55	QuantLT56 QuantLT65	QuantLT57 QuantLT75
6	QuantLT61 QuantLT16	QuantLT62 QuantLT26	QuantLT63 QuantLT36	QuantLT64 QuantLT46	QuantLT65 QuantLT56	QuantLT66	QuantLT67 QuantLT76
7	QuantLT71 QuantLT17	QuantLT72 QuantLT27	QuantLT73 QuantLT37	QuantLT74 QuantLT47	QuantLT75 QuantLT57	QuantLT76 QuantLT67	QuantLT77

Fonte: elaboração própria.

c) Parâmetros:

Em termos gerais, os parâmetros adotados no modelo são os descritos na Tabela 7.

Tabela 7 – Lista de parâmetros adotados no modelo

Sequência	Parâmetros	Código do parâmetro
1	Nós	Subestacao
2	Consumidores conectados a partir de cada subestação	Consumidor
3	Quantidade de energia elétrica consumida a partir de cada subestação	Dem
4	Quantidade de energia elétrica gerada pelos consumidores e remetida para cada subestação	QuantGerDist
5	Gerador	Gerador
6	Custo de energia elétrica gerada por cada usina	CustoGer

7	Custo de energia elétrica transmitida por cada interligação	CustoLT
8	Capacidade de geração de energia elétrica em cada usina	CapGer
9	Capacidade de transmissão de energia elétrica em cada linha	CapLT

Fonte: elaboração própria.

Como as subestações representam os nós na programação em rede, para cada nova subestação a ser representada no modelo deve ser incluído um parâmetro “subestacao” com um numeral associado, conforme Tabela 8:

Tabela 8 – Dados de entrada do parâmetro quantidade de nós (subestações)

Subestacao1	Subestacao2	Subestacao3	Subestacao4	Subestacao5	Subestacao6	Subestacao7
-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Fonte: elaboração própria.

Os consumidores são agrupados no modelo de acordo com a subestação por intermédio da qual é suprida suas demandas. Então, para representar esse conjunto de consumidores que são atendidos a partir de cada subestação, é incluído no modelo um parâmetro “Consumidor” associado ao mesmo número da subestação, conforme Tabela 9. Além disso, para cada agrupamento de consumidores associado a uma subestação, é incluído no modelo um parâmetro “Dem” acompanhado pela numeração da subestação, para que seja atribuída a quantidade de energia elétrica consumida (em MWh), conforme Tabela 9. Caso, em alguma subestação não haja atendimento de consumidores basta que esse parâmetro seja mantido nulo.

Tabela 9 – Dados de entrada do parâmetro quantidade de energia consumida por cada consumidor

Consumidor 1	Consumidor 2	Consumidor 3	Consumidor 4	Consumidor 5	Consumidor 6	Consumidor 7
Dem1	Dem2	Dem3	Dem4	Dem5	Dem6	Dem7

Fonte: elaboração própria.

Adicionalmente, para cada agrupamento de consumidores associado a uma subestação foi incluído um parâmetro “QuantGerDist” acompanhado da numeração da subestação, para que seja atribuída a quantidade de energia elétrica gerada pelos sistemas de geração distribuída, conforme Tabela 10.

Tabela 10 – Dados de entrada do parâmetro quantidade de energia gerador por cada consumidor

Consumidor 1	Consumidor 2	Consumidor 3	Consumidor 4	Consumidor 5	Consumidor 6	Consumidor 7
QuantGerDist1	QuantGerDist2	QuantGerDist3	QuantGerDist4	QuantGerDist5	QuantGerDist6	QuantGerDist7

Fonte: elaboração própria.

Para cada usina foi incluído um parâmetro “Gerador” acompanhado por um numeral para distinguir as usinas. Para cada usina é associado um parâmetro “CustoGer” acompanhado pelo mesmo numeral da usina, para que seja atribuído o valor do custo de cada usina para a geração de energia, conforme Tabela 11.

Tabela 11 – Dados de entrada do parâmetro custo de energia gerada por cada gerador

Gerador 1	Gerador 2	Gerador 3	Gerador 4	Gerador 5	Gerador 6
CustoGer1	CustoGer2	CustoGer3	CustoGer4	CustoGer5	CustoGer6

Fonte: elaboração própria.

Para cada linha de transmissão é atribuído o parâmetro “CustoLT” acompanhado dos números que definem a linha e o sentido do fluxo da energia, para receber o valor do custo de transmissão pela linha, que está associado ao custo de perdas elétricas, conforme Tabela 12. Contudo, para cada linha o custo é o mesmo independente do sentido do fluxo, ou seja “CustoLT_{mn} = CustoLT_{nm}, sendo m, n = 1, ..., 7”. Como não há transmissão de energia elétrica de uma subestação para si própria, então foi atribuído valor de custo alto (Big M) para as linhas: LT11, LT22, LT33, LT44, LT55, LT66 e LT77 (identificadas na cor cinza na Tabela 12). Da mesma forma foram atribuídos valores grandes (BIG M) para os custos de energia transmitida entre as subestações que não possuem conexão entre si (identificadas na cor laranja na Tabela 12).

Tabela 12 – Dados do parâmetro custo da quantidade de energia transmitida em cada linha

Subestações	1	2	3	4	5	6	7
1	CustoLT11	CustoLT12 CustoLT21	CustoLT13 CustoLT31	CustoLT14 CustoLT14	CustoLT15 CustoLT51	CustoLT16 CustoLT61	CustoLT17 CustoLT71
2	CustoLT21 CustoLT12	CustoLT22	CustoLT23 CustoLT32	CustoLT24 CustoLT42	CustoLT25 CustoLT52	CustoLT26 CustoLT62	CustoLT27 CustoLT72
3	CustoLT31 CustoLT13	CustoLT32 CustoLT23	CustoLT33	CustoLT34 CustoLT43	CustoLT35 CustoLT53	CustoLT36 CustoLT63	CustoLT37 CustoLT73
4	CustoLT41 CustoLT14	CustoLT42 CustoLT24	CustoLT43 CustoLT34	CustoLT44	CustoLT45 CustoLT54	CustoLT46 CustoLT64	CustoLT47 CustoLT74
5	CustoLT51 CustoLT15	CustoLT52 CustoLT25	CustoLT53 CustoLT35	CustoLT54 CustoLT45	CustoLT55	CustoLT56 CustoLT65	CustoLT57 CustoLT75
6	CustoLT61 CustoLT16	CustoLT62 CustoLT26	CustoLT63 CustoLT36	CustoLT64 CustoLT46	CustoLT65 CustoLT56	CustoLT66	CustoLT67 CustoLT76
7	CustoLT71 CustoLT17	CustoLT72 CustoLT27	CustoLT73 CustoLT37	CustoLT74 CustoLT47	CustoLT75 CustoLT57	CustoLT76 CustoLT67	CustoLT77

Fonte: elaboração própria.

Para cada usina de geração foi atribuído um parâmetro “CapGer” acompanhado do numeral que identifica a respectiva usina. Esses parâmetros são utilizados para recepcionar os valores das capacidades de geração de cada usina, conforme Tabela 13.

Tabela 13 – Dados de entrada do parâmetro capacidade máxima de geração em cada gerador

Gerador 1	Gerador 2	Gerador 3	Gerador 4	Gerador 5	Gerador 6
CapGer1	CapGer2	CapGer3	CapGer4	CapGer5	CapGer6

Fonte: elaboração própria.

Para cada linha de transmissão foi atribuído um parâmetro “CapLT” acompanhado dos numerais que identificam a respectiva linha. Esses parâmetros são utilizados para recepcionar os valores das capacidades de transmissão de cada linha, conforme a Tabela 14. A capacidade de cada linha de transmissão é a mesma independente do sentido do fluxo, ou seja “ $CapLT_{mn} = CapLT_{nm}$, sendo $m, n = 1, \dots, 7$ ”. Como não há transmissão de energia elétrica de uma subestação para si própria, então foi atribuído valor nulo para as linhas: LT11, LT22, LT33, LT44, LT55, LT66 e LT77 (identificadas pela cor cinza na Tabela 14). Da mesma forma foram atribuídos valores nulos para as capacidades de transmissão entre as subestações que não possuem conexão entre si (identificadas na cor laranja na Tabela 14).

Tabela 14 – Dados de entrada do parâmetro capacidade máxima de transmissão em cada linha

Subestações	1	2	3	4	5	6	7
1	CapLT11	CapLT12 CapLT21	CapLT13 CapLT31	CapLT14 CapLT14	CapLT15 CapLT51	CapLT16 CapLT61	CapLT17 CapLT71
2	CapLT21 CapLT12	CapLT22	CapLT23 CapLT32	CapLT24 CapLT42	CapLT25 CapLT52	CapLT26 CapLT62	CapLT27 CapLT72
3	CapLT31 CapLT13	CapLT32 CapLT23	CapLT33	CapLT34 CapLT43	CapLT35 CapLT53	CapLT36 CapLT63	CapLT37 CapLT73
4	CapLT41 CapLT14	CapLT42 CapLT24	CapLT43 CapLT34	CapLT44	CapLT45 CapLT54	CapLT46 CapLT64	CapLT47 CapLT74
5	CapLT51 CapLT15	CapLT52 CapLT25	CapLT53 CapLT35	CapLT54 CapLT45	CapLT55	CapLT56 CapLT65	CapLT57 CapLT75
6	CapLT61 CapLT16	CapLT62 CapLT26	CapLT63 CapLT36	CapLT64 CapLT46	CapLT65 CapLT56	CapLT66	CapLT67 CapLT76
7	CapLT71 CapLT17	CapLT72 CapLT27	CapLT73 CapLT37	CapLT74 CapLT47	CapLT75 CapLT57	CapLT76 CapLT67	CapLT77

Fonte: elaboração própria.

d) Função Objetivo

A construção da função objetivo utilizada no modelo busca minimizar os custos de geração e transmissão, conforme segue:

FO: minimizar (Custos de geração + Custo de transmissão)

d.1. Custo de geração:

CustoGer1 * QuantGer1 + (...) + CustoGer6 * QuantGer6

$$\sum_i \text{CustoGer}(i) * \text{QuantGer}(i)$$

d.2. Custo de Geração na linha do gerador:

CustoGerLT1 * (QuantGer1)² + (...) + CustoGerLT6 *
*(QuantGer6)²

$$\sum_i \text{CustoGerLT}(i) * \text{QuantGer}(i)^2$$

d.3. Custo de transmissão:

CustoLT12 * (QuantLT12 + QuantLTL21) + (...) + CustoLT34 *
*(QuantLT34 + QuantLT43)

$$\sum_{i,j} \text{CustoLT}(i,j) * \text{QuantLT}(i,j)^2$$

e) Restrições

A seguir serão apresentadas as diversas restrições adotadas no modelo:

e.1. Restrições de atendimento à carga:

$$(QuantGer1+...+QuantGer6) + (QuantGerDist1+...+QuantGerDist6) = (Dem1+...+Dem6)$$

$$\sum_i QuantGer(i) + \sum_i QuantGerDist(i) = \sum_i Dem(i)$$

e.2. Restrições de geração:

$$QuantGer1 \leq CapGer1$$

(...)

$$QuantGer6 \leq CapGer6$$

Para cada Gerador (i):

$$\{QuantGer(i) \leq CapGer(i)\}$$

e.3. Restrições de transmissão (fluxo nos 2 sentidos):

$$QuantLT12 \leq 1.1 * CapLT12;$$

$$QuantLT21 \leq 1.1 * CapLT21;$$

(...)

Para cada LT (i,j):

$$\{QuantLT(i,j) \leq 1,1 CapGer(i,j)\},$$

Sendo i, j = 1, ..., 7

Observação: Foi incluída a possibilidade de operação em sobrecarga para cada linha, atribuído no modelo o limite de 10%.

No Excel foi atribuída formatação para indicar em vermelho no diagrama a linha que estiver operando em sobrecarga.

e.4. Restrição de balanço no nó S1 (com carga e geração):

$$QuantGer1 + QuantGer2 - [QuantLT12 + QuantLT13 + QuantLT14 + QuantLT15] + [QuantLT21 + QuantLT31 + QuantLT41 + Quant51] - Dem1 + ConsumidorGerador1 = 0$$

- e.5. Restrição de balanço no nó S2 (com carga e geração):

$$\text{QuantGer3} + \text{QuantGer4} - [\text{QuantLT21} + \text{QuantLT23} + \text{QuantLT24} + \text{QuantLT26}] + [\text{QuantLT12} + \text{QuantLT32} + \text{QuantLT42} + \text{QuantLT62}] - \text{Dem2} + \text{ConsumidorGerador2} = 0$$
- e.6. Restrição de balanço no nó S3 (com carga e geração):

$$\text{QuantGer5} + \text{QuantGer6} - [\text{QuantLT31} + \text{QuantLT32} + \text{QuantLT34} + \text{QuantLT37}] + [\text{QuantLT13} + \text{QuantLT23} + \text{QuantLT43} + \text{QuantLT73}] - \text{Dem3} + \text{ConsumidorGerador3} = 0$$
- e.7. Restrição de balanço no nó S4 (com carga e sem geração):

$$[\text{QuantLT14} + \text{QuantLT24} + \text{QuantLT34}] - [\text{QuantLT41} + \text{QuantLT42} + \text{QuantLT43}] - \text{Dem4} + \text{ConsumidorGerador4} = 0$$
- e.8. Restrição de balanço no nó S5 (com carga e sem geração):

$$[\text{QuantLT15} + \text{QuantLT65}] - [\text{QuantLT51} + \text{QuantLT56}] - \text{Dem5} + \text{ConsumidorGerador5} = 0$$
- e.9. Restrição de balanço no nó S6 (com carga e sem geração):

$$[\text{QuantLT26} + \text{QuantLT56}] - [\text{QuantLT62} + \text{QuantLT65}] - \text{Dem6} + \text{ConsumidorGerador6} = 0$$
- e.10. Restrição de balanço no nó S7 (com carga e sem geração):

$$\text{QuantLT37} - \text{QuantLT73} - \text{Dem7} + \text{ConsumidorGerador7} = 0$$

f) Dados a serem utilizados

O objetivo do modelo não é o cálculo e a minimização precisa do custo total de geração e transmissão, mas sim a obtenção de qual seria a melhor distribuição de carga, entre as usinas disponíveis, para garantir o atendimento à carga, em função das perdas nos caminhos a serem percorridos pela corrente elétrica. Essa escolha se dá por aspectos relativos e não absolutos. Para os fins deste trabalho não foi realizada pesquisa de dados reais quanto aos parâmetros de resistência das linhas, de custos de geração e de transmissão, pois a atenção é com a funcionalidade sob condições

relativas. Ou seja, como deveria ser redistribuída a carga caso uma fonte tenha um valor relativo maior do que outra fonte disponível. Ou, como se redistribuíram o fluxo entre as linhas, caso uma possua uma resistência maior relativa a outra linha de percurso alternativo. Portanto, a atenção é verificar o funcionamento do modelo com quaisquer magnitudes, passando até por valores extremos pouco prováveis, buscando conjecturar condições futuras distintas das atuais.

g) Validação

A validação foi realizada iniciando com a inclusão de demanda e capacidade de geração em apenas uma subestação, obtendo a transmissão de todas as linhas no valor zero. Posteriormente, foi mantida geração em uma subestação e inserindo demanda em cada uma das demais subestações alternadamente, de modo a verificar as alterações nas distribuições de fluxo pelas linhas. Após isso, foi reduzida a capacidade de transmissão em uma das interligações entre as subestações, simulando o caso de desligamento de uma linha nesse caminho, de modo se verificar a redistribuição de fluxo.

Depois, foram inseridos valores iguais de demanda, capacidade de geração e transmissão em todo o sistema. Na sequência, foi reduzida a capacidade de geração em algumas das usinas, para verificar a distribuição de geração entre as demais e a distribuição de fluxo entre as linhas. Também foi injetada geração distribuída oriunda dos próprios consumidores, em condição priorizada em relação à das usinas, haja vista não ter custo (os consumidores não podem vender, apenas adquirir crédito pela injeção de energia excedente na rede).

Em relação às usinas de geração foram simuladas tanto com custo de transmissão como sem esse custo. O efeito é que com o custo de transmissão, o modelo distribui o despacho, mas prioriza aquela com menor custo total dentre as duas conectadas em uma mesma subestação, o que inclui custo de geração e custo de transmissão da rede de uso exclusivo (que liga a usina à subestação). Contudo, como do ponto de vista regulatório esse custo de transmissão já está embutido na tarifa da usina, o modelo também permite a simulação apenas com o custo de geração. Neste caso, verifica-se uma fragilidade do modelo, pois em caso de duas usinas conectadas em uma mesma subestação e com custos idênticos, o modelo

escolhe o despacho apenas de uma até o limite da capacidade, sem realizar distribuição entre ambas.

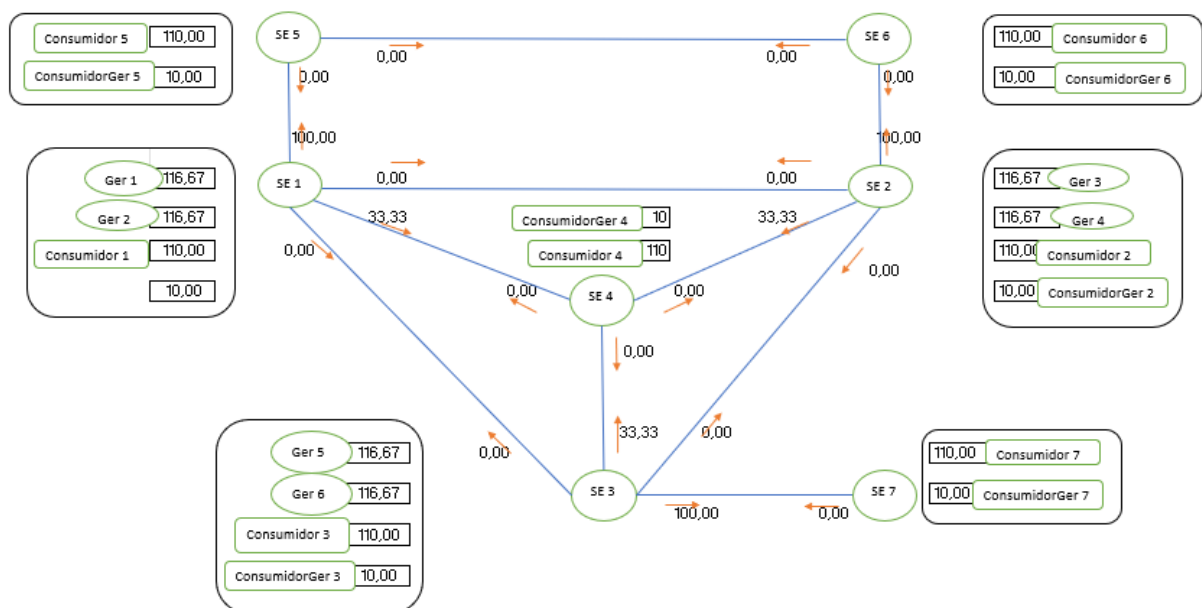
4.2.4 Cenários

Para as simulações foram adotadas duas seqüências distintas de eventos, onde os cenários se alteram cumulativamente:

a) Cenário A1

A partir das premissas iniciais, o resultado, conforme Figura 31, é que em cada uma das subestações 1, 2 e 3 as usinas conectadas tiveram de atender à demanda realizada nessa subestação, além disso precisaram gerar o suficiente para também atender às demandas nas subestações 4, 5, 6 e 7. A demanda das subestações 5, 6 e 7 foram atendidas pelas usinas mais próximas, respectivamente em 1, 2 e 3. A demanda na subestação 4 foi distribuída por igual entre as usinas conectadas nas subestações 1, 2 e 3.

Figura 31 – Cenário A1



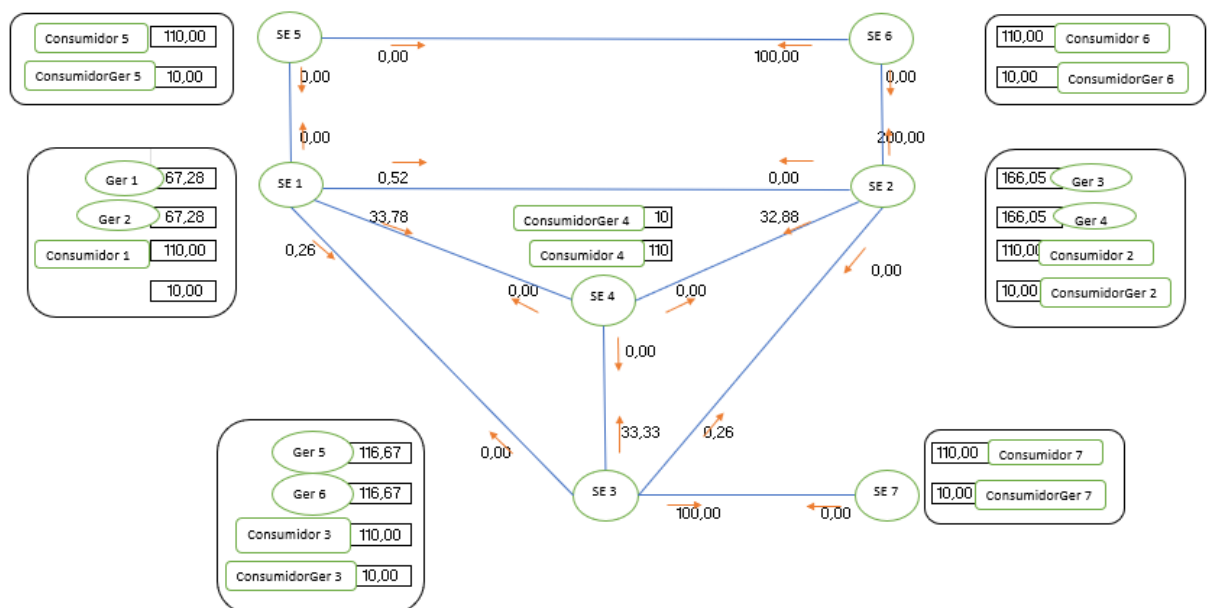
Fonte: Elaboração própria.

Em função da condição de equilíbrio na rede, não ocorre transmissão nas linhas LT12, LT13, LT23 e LT56, em ambos os sentidos. As linhas e geradores permaneceram com capacidade excedente. Essa condição de cargas equilibradas por subestação não reflete a realidade, sendo apenas para facilitar a compreensão no início das simulações.

b) Cenário A2

A partir das condições do cenário A1, supor desligamento da conexão entre as subestações 1 e 5, ou seja: $Cap_{LT15} = Cap_{LT51} = 0$. Conforme a Figura 32, é possível observar que todo o atendimento à demanda realizada pelos consumidores conectados nas subestações 5 e 6 é realizado a partir da subestação 2. Por isso, ocorreu uma redução da geração das usinas 1 e 2, conectadas na subestação 1, enquanto ocorreu um aumento da geração das usinas 3 e 4, conectadas na subestação 2. Ao mesmo tempo, as usinas da subestação 2 reduziram o atendimento às cargas da subestação 4, enquanto as usinas da subestação 1 assumiram um pouco mais.

Figura 32 – Cenário A2: desligamento da transmissão entre as subestações 1 e 5

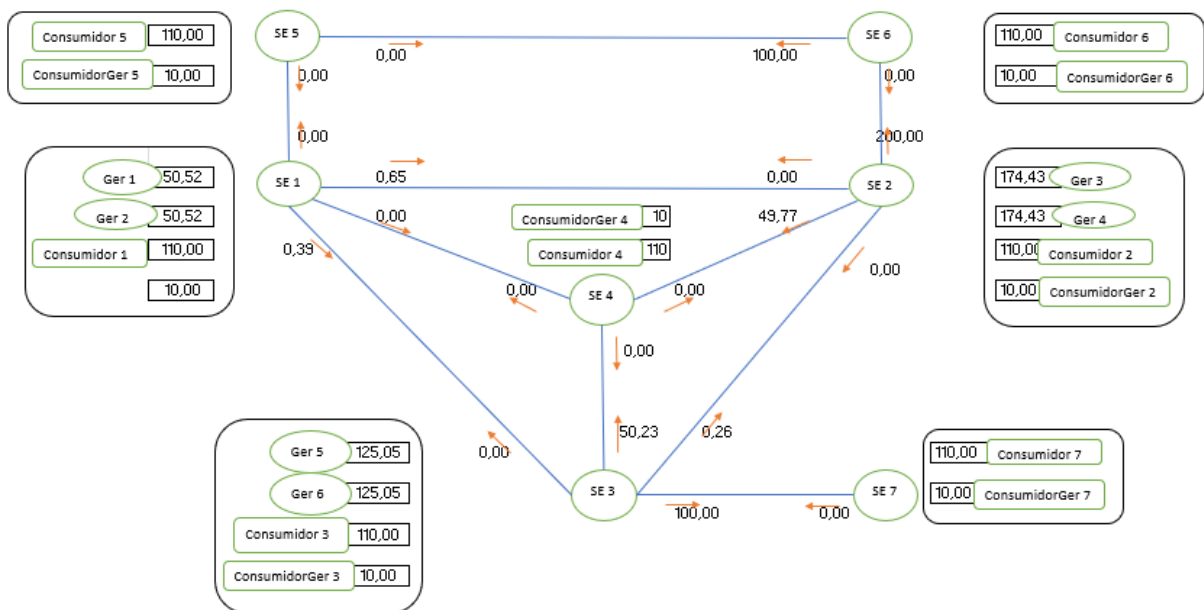


Fonte: elaboração própria.

c) Cenário A3

A partir do cenário A2, supor um novo desligamento no trecho entre as subestações 1 e 4, mantido o desligamento no trecho entre as subestações 1 e 5. Conforme a Figura 33, as usinas 1 e 2 assumem praticamente apenas o consumo demandado da subestação 1. Enquanto isso, as usinas das subestações 2 e 3 se dividem no atendimento às cargas da subestação 4. As usinas 3 e 4, conectadas na subestação 2, continuam garantindo o suprimento das cargas das subestações 2, 5 e 6; enquanto as usinas 5 e 6, conectadas na subestação 3, continuam suprindo as cargas das subestações 3 e 7.

Figura 33 – Cenário A3: Desligamentos de LT14 e LT15.

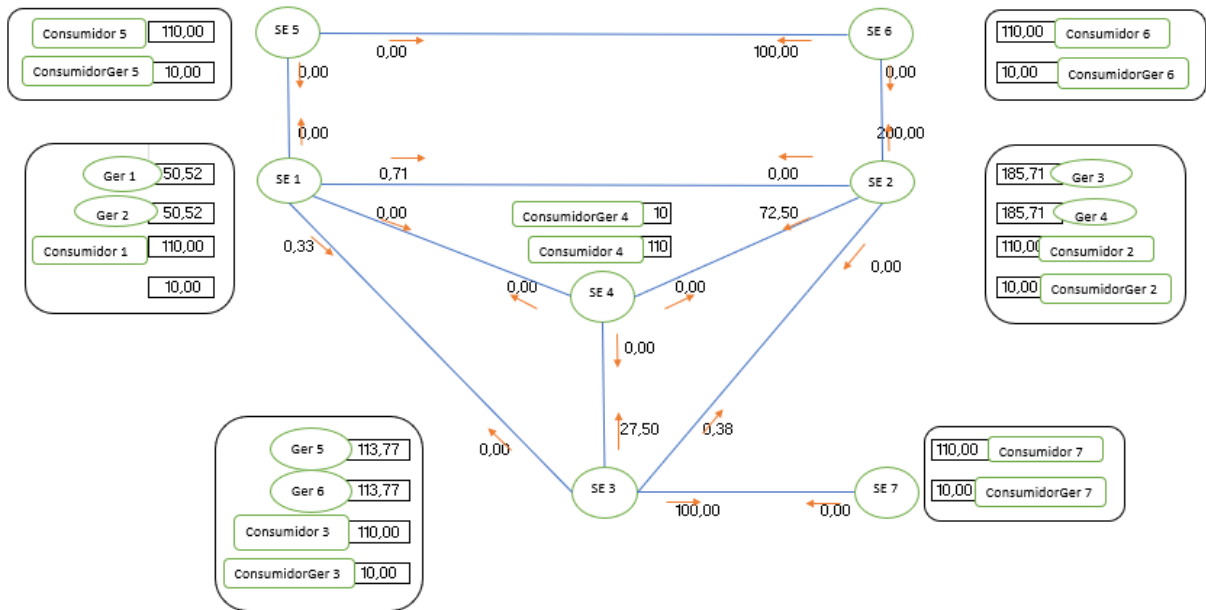


Fonte: Elaboração própria.

d) Cenário A4

A partir do cenário A3, supor a necessidade de redução da quantidade transmitida na LT34 para 25 MWh (e mais a sobrecarga de 10%). Conforme a Figura 34, fica mantida a geração das usinas 1 e 2, ocorre uma redução na geração das usinas 5 e 6, ao mesmo tempo que aumenta a geração das usinas 3 e 4.

Figura 34 – Cenário A4: redução da capacidade em LT34

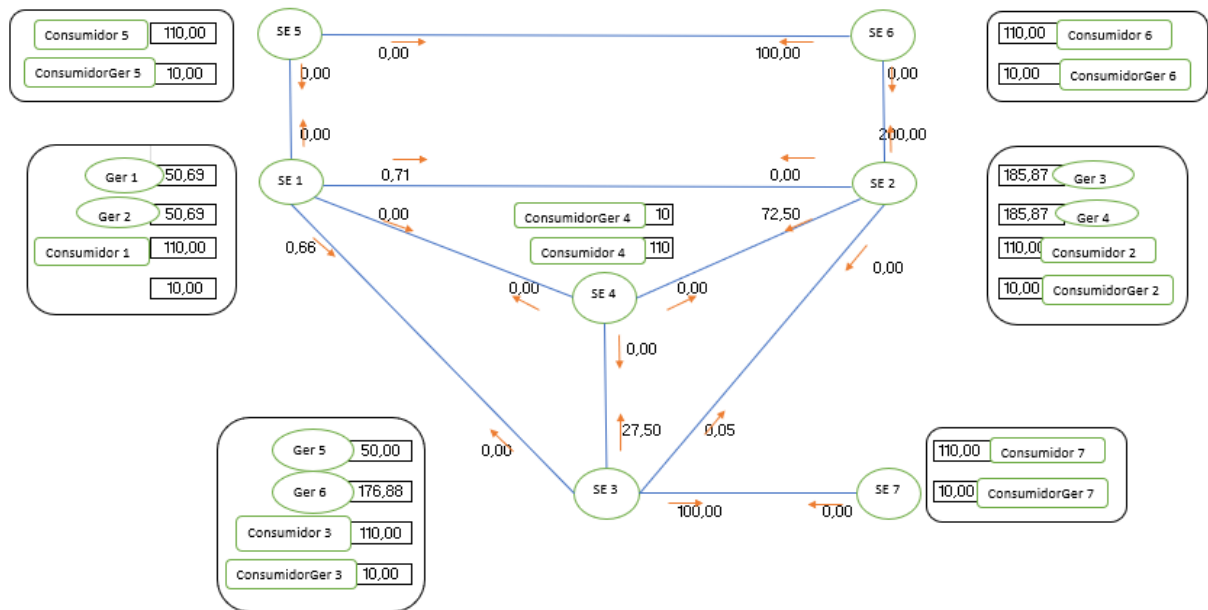


Fonte: Elaboração própria.

e) Cenário A5.

A partir do cenário A4, supor que a usina 5 seja composta por quatro máquinas geradoras iguais, de 50 MWh cada, mas que apenas uma permanecerá operando, ou seja, a capacidade da usina 5 ficará reduzida a $CapGer5 = 50$ MWh. Conforme a Figura 35, a usina 6 assume mais carga para permitir a redução da geração da usina 5, enquanto a geração das usinas 1, 2, 3 e 4 permanecem praticamente inalteradas, assim como inalteradas as quantidades transmitidas pelas linhas de transmissão.

Figura 35 – cenário A5: redução da capacidade da usina 5



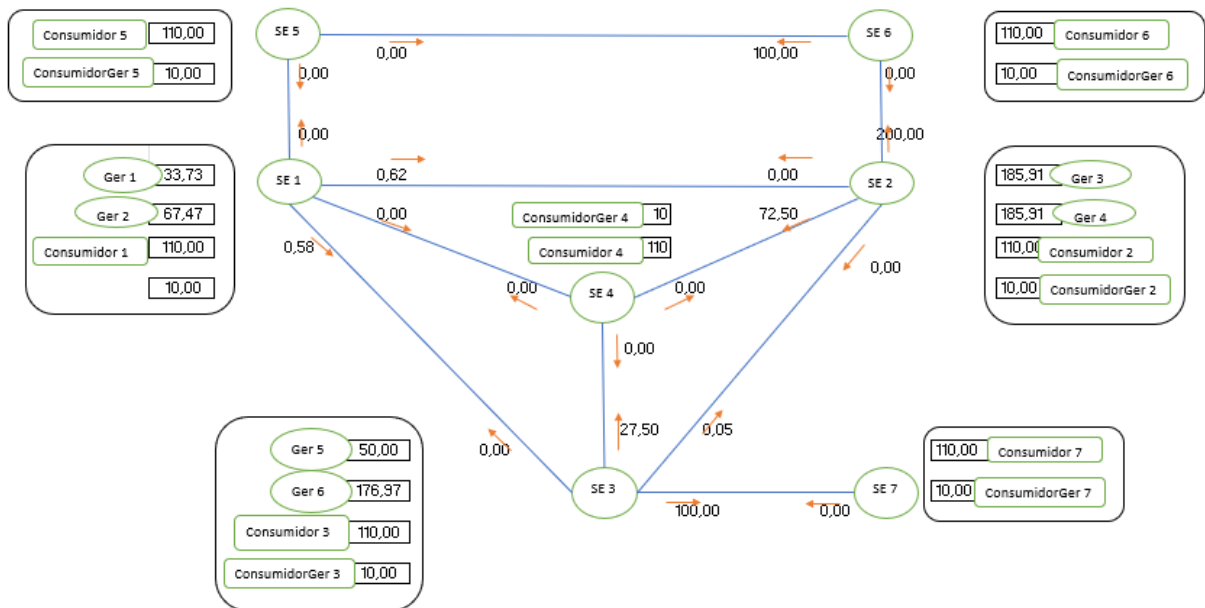
Fonte: elaboração própria.

f) Cenário A6

A partir do cenário A5, supor que a usina 1 esteja instalada a uma distância para a subestação 2 que seja o dobro da extensão das linhas de conexão das demais usinas. Com isso, as perdas se tornam maiores em caso de geração pela usina 1, ou seja CustoGerLT1 é o dobro de todas as demais. Neste caso, conforme a Figura 36, em termos de minimização de custos a usina 2 deve assumir mais a carga do que a usina 1, permanecendo ambas assumindo apenas o suprimento das cargas na subestação 1. Além destas, praticamente não ocorreram outras alterações.

Esta é uma condição de menor relevância, pois a base regulatória atual estabelece que os custos de transmissão nas linhas de uso exclusivo de geração compõem a tarifa de geração, conforme Tolmasquim (2011).

Figura 36 – Cenário A6: usina 1 com linha própria mais extensa.



Fonte: elaboração própria.

g) Cenário A7

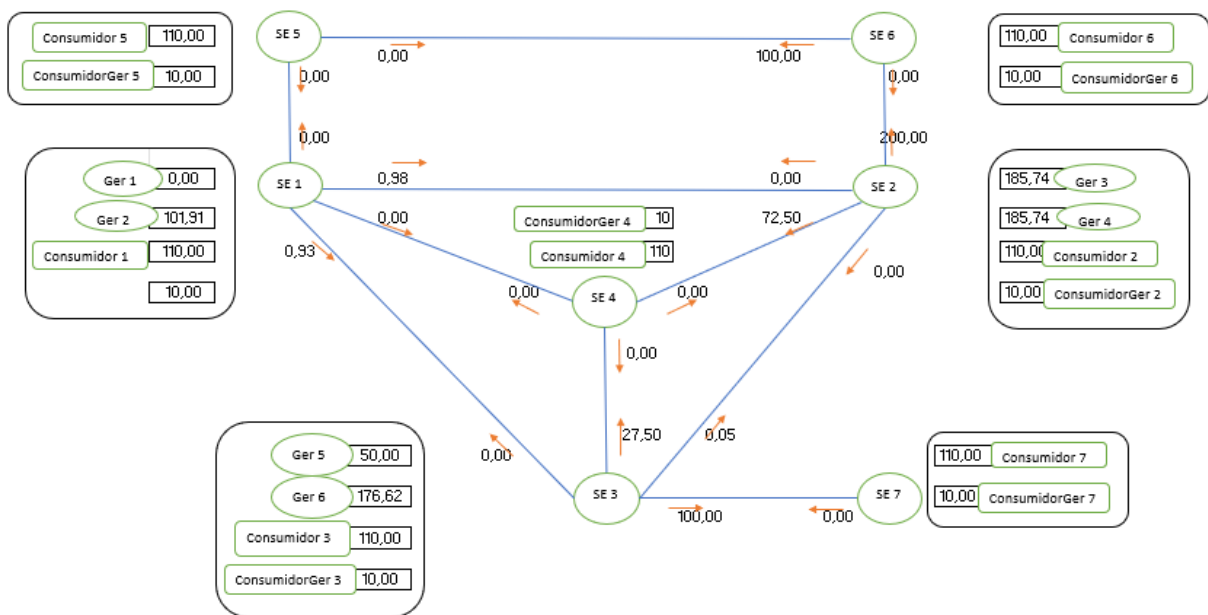
A partir do cenário A5, ao invés da condição de diferença de extensões nas linhas dos geradores 1 e 2, conforme proposta do cenário A6, alternativamente consideremos nulas as extensões dessas linhas, ou seja, de modo fictício, que a conexão dos geradores 1 e 2 seja fisicamente junto da subestação 1. Conforme Figura 37, o modelo aleatoriamente escolhe dentre as usinas 1 e 2 a que será a responsável pela injeção de energia necessária na subestação 1.

Essa é uma limitação do modelo, pois como os custos são iguais o modelo não distribui a geração entre as usinas, ao invés disso concentra em apenas uma, até o limite de sua capacidade. O modelo cumpre com a missão de otimização de custos, pois a geração em quaisquer das duas usinas não afetaria o custo final. Contudo, do ponto de vista operativo, melhor seria a indicação para divisão da geração entre ambas, pois em caso de desligamento acidental de uma usina, a outra já estaria atendendo metade da carga.

O trabalho de Reis e Leal (2014) utilizou um conceito de hipercaminhos para aplicação em transporte de cargas, de modo a produzir um conjunto estratégico de caminhos ótimos para alocação de fluxo de escoamento das cargas. Para problemas que envolvam múltiplos critérios de decisão, pode-se escolher alguma função a ser

minimizada ou maximizada e com isso restringir o conjunto de critérios a um subconjunto chamado ótimo. Por conseguinte, este método poderia ser utilizado para fornecer um conjunto de alternativas possíveis em caso da distribuição de carga entre duas usinas, quando qualquer opção for factível para atender ao critério geral de mínimo custo. De todo modo, como essa decisão dependeria das condições operativas vigentes de cada usina, de modo a garantir a segurança do suprimento das cargas. Por isso, ao nível deste trabalho, a opção foi de não avançar nesse caminho.

Figura 37 – Cenário A7: extensão nula das linhas de uso exclusivo dos geradores 1 e 2.



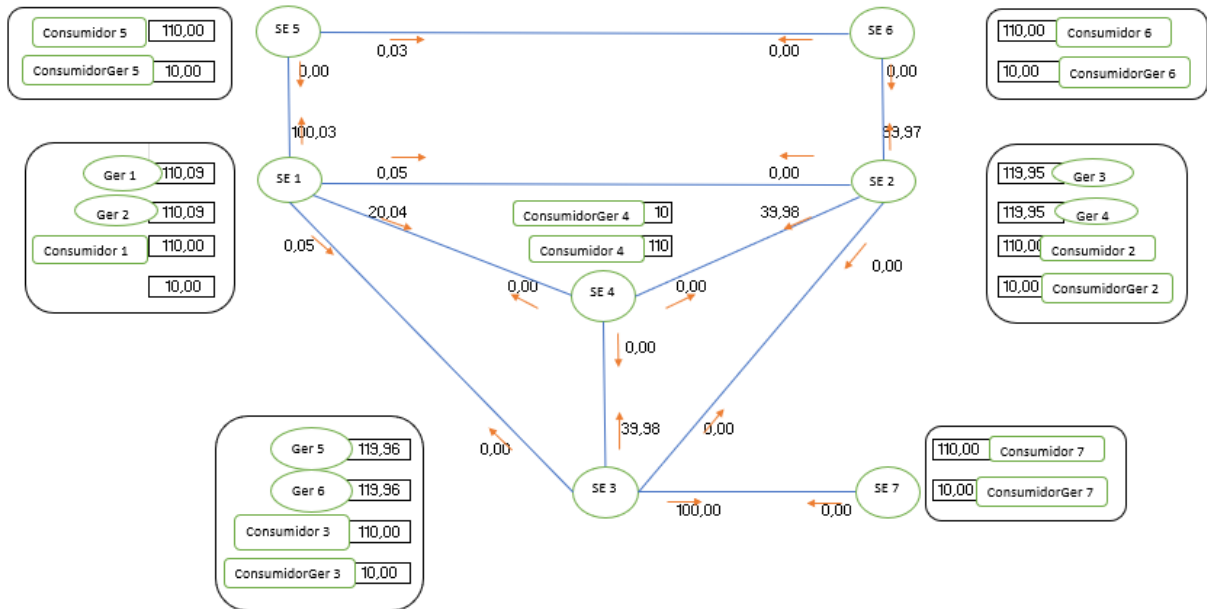
Fonte: elaboração própria.

h) Cenário B1

De volta às premissas do cenário de referência inicial, com: distribuições equilibradas de geração e consumo, linhas de transmissão de mesmas características construtivas e diferença apenas das extensões, exceto entre as subestações 1 e 4 cuja bitola possui dimensão inferior equivalente à metade das demais. Em condições normais, as bitolas dos cabos não chegam a tamanha variação percentual, mas é comum haver subcondutores, de modo que ao invés de apenas 1, as linhas possuem 2, 4 ou 6 subcondutores por linha, conforme Mamede Filho (2019). Neste caso, conforme Figura 38, ocorre redução na transmissão no trecho LT14 e na geração das

usinas 1 e 2, com aumento concomitante da geração das usinas 3, 4, 5 e 6, e da transmissão nas linhas LT24 e LT34.

Figura 38 – Cenário B1: LT14 com metade da bitola das demais

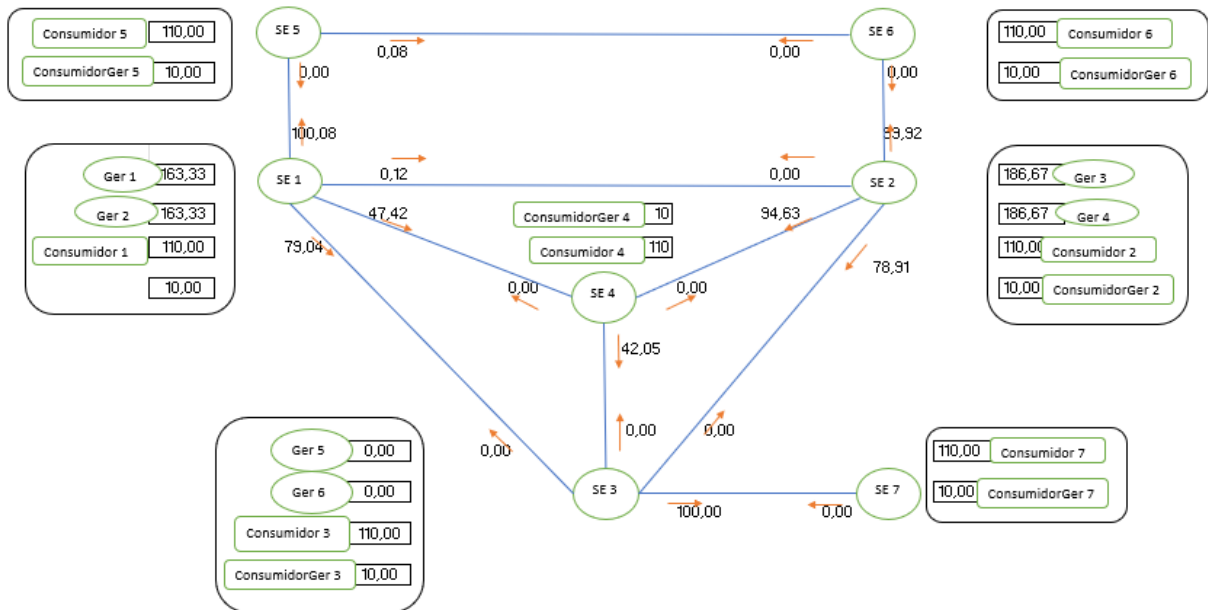


Fonte: Elaboração própria.

i) Cenário B2

A partir do cenário B1, consideremos a existência de uma crise de suprimento, como uma crise hídrica ou redução de disponibilidade de gás natural, que acarrete na necessidade de redução a zero da geração das usinas 5 e 6. Nestas condições, conforme a Figura 39, as usinas 1, 2, 3 e 4 assumem o suprimento das cargas, as duas primeiras um pouco menos em função da maior resistência da LT14 à passagem da corrente elétrica, motivo pelo qual o fluxo da LT24 é maior do que na LT14.

Figura 39 – Cenário B2: inoperância das usinas 5 e 6.

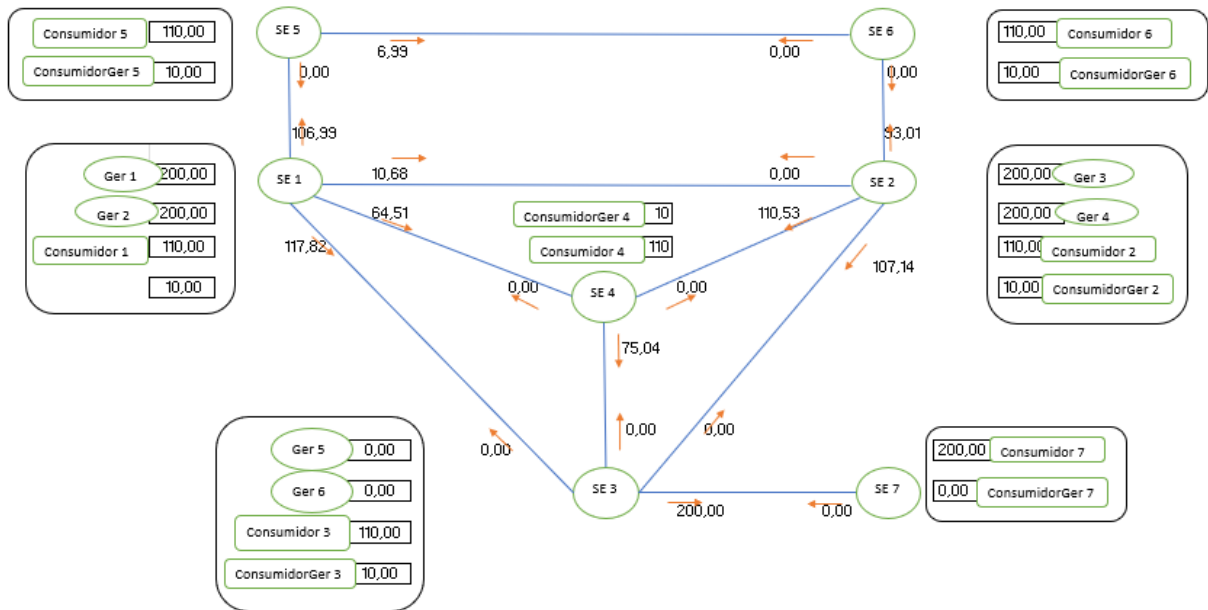


Fonte: Elaboração própria.

j) Cenário B3

A partir do cenário B2, considerar que a subestação 7 represente outro subsistema e que a linha LT37 seja a responsável pela integração energética. Além disso, considerando que a crise energética que afetou o cenário B2 também esteja afetando o outro subsistema, sendo necessário dobrar a quantidade de energia a ser transferida na LT37. Ou seja, a demanda e a geração distribuída na subestação 7 são 200MWh e 0, respectivamente. Neste caso, conforme a Figura 40, as usinas 1 a 4 operam no limite da capacidade para conseguirem suprir as demandas das subestações 1 a 6 e ainda enviar o excedente para o subsistema representado pela subestação 7. Em função da maior resistência ôhmica no trecho LT14, o fluxo nesse trecho é inferior ao da LT24, em compensação a partir da subestação 1 o fluxo segue no sentido LT12, bem como é maior em LT13 do que em LT23.

Figura 40 – Cenário B3: crise energética no subsistema da subestação 7.



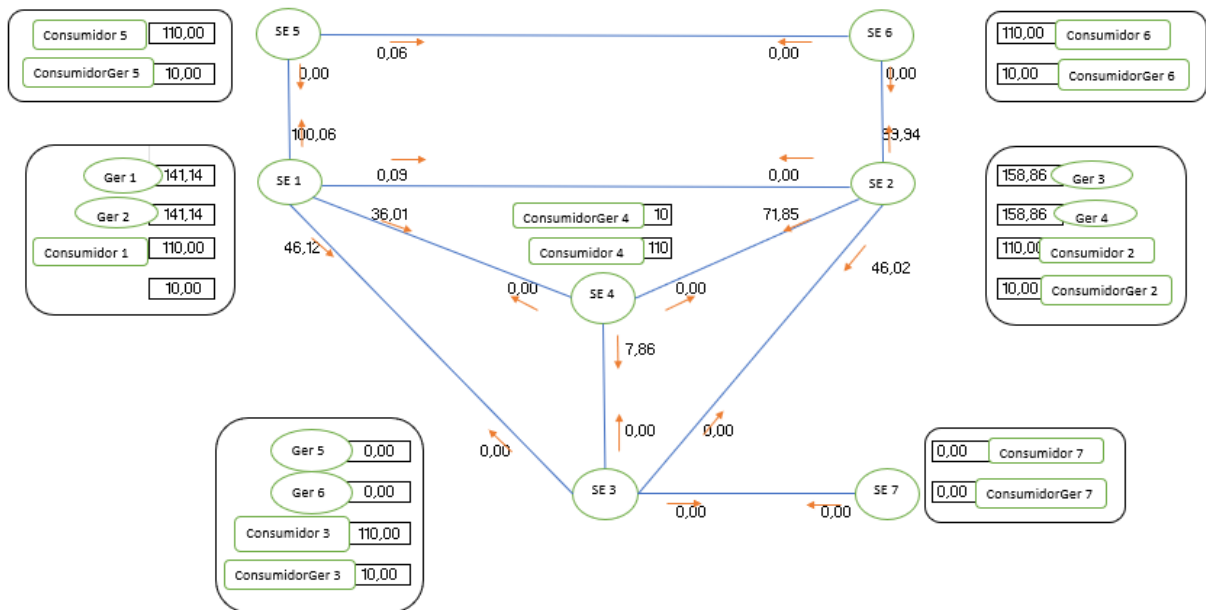
Fonte: elaboração própria.

k) Cenário B4

A partir do cenário B3, considere que o quadro de degeneração da rede do outro subsistema (representado pela subestação 7) tenha desencadeado a atuação dos sistemas de proteção que isolaram os subsistemas desligando a interligação LT37, ou seja $Cap_{LT37} = Cap_{LT73} = 0$. Nesta situação, conforme a Figura 41, sob o horizonte do subsistema estudado, a demanda na subestação 7 é nula.

Com isso, as usinas 1 a 4 passam a operar com fornecimento mais reduzido; as usinas 1 e 2 atendem às cargas da subestação 5; as usinas 3 e 4, às cargas da subestação 6; e todas, usinas de 1 a 4, se dividem no atendimento às cargas da subestação 3. As usinas 3 e 4 assumem mais o atendimento aos consumidores conectados na subestação 4, em função da maior resistência do circuito entre as usinas 1 e 2 e a subestação 4.

Figura 41 – Cenário B4: Operação isolado do subsistema representado pela subestação 7.



Fonte: elaboração própria.

4.3 Desempenho Computacional

O software utilizado para a realização dos cálculos foi o LINGO na versão 19.0. Conforme a empresa Lindo Systems Inc. (2022), o Lingo é um software de modelagem de otimização para programação linear, não linear, inteiro, quadrática, cone de segunda ordem, semi-definido e estocástico. Possui capacidade para exposição dos resultados associado a recursos visuais, apesar de não terem sido utilizados neste trabalho. Além disso, permite vinculação com banco de dados onde possa captar as informações necessárias, assim como foi feito neste trabalho. Ademais também possibilita a exposição dos resultados em banco de dados ou planilha, como também foi realizado neste trabalho, facilitando a geração de relatórios de suporte gerencial.

O Lingo funciona em conjunto com solvers incorporados, tornando desnecessário especificar ou carregar algum solucionador em separado, pois a partir da formulação o próprio Lingo seleciona automaticamente o solucionador adequado. No caso do modelo deste trabalho, o Lingo reconheceu tratar-se de programação quadrática, conforme o próprio programa expôs nas Figuras 42 a 45.

Com o cenário de referência completo, o Lingo atinge o resultado com o tempo de 0,23s após 19 iterações, conforme Figura 42. Esse desempenho foi mantido para todos os cenários A1 a A7.

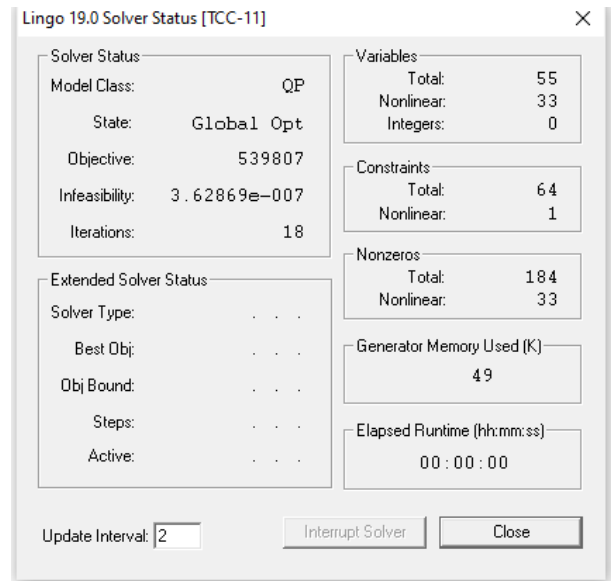
Figura 42 – Desempenho do Lingo com o cenário de referência

Solver Status Model Class: QP State: Global Opt Objective: 1.04366e+006 Infeasibility: 6.13405e-006 Iterations: 20		Variables Total: 55 Nonlinear: 33 Integers: 0
Extended Solver Status Solver Type: . . . Best Obj: . . . Obj Bound: . . . Steps: . . . Active: . . .		Constraints Total: 64 Nonlinear: 1
		Nonzeros Total: 184 Nonlinear: 33
		Generator Memory Used (K) 49
		Elapsed Runtime (hh:mm:ss) 00:00:01
Global optimal solution found. Objective value: 1043661. Infeasibilities: 0.6134049E-05 Total solver iterations: 20 Elapsed runtime seconds: 0.22 Model is convex quadratic		

Fonte: elaboração própria a partir do resultado do Lingo.

Fazendo alterações aleatórias no cenário de referência apenas nos valores dos parâmetros, mantendo distinção entre todos, o Lingo conseguiu atingir o resultado com menos interações, porém com mais tempo, conforme Figura 43.

Figura 43 – Desempenho do Lingo no cenário de referência com alteração dos valores dos parâmetros

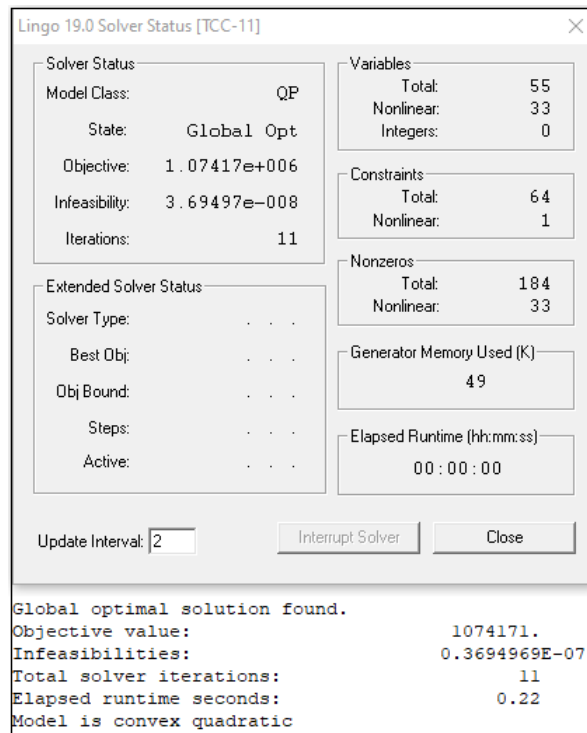


```
Global optimal solution found.
Objective value:                539807.4
Infeasibilities:                0.3628685E-06
Total solver iterations:        18
Elapsed runtime seconds:        0.28
Model is convex quadratic
```

Fonte: elaboração própria a partir do resultado do Lingo.

De modo a demonstrar o desempenho em uma rede mais simplificada do que o cenário de referência, considerar nulo consumo e geração nas subestações 5 e 6, bem como nulas as capacidades das linhas LT15 e LT26. O Lingo conseguiu atingir o resultado no mesmo tempo, porém com apenas 11 iterações, conforme Figura 44.

Figura 44 – Desempenho do Lingo no cenário sem as subestações 5 e 6 e as linhas que conectam essas subestações



Fonte: elaboração própria a partir do resultado do Lingo.

Em um cenário ampliado, incluindo mais uma subestação e uma linha de transmissão, para conectar essa nova subestação na subestação 3, conforme proposto no Apêndice C, o desempenho do Lingo foi praticamente o mesmo do cenário de referência, contudo aumentou o número de variáveis e parâmetros requerendo maior uso de memória, conforme Figura 45.

Figura 45 – Desempenho do Lingo com mais uma subestação e uma linha de transmissão

Solver Status Model Class: QP State: Global Opt Objective: 1.75164e+006 Infeasibility: 5.37657e-006 Iterations: 21		Variables Total: 87 Nonlinear: 84 Integers: 0	
Extended Solver Status Solver Type: Best Obj: Obj Bound: Steps: Active:		Constraints Total: 96 Nonlinear: 1	
		Nonzeros Total: 295 Nonlinear: 84	
		Generator Memory Used (K) 58	
		Elapsed Runtime (hh:mm:ss) 00:00:00	
Global optimal solution found. Objective value: 1751635. Infeasibilities: 0.5376571E-05 Total solver iterations: 21 Elapsed runtime seconds: 0.23 Model is convex quadratic			

Fonte: elaboração própria.

4.4 Discussão

Os cenários apresentados demonstram o desempenho do sistema de transmissão e as alternativas de otimização de custos. Em cada cenário foram inseridas alterações cumulativas que podem ser objeto de decisão durante o processo de planejamento estratégico de operação da rede. Dessa forma, é possível identificar as melhores alternativas operativas em condições de degradação da rede por desligamentos não planejados, assim como em caso de necessidade de desenergizações programadas para manutenção. Além disso, também foi verificado o desempenho da rede em função de alterações construtivas em linhas de transmissão, de modo a subsidiar o processo decisório no âmbito do planejamento estratégico da expansão da rede.

Por se tratar de um protótipo, foram adotadas diversas simplificações acerca da gama de parâmetros elétricos. Contudo, não se trata de desprezar os efeitos associados, mas sim de agrupá-los com o intuito de verificar os resultados relativos, comparando as alternativas de percursos para a energia elétrica. Ademais, o próprio sistema de medidas por unidade denominado “pu” que é muito aplicado na engenharia

elétrica, conforme Mamede Filho (2019), normaliza os números como fração de um valor adotado como referência, ao invés de tratar com números absolutos. Dessa forma, os efeitos são calculados a partir da comparação relativa à condição base. De todo modo, a adoção segregada de mais fenômenos elétricos é uma possibilidade de evolução para o modelo.

O fato do modelo ter sido simulado com 7 subestações não é necessariamente uma limitação, pois a despeito de não permitir uma visão holística da rede, pode facilitar a visualização dos efeitos em determinados trechos do sistema elétrico. O modelo além de permitir expansão para incluir novas usinas, linhas, subestações e consumidores, também pode representar um conjunto de instalações de um amplo sistema. Ou seja, cada subestação pode representar um portal de intercâmbio energético com um subsistema adjacente, conforme demonstrado no cenário B3.

Uma limitação identificada no modelo foi na hipótese de desconsiderar as perdas nas linhas dos geradores, por exemplo considerando nula a extensão das linhas de uso exclusivo. Então, no caso das usinas conectadas em uma mesma subestação possuírem custos de geração iguais e custos de transmissão nulos, o modelo escolhe aleatoriamente uma das usinas e concentra nela a geração demandada desta subestação, até o limite da capacidade da usina. Este resultado atende à minimização de custos, no entanto do ponto de vista de segurança e confiabilidade, melhor seria a indicação de divisão da geração por ambas as usinas, pois em caso de desligamento indesejado de uma usina, a outra já estaria atendendo parte da carga da subestação. Caso alguma das usinas atinja o limite de capacidade a outra poderia continuar assumindo carga. Assim, mitigaria o período transitório necessário até que as demais usinas assumam a carga excedente. O trabalho de Reis e Leal (2014) com hipercaminhos permite a utilização de condicionamentos para a escolha de alternativa além do componente de custo, ensejando futuras evoluções do modelo.

Por fim, foi apresentado no Apêndice C os procedimentos necessários para a ampliação do modelo de modo a comportar dois tipos de acréscimo na rede: uma nova linha de transmissão em paralelo com outra existente e uma nova subestação conectada em alguma das subestações existentes por uma nova linha de transmissão.

5 Conclusões

No sistema elétrico brasileiro está reduzindo o predomínio da geração hidrelétrica concentrada em usinas de grande porte e com capacidade de armazenamento. Rapidamente estão sendo agregadas inúmeras usinas de menor capacidade, distribuídas geograficamente, dependentes de fontes energéticas intermitentes e sem capacidade de armazenamento. Outros fenômenos também têm provocado modificações no funcionamento da rede, como a expansão dos “prosumers”, consumidores que também geram energia elétrica e exportam o excedente para a rede. Essas novas características têm tornado mais complexo o processo decisório do planejamento estratégico da operação e da expansão do sistema de transmissão de energia elétrica brasileiro, bem como acarreta a necessidade de elevação de investimentos na expansão da rede.

Neste contexto, inúmeros trabalhos têm sido desenvolvidos para modernizar e aprimorar as técnicas empregadas de cálculo computacional utilizados para suporte do planejamento tático, estratégico e operacional da expansão e da operação do sistema de transmissão de energia elétrica. As próprias instituições responsáveis pela governança do setor elétrico nacional têm promovido pesquisas científicas e empresariais para atender às necessidades crescentes de prospecção da conjuntura de operação futura, em condições normais e adversas de funcionamento da rede.

Ademais, critérios de confiabilidade impõem condições de ociosidade operacional para a utilização das capacidades de geração e transmissão, acarretando em ineficiências dos recursos energéticos e dos investimentos realizados. Assim sendo, o crescente custo da energia elétrica tem ensejado questionamentos acerca da validação desses critérios, em especial diante dos novos recursos tecnológicos disponíveis. Por outro lado, a sociedade demanda melhor atendimento e redução da frequência e da duração dos desligamentos provocados por falhas de funcionamento ou operação da rede. Portanto, a conciliação da dicotomia entre custo e confiabilidade pode perpassar pela existência de modelos preditivos confiáveis acerca do funcionamento do sistema elétrico.

Com esse ensejo surge este trabalho, no intuito de contribuir com o esforço de dotar as equipes setoriais de recursos computacionais preditivos mais modernos e adaptados ao estágio atual de desenvolvimento tecnológico, regulatório e legal. Este

trabalho teve o objetivo de desenvolver um modelo matemático e computacional para apoio ao processo decisório associado ao planejamento estratégico da operação e da expansão do sistema de transmissão de energia elétrica. O intuito é facilitar a identificação de quais usinas deveriam ser escolhidas para atender as demandas dos consumidores e qual o montante de geração a ser acionado, de modo a minimizar o custo em função das condições do sistema transmissão. Para isso, o modelo considera: a dinâmica de variação dos custos de geração de cada usina e dos custos das perdas energéticas nas linhas de transmissão, as limitações de capacidade das usinas e das linhas, e as características construtivas das linhas de transmissão.

Para atingir esse resultado foi realizada uma pesquisa ao longo dos anos de 2021 e 2022. Foi adotado o método de abordagem hipotético-dedutivo e o método de procedimento de investigação observacional, para mapear práticas adotadas na operação e no planejamento do setor elétrico, permitindo ao pesquisador obter informações para a descrição e compreensão do fenômeno pesquisado. Por se tratar de pesquisa social com a finalidade aplicada, o nível de pesquisa foi exploratório, sendo realizado levantamento de dados bibliográfico e documental, para subsidiar a abordagem quantitativa do problema.

Os dados coletados foram analisados através de modelagem matemática e programação computacional de redes do tipo não linear quadrática, sendo verificada a aplicação a condições factíveis de implantação e funcionamento do sistema elétrico brasileiro. A partir de um modelo simplificado de rede elétrica constituído por 7 nós e 10 caminhos de interligação dos nós, foi implementado um equacionamento em programação matemática com as linguagens computacionais: Excel e LINGO. Após a validação do modelo, foram construídos cenários a partir de cadeias de eventos que simulam alterações reais na rede, como por exemplo: desligamentos não programados, redução temporária de capacidade ou variação de custo de geração.

O desempenho computacional foi favorável, principalmente em função do equacionamento que inclui uma avaliação prévia das interligações das usinas na rede, ao invés de deixar esse processo automatizado pelo programa. Com isso, o esforço computacional foi mitigado, sem no entanto acarretar prejuízos para a implementação do modelo, haja vista em condições reais o número de usinas é menor do que o número de nós (subestações), reduzindo o esforço de modelagem dos balanços dos nós.

A despeito das premissas desconsiderarem a complexidade de alguns fenômenos elétricos, o modelo demonstrou condições de servir como protótipo a ser explorado e aperfeiçoado para suprir as lacunas ainda não superadas. A avaliação é que o modelo é mais promissor para suporte ao processo decisório de operação do sistema, fornecendo resultados otimizados de distribuição da energia entre as usinas e conseqüentemente entre as linhas, diante do dinamismo das condições operativas da rede.

Contudo, o modelo como foi imaginado se torna mais limitado para suporte ao planejamento da expansão, pois para inferir as opções otimizadoras de novas instalações para uma rede, é oportuno agregar características estocásticas. Ainda assim, seria possível aplicar o modelo para averiguar o efeito decorrente do acréscimo de novas instalações específicas. Inclusive, no Apêndice C foi compartilhado o roteiro para a expansão do modelo em função de novas subestações e novas linhas.

O objetivo inicial era que o modelo tivesse avançado para incluir condições sazonais, permitindo automatizar as alterações de distribuições de fluxo entre usinas e conseqüentemente entre as linhas de acordo com as alterações sazonais de custos e de capacidade. Inclusive, seria possível traçar gráficos demonstrando as alterações de fluxo e não apenas “fotografias” do tempo real. Contudo, o primeiro intuito com a pesquisa era justamente contribuir com o planejamento das ações a serem adotadas em tempo real na operação, com isso o aprimoramento da sazonalidade ficou para proposições futuras. Não obstante, no decorrer da pesquisa, ao tomar conhecimento que o planejamento da operação considera um balanceamento de custos de fontes energéticas entre presente e futuro, restou evidente o quanto esse aprimoramento da sazonalidade pode agregar valor para o modelo, convergindo-o ainda mais no sentido das necessidades reais. Com isso, é possível com isso se tornar mais promissor também para subsidiar decisões de planejamento da expansão, a partir da utilização de dados estocásticos sazonais de afluência hídrica e eólica.

6 Referências

- ABRACEL, Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia. **Mercado Livre**. Brasília: 2022. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/quem-somos/>>. Acessado em: 1 de agosto de 2022.
- Alphasolar. **Lei 14.300: Quais são as Principais Mudanças do Marco Legal da GD**. Disponível em: <<https://alphasolar.com.br/lei-14-300/#:~:text=A%20Lei%2014.300%20é%20a%20responsável%20pela%20criação,compensa%20esse%20uso%20com%20os%20créditos%20de%20geração>>. Acessada em: 20 de julho de 2022.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 117/2021-SRT-SRG-SFE-SCT-SFG/ANEEL, de 15 de dezembro de 2021**, SIC nº 48552.001410/2021-00. Brasília: 2021.
- ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004**. Brasília, DF, 11 jun. 2004. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2004067.pdf>>. Acessado em: 03 out. 2017
- ARAGÃO, A. S. de. **Direito dos Serviços Públicos**. 2ª Edição. Rio de Janeiro: Forense, 2008.
- BARRETO, L. S. Modelo de Otimização para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição Considerando Geração Distribuída. Porto Alegre: Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, 2007. Disponível em: <<https://meriva.pucrs.br/dspace/handle/10923/3159?locale=em>>. Acessado em 12 de setembro de 2022.
- BELFIORE, P; FÁVERO, L. P. **Pesquisa Operacional para Cursos de Administração, Contabilidade e Economia**. Rio de Janeiro, Elsevier, 2012.
- BRASIL. Casal Civil. **Exposição de Motivos nº 00095/MME, de 11 de dezembro de 2003**. Brasília, DF, 11 dez. 2003. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Exm/2003/EM95-MME-03.htm>. Acessado em: 01 out. 2017.
- BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil, de 05 de outubro de 1988**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2006/lei/l11417.htm> Acesso em: 10 set. 2017.
- BRASIL. **Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010**. Diário Oficial de 29 de jul. de 2010, seção 1, p. 3). Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/decreto/D7246.htm>. Acessado em: 01 de julho de 2022.
- BRASIL. **Lei nº 11.079, de 30 de dezembro de 2004**. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 31 dez. 2004. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l11079.htm>. Acessado em: 02 out. 2017.
- Brasil. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, DF, 7 jan. 2022. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm>. Acessado em: 10 de agosto de 2022.

- BRASIL. **Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993.** Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 22 jun. 1993. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8666cons.htm>. Acessado em 01 out. 2017
- BRASIL. **Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.** Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 14 fev. 1995a. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8987compilada.htm>. Acessado em: 03/10/2017.
- BRASIL. **Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.** Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 8 jul. 1995b. Disponível em <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9074cons.htm>. Acessado em: 02/10/2017.
- BRASIL. **Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997.** Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 10 set. 1997. Disponível em <www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9491.htm>. Acessado em: 9 de junho de 2022.
- BRASIL. **Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018.** Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 28 dez.2018. Disponível em <https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/57219064/do1-2018-12-28-portaria-n-514-de-27-de-dezembro-de-2018-57218754>. Acessado em: 10 de julho de 2022.
- Colin, E. C. **Pesquisa Operacional - 170 Aplicações em Estratégia, Finanças, Logística, Produção, Marketing e Vendas.** Rio de Janeiro, Editora Atlas Ltda., 2ª edição, 2018.
- COPEL, Companhia Paranaense de Energia. **A Eletricidade.** Disponível em: <<https://www.copel.com/site/educacao/a-eletricidade/>>. Acessado em: 10 de julho de 2022.
- CREDER, H. **Instalações Elétricas.** Rio de Janeiro, Editora LTC, 2022.
- CTEEP, Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A. **Projetos em Cooperação com os Agentes do Setor Elétrico. Planejamento Integrado e Flexível.** Sítio eletrônico, 2022. Disponível em: <<https://www.isacteep.com.br/pt/negocios/inovacao>>. Acessado em: 10 de julho de 2022.
- DEZOLT, A.L. et. al. As Alianças Público-Privadas para o Desenvolvimento – Desafios e Restrições à suas Implantação. In: Brasil. Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão. **Infraestrutura e Parcerias para o Desenvolvimento: As Alianças Público-Privadas.** Brasília: Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão, 2016.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Avaliação das Perdas no Sistema Elétrico Brasileiro.** Nota Técnica nº 01/2017, de 26 de setembro de 2017, pág. 13 e 14. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-610/NT%20GT%20Perdas%20-%20Versão%20Final%20\(1\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-610/NT%20GT%20Perdas%20-%20Versão%20Final%20(1).pdf)>. Acessado em: 15 de julho de 2022.

- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Desafios da Transmissão no Longo Prazo**. Documento de Apoio ao PNE 2050. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/Desafios%20da%20Transmissao.pdf>>. Acessado em: 5 de julho de 2022.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Inserção de Novas Tecnologias**. 1º Relatório Diagnóstico. GT Modernização do Setor Elétrico, Portaria nº 187/2019, Relatório do Grupo Temático. Rio de Janeiro, 2019, p.43. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/Documents/Modernizacao-Setor-Eletrico/Novas-Tecnologias/1o%20Relatorio%20-%20Diagnostico.pdf>>. Acessado em: 10 jul.22
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Panorama e Perspectivas sobre Integração Energética Regional**. Rio de Janeiro: 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/Integracao%20Energetica%20Regional.pdf>>. Acessado em: 10 de junho de 2022.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Relatório R1 nº EPE-DEE-RE-148/2021-rev0 – “Estudo de Escoamento de Geração na Região Nordeste – Volume 1: Área Sul”**. Rio de Janeiro, 2021, p.148. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/leiloes-de-energia/leiloes-de-transmissao/estudos-de-planejamento>>. Acessado em: 20 de setembro de 2022.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia, p. 336 a 340, 2022a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal.pdf>. Acessado em: 10 jun. 2022.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Apresentação: **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Rio de Janeiro: 2022b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno%20de%20Transmissao%20de%20Energia%20-%20PDE%202031_v2.pdf>. Acessado em: 8 de junho de 2022.
- FGV, Fundação Getúlio Vargas. **Concessões no Setor Elétrico Brasileiro. Evolução e Perspectivas**. Rio de Janeiro: Synergia, 1ª ed., 2022. Disponível em: <<https://dc5142.fgv.br/sites/default/files/publicacoes/2022-08/fgv-concessoes-int-1.pdf>>. Acessado em: 15 de agosto de 2022.
- FLEURY, F. **O Financiamento de Concessões e Parcerias Público-Privadas no Brasil**. In: Brasil. Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão. **Infraestrutura e Parcerias para o Desenvolvimento: As Alianças Público-Privadas**. Brasília: Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão, 2016.
- FREITAS, H.; BECKER, J.L.; Kladis, C. M.; HOPPEN, N. **Informação e Decisão: Sistemas de Apoio e seu Impacto**. Porto Alegre/RS: Editora Atlas, 1997. Disponível em: <https://www.sphinxbrasil.com/assets/files/livros/INFORMACAO_E_DECISAO_

_Sistemas_de_apoio_e_seu_impacto___1996.pdf>. Acessado em 10 de maio de 2022.

GIL, A.C. **Métodos e Técnicas de Pesquisa Social**. São Paulo: Atlas, 2008.

HILLIER, F. S.; Lieberman, G. J. **Introdução à Pesquisa Operacional**. São Paulo: McGraw-Hill, 2006.

IDEC, Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor. **O Sistema de Energia Brasileiro: Nacional e Integrado**, 2022. Disponível em: <https://idec.org.br/edasaconta_bkp/sistema>. Acessado em: 01 de agosto de 2022.

INTELBRAS. **Taxação do Sol? Saiba o que é a Lei 14.300/2022**. Sítio eletrônico, 2022. Disponível em: <https://blog.intelbras.com.br/taxacao-do-sol/?gclid=CjwKCAjwi8iXBhBeEiwAKbUofdlA96vn3SazPALuYZmENNmymI-FaYjz-_LfmopZbNPSVv1am78CxoCEjYQAvD_BwE>. Acessado em: 10 de julho de 2022.

JUSTEN FILHO, M.. **Teoria Geral das Concessões de Serviço Público**. São Paulo: Dialética, 2003.

KERLINGER, F. N. **Metodologia da Pesquisa em Ciências Sociais: Uma Tradução Conceitual**. São Paulo: Editora Pedagogia Universitária - EPU, 1910. Disponível em: <<https://pt.scribd.com/document/532513305/Kerlinger-F-N-Metodologia-Da-Pesquisa-Em-Ciencias-Sociais>>. Acessado em: 10 de setembro de 2022.

LACERDA, D.P.; DRESCH, A.; PROENÇA, A.; JÚNIOR, J. A. V. A. **Design Science Research: Método de Pesquisa para a Engenharia de Produção**. *Gestão & Produção*, 2013, v. 20, n. 4, p. 741-761. Disponível em: <<https://doi.org/10.1590/S0104-530X2013005000014>>. Acessado em 10 de setembro de 2022.

LEITE, P. T.; CARNEIRO, A.A.F.M.; CARVALHO, A.C.P.L.F. **Aplicação de Algoritmos Genéticos na Determinação da Operação Ótima de Sistemas Hidrotérmicos de Potência**. São Paulo: Universidade Federal do ABC, 04 de abril de 2006, *Revista Controle & Automação/Vol.17 nº1*. Disponível em: <<https://www.scielo.br/j/ca/a/VncvsGGhxCPbBhkpsxq6vYQ/?format=pdf&lang=pt>>. Acessado em: 10 de setembro de 2022.

LINDO, SYSTEM INC. I. **LINGO 19.0 - Software de Modelagem de Otimização para Programação Linear, Não Linear e Integer**. Disponível em: <<https://www.lindo.com/index.php/products/lingo-and-optimization-modeling>>. Acessado em: 08 de maio de 2022.

LOPES, J.E.G. **Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Produção de Energia Elétrica**. São Paulo: Universidade de São Paulo – USP, 2007. Disponível em: <<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3147/tde-27072007-185658/publico/LopesJEG2007Tese.pdf>>. Acessado em: 11 de setembro de 2022.

MARCH, S. T.; SMITH, G. F. **Design and natural science research in Information Technology. Decision Support Systems**. Elsevier, v. 15, p. 251-266 (1995). In Lacerda et al (2012). Disponível em: <[http://dx.doi.org/10.1016/0167-9236\(94\)00041-2](http://dx.doi.org/10.1016/0167-9236(94)00041-2)>.

- MAMEDE FILHO, J. **Manual de Equipamentos Elétricos**. Rio de Janeiro: LTC, 2022, 5ª ed.
- MERCEDES, S. S. P.; Rico, J. A. P.; Pozzo, L.Y. **Uma Revisão do Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro**. Revista USP, São Paulo, nº 104, março. 2015.
- MIT, Massachusetts Institute of Technology. Utility of the Future. **An MIT Initiative Response to an Industry in Transition**, dez.2016, p. 270. Disponível em: <<https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf>>. Acessado em: 1 de agosto de 2022.
- MME, Ministério de Minas e Energia. **Portaria nº 187, de 4 de abril de 2019**.
- MOURA, A. P. de; MOURA, A.A.F.de; ROCHA, E.P. **Engenharia de sistemas de potência: transmissão de energia elétrica em corrente alternada**. Fortaleza: Edições UFC, 2019. Disponível em: <<https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/64537>>. Acessado em: 14 de agosto de 2022.
- MUMMEY, J.F.C. **Uma Contribuição Metodológica para a Otimização da Operação e Expansão do Sistema Hidrotérmico Brasileiro Mediante a Representação Estocástica da Geração Eólica**. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2017. Disponível em: <<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-11072017-160542/publico/JULIANACHADE.pdf>>. Acessado em: 10 de setembro de 2022.
- NOBREGA, M. (Org). **Economia Brasileira - A História Contada por Quem a Fez**. Distribuidora Cultura Maior. TV Cultura. 2016. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=sZ0kE-IgtoE&list=PLTAAAYmtbBHAsBfcCPT_1RnXy6LocOZp9_&index=5>. Acessado em: 13/10/2017.
- ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O que é o SIN**. Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acessado em: 02 de julho de 2022.
- ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de Rede. Submódulo 2.3. Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos**. Rio de Janeiro: 2021. Disponível em: <www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acessado em: 2 de maio de 2022.
- PIETRO, M. S. Z. Di. **Parcerias na Administração Pública: Concessão, Permissão, Terceirização, Parceria Público-Privada e Outras Formas**. 9ª Edição. São Paulo: Atlas, 2012.
- PRODANOV, C. C.; FREITAS, E. C. **Metodologia do trabalho científico: Métodos e Técnicas da Pesquisa e do Trabalho Acadêmico**. Novo Hamburgo: Universidade Feevale, 2013, 2ª ed. Disponível em: <https://aedmoodle.ufpa.br/pluginfile.php/291348/mod_resource/content/3/2.1-E-book-Metodologia-do-Trabalho-Cientifico-2.pdf>. Acessado em: 10 de setembro de 2022.

- PWC. Os Desafios do Setor Elétrico Brasileiro. **Avanços Esperados Frente à Transformação Global**, 2017. Disponível em: <<https://www.strategyand.pwc.com/br/pt/relatorios/os-desafios-do-setor-el-25c3-25a9trico-brasileiro.pdf>>. Acessado em: 15 de julho de 2022.
- REIS, S. A. dos; LEAL, J. E. **Uso do Conceito de Hiper caminhos no Transporte de Carga: Uma Análise Exploratória**. Rio de Janeiro: Journal of Transport Literature, v. 8, p. 271-294, 2014. Disponível em: <<https://www.scielo.br/j/jtl/a/WqBr6Pd7MvQTnbnk9qP9pr/abstract/?lang=pt>>. Acessado em: 12 de setembro de 2022.
- REZENDE, L.S. **Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão Através de Otimização por Colônia de Formigas**. Itajubá: Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, 2006. Disponível em: <https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/3227/Dissertação_200630236.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acessado em: 11 de setembro de 2022.
- SADIKU, M. N. O., ALEXANDER, C. K. **Fundamentos de Circuitos Elétricos**. Porto Alegre, 5ª edição, 2013
- SALOMÃO FILHO, C. **Regulação da Atividade Econômica**. 2ª Edição. São Paulo: Editora Malheiros, 2008.
- SILVA, L. N. C. L. N.; Américo, J. P.; Dranka, G. G.; Stefenon, S. F.; MADRUGA, G. G. **Tutorial do Programa Anarede com Base em Configurações do Sistema Elétrico de Potência**. Paraná: 2017. Disponível em: <<https://www.researchgate.net/publication/317229699>>. Acessado em: 05 de julho de 2022.
- TOLMASQUIM, M. T. **Novo Modelo do Setor Elétrico**. Rio de Janeiro: Synergia; EPE: Brasília, 2011.
- TORTELLI, O. L. **Evolução do Setor Elétrico – Marcos Históricos**. Curitiba/PR: Universidade Federal do Paraná, Departamento de Engenharia Elétrica, 2019. Disponível em: <https://www.eletrica.ufpr.br/odilon/te339/aula1_4.pdf>. Acessado em: 10 de setembro de 2022.
- UNIFEI – Universidade Federal de Itajubá. **Curso “Operação e Otimização de Usinas Hidrelétricas”**. Sítio eletrônico: 2022. Disponível em: <<https://unifei.edu.br/evento/inscricoes-curso-operacao-e-otimizacao-de-usinas-hidreletricas/>>. Acessado em: 20 de agosto de 2022.

Apêndices

Apêndice A – Código fonte no Lingo

!Otimização do Planejamento do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica;

!Legenda: Linha de Transmissão = LT;

Sets:

Subestacao;;

Linha (Subestacao, Subestacao): CapLT, CustoLT, QuantLT;

Gerador : CapGer, CustoGer, CustoGerLT, QuantGer;

Consumidor : Dem, QuantGerDist;

EndSets

!FO;

Min = @SUM(Gerador(i):CustoGer(i)*QuantGer(i))

+@SUM(Gerador(i):CustoGerLT(i)*QuantGer(i)*QuantGer(i))

+@SUM(Linha(i,j):CustoLT(i,j)*QuantLT(i,j)*QuantLT(i,j));

!Restrições de atendimento ao consumo;

@SUM (Gerador(i): QuantGer(i)) + @SUM (Consumidor(i): QuantGerDist(i) - Dem(i)

) = 0;

!Restrições de geração em cada gerador;

@FOR (Gerador(i): QuantGer(i) <= CapGer(i)) ;

!Restrições de transmissão;

@FOR(Linha(i,j):QuantLT(i,j) <= 1.1*CapLT(i,j)) ;

!Restrição de balanço na Subestação 1;

$$\text{QuantGer}(1)+\text{QuantGer}(2) +@SUM(\text{Consumidor}(i)|i\#EQ\#1:\text{QuantGerDist}(i)-\text{Dem}(i))$$

$$+@SUM(\text{Linha}(i,j)|j\#EQ\#1:\text{QuantLT}(i,j)) - @SUM(\text{Linha}(i,j)|i\#EQ\#1:\text{QuantLT}(i,j))= 0;$$

!Restrição de balanço na Subestação 2;

$$\text{QuantGer}(3)+\text{QuantGer}(4) +@SUM(\text{Consumidor}(i)|i\#EQ\#2:\text{QuantGerDist}(i)-\text{Dem}(i))$$

$$+@SUM(\text{Linha}(i,j)|j\#EQ\#2:\text{QuantLT}(i,j)) - @SUM(\text{Linha}(i,j)|i\#EQ\#2:\text{QuantLT}(i,j)) = 0;$$

!Restrição de balanço na Subestação 3;

$$\text{QuantGer}(5)+\text{QuantGer}(6) +@SUM(\text{Consumidor}(i)|i\#EQ\#3:\text{QuantGerDist}(i)-\text{Dem}(i))$$

$$+@SUM(\text{Linha}(i,j)|j\#EQ\#3:\text{QuantLT}(i,j)) - @SUM(\text{Linha}(i,j)|i\#EQ\#3:\text{QuantLT}(i,j)) = 0;$$

!Restrição de balanço na Subestação 4;

$$@SUM(\text{Consumidor}(i)|i\#EQ\#4:\text{QuantGerDist}(i)-\text{Dem}(i))$$

$$+@SUM(\text{Linha}(i,j)|j\#EQ\#4:\text{QuantLT}(i,j)) - @SUM(\text{Linha}(i,j)|i\#EQ\#4:\text{QuantLT}(i,j))=0;$$

!Restrição de balanço na Subestação 5;

$$@SUM(\text{Consumidor}(i)|i\#EQ\#5:\text{QuantGerDist}(i)-\text{Dem}(i))$$

$$+@SUM(\text{Linha}(i,j)|j\#EQ\#5:\text{QuantLT}(i,j)) - @SUM(\text{Linha}(i,j)|i\#EQ\#5:\text{QuantLT}(i,j))=0;$$

!Restrição de balanço na Subestação 6;

$$@SUM(\text{Consumidor}(i)|i\#EQ\#6:\text{QuantGerDist}(i)-\text{Dem}(i))$$

$$+@SUM(\text{Linha}(i,j)|j\#EQ\#6:\text{QuantLT}(i,j)) - @SUM(\text{Linha}(i,j)|i\#EQ\#6:\text{QuantLT}(i,j))=0;$$

!Restrição de balanço na Subestação 7;

$$@SUM(\text{Consumidor}(i)|i\#EQ\#7:\text{QuantGerDist}(i)-\text{Dem}(i))$$

$$+@SUM(\text{Linha}(i,j)|j\#EQ\#7:\text{QuantLT}(i,j)) - @SUM(\text{Linha}(i,j)|i\#EQ\#7:\text{QuantLT}(i,j))=0;$$

Data:

!importação de dados do Excel;

Subestacao, Gerador, Consumidor, CapGer, CapLT, Dem, QuantGerDist, CustoGer, CustoGerLT, CustoLT = @Ole('TCC11.xlsx');

!exportação de dados para o Excel;

@Ole ('TCC11.xlsx', 'QuantGer', 'QuantLT') = QuantGer, QuantLT;

Enddata

Apêndice B – Planilha de Cálculo assessoria para o Lingo

A Tabela 15 foi utilizada para a inserção da informação do quantitativo de nós e dos nomes (números) atribuídos a cada um. Na cor verde os dados a serem preenchidos.

Tabela 15 – Dado de entrada com a quantidade de nós e os respectivos nomes

Subestacao
1
2
3
4
5
6
7

Fonte: elaboração própria

A Tabela 16 foi utilizada para a introdução das informações acerca das usinas, iniciando pela quantidade e os respectivos nomes (números), juntamente com a capacidade e o custo de cada uma. Além disso, foi possibilitado que o usuário estabeleça que cada usina disponha de uma linha de uso exclusivo que a conecta na subestação mais próxima, sendo possível informar diferentes cabos e distâncias, interferindo no custo de transmissão específico da usina, a partir da divisão entre esses dois números. Por fim, essa mesma tabela também recebe os resultados da variável quantidade de energia gerada em cada usina. Na cor verde os dados a serem preenchidos.

Tabela 16 – Dados de entrada das usinas

Gerador	CapGer	CustoGer	Custo de Transmissão da Conexão do Gerador			QuantGer
			Cabo	Distância	CustoGerLT	
1	200	100	1	0,5	0,5	141,14
2	200	100	1	0,5	0,5	141,14
3	200	100	1	0,5	0,5	158,86
4	200	100	1	0,5	0,5	158,86
5	200	100	1	0,5	0,5	0,00
6	200	100	1	0,5	0,5	0,00

Fonte: elaboração própria.

A Tabela 17 foi utilizada para inserir as informações acerca dos parâmetros associados aos consumidores. Primeiro, informando o quantitativo de consumidores e os nomes (números); depois a demanda de cada um e o quanto injetam de excedente de energia na rede. Na cor verde os dados a serem preenchidos.

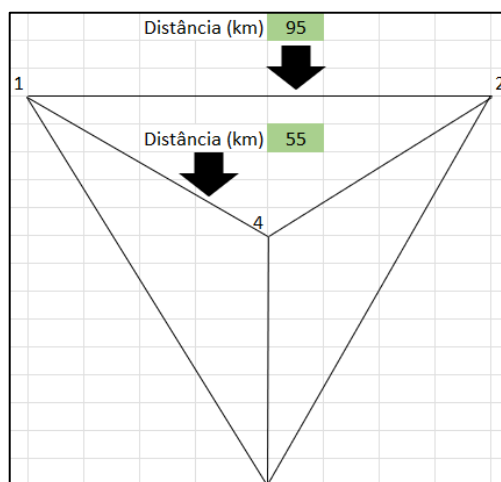
Tabela 17 – Dados de entrada dos consumidores

Consumidor	Demanda	GeraçãoDistribuída
1	110	10
2	110	10
3	110	10
4	110	10
5	110	10
6	110	10
7	110	10

Fonte: elaboração própria.

As distâncias atribuídas às subestações 1, 2, 3 e 4 pode ser observada a partir da Figura 46, que resulta no formato de triângulo equilátero, com a subestação 4 na posição central. Na cor verde os dados a serem preenchidos.

Figura 46 – Distâncias entre as subestações 1, 2, 3 e 4.



Fonte: elaboração própria.

A Tabela 18 foi utilizada para a inserção dos dados a serem utilizados para calcular os parâmetros das linhas de transmissão. A partir das informações da bitola de cada circuito e da extensão foi calculada a fração que foi utilizada como a representação do custo de transmissão por este circuito. Na cor verde os dados a serem preenchidos.

Tabela 18 – Dados de entrada das linhas de transmissão

Subestacao A	Subestacao B	Bitola	Distância	Custo
1	2	1	95	95
1	3	1	95	95
1	4	1	55	55
1	5	1	25	25
2	3	1	95	95
2	4	1	55	55
2	6	1	25	25
3	4	1	55	55
3	7	1	25	25
5	6	1	95	95

Fonte: elaboração própria.

A Tabela 19 apresenta as extensões de todas as linhas de transmissão. As células foram demarcadas em cinza, com a intenção de indicar que não devem ser

alteradas, pois respeitam a disposição física adotada como referência no modelo. Contudo, é possível adotar quaisquer extensões, desde que resguardem lógica na interdependência entre os números.

Tabela 19 – Extensões das linhas de transmissão.

Subestações	1	2	3	4	5	6	7
1	100000	95	95	55	25	100000	100000
2	95	100000	95	55	100000	25	100000
3	95	95	100000	55	100000	100000	25
4	55	55	55	100000	100000	100000	100000
5	25	100000	100000	100000	100000	95	100000
6	100000	25	100000	100000	95	100000	100000
7	100000	100000	25	100000	100000	100000	100000

Fonte: elaboração própria.

A Tabela 20 apresenta as extensões de todas as linhas de transmissão. As células demarcadas em cinza não devem ser alteradas, enquanto as verdes devem ser preenchidas com os dados do parâmetro de capacidade das linhas.

Tabela 20 – Dados de entrada acerca das capacidades das linhas

Subestações	1	2	3	4	5	6	7
1	0	200	200	200	200	0	0
2	200	0	200	200	0	200	0
3	200	200	0	200	0	0	200
4	200	200	200	0	0	0	0
5	200	0	0	0	0	200	0
6	0	200	0	0	200	0	0
7	0	0	200	0	0	0	0

Fonte: elaboração própria.

A Tabela 21 foi utilizada para exportar os resultados da simulação do Lingo quanto à variável quantidade de energia transmitida por cada linha.

Tabela 21 – Resultado da variável quantidade de energia transmitida por linha

Subestações	1	2	3	4	5	6	7
1	0,00	0,09	46,12	36,01	100,06	0,00	0,00

2	0,00	0,00	46,02	71,85	0,00	99,94	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	7,86	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: elaboração própria.

Apêndice C – Adaptação do modelo a ampliações topográficas

Em caso de identificação da necessidade de ampliação topográfica da rede, seja com a implantação de novas linhas de transmissão e/ou novas subestações, é possível expandir o modelo para permitir simulações para avaliar o desempenho da rede com as novas instalações. Duas possibilidades serão exploradas a seguir: nova linha de transmissão em paralelo com alguma linha existente e nova subestação em conjunto com novas linhas que a interliguem às demais subestações.

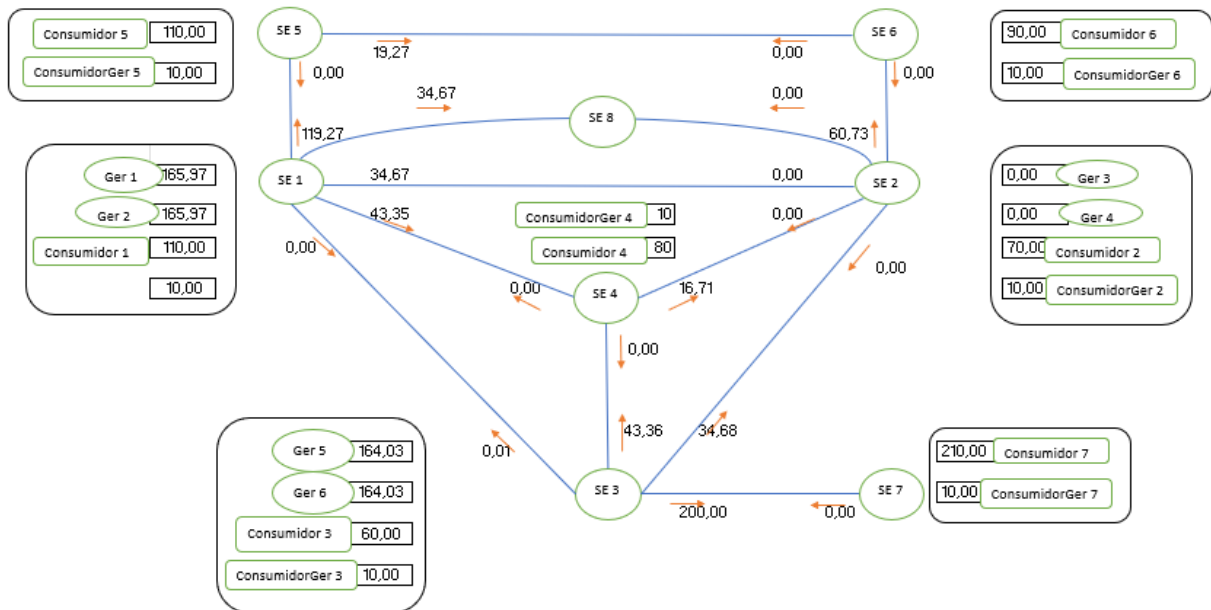
a) Nova linha de transmissão em paralelo com linha existente

Em caso de necessidade de incorporação de nova linha de transmissão em paralelo com outra existente, a adaptação a ser realizada é apenas nas planilhas de entrada de dados, não envolvendo o código fonte da modelagem, pois nem mesmo precisa de restrição de balanço de nó. É necessário inserir mais uma subestação na Tabela 8. Além disso, é necessário adicionar mais uma linha e uma coluna nas tabelas: 6, 12 e 14, para recepcionar as informações acerca das novas linhas.

Por exemplo, para uma nova linha em paralelo à LT12, a solução adotada pode ser a inclusão de uma subestação adicional (nº 8), conforme a Figura 47. O modelo foi simulado com: todas as usinas na capacidade de 200 MWh, exceto as usinas 3 e 4 que ficaram desligadas; todas as linhas de mesma capacidade; as linhas com mesmas características, exceto pelas diferenças de extensão; a extensão da LT12 igual à soma das LT18 e LT82; as gerações distribuídas ficaram iguais em 10MWh e os consumos tiveram valores distintos. O resultado foi um maior fluxo no trajeto pelas linhas paralelas entre 1 e 2. Inclusive, com as linhas paralelas na Figura 47, aumenta

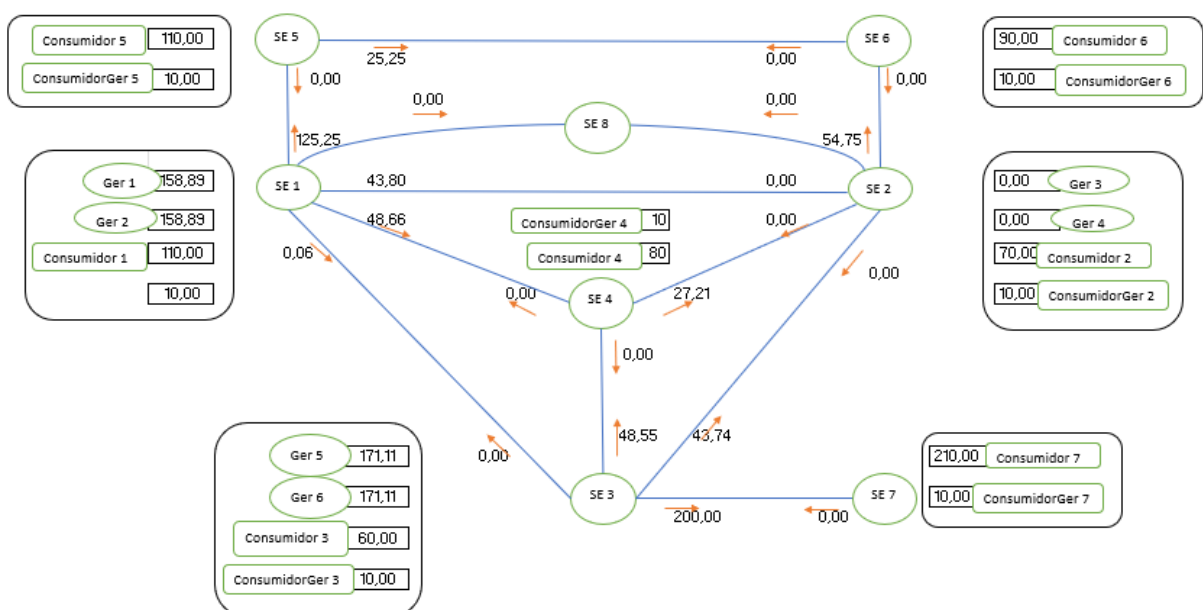
o percentual das cargas da subestação 6 que são atendidas por 2 ao invés de por 5, principalmente em decorrência no aumento de fluxo entre 1 e 2; enquanto na Figura 48, sem o circuito que passa pela subestação 8, aumenta o atendimento das cargas da subestação 6 a partir da subestação 5.

Figura 47 – Diagrama com a inclusão da subestação 8 e linha paralela à LT12



Fonte: elaboração própria.

Figura 48 - Diagrama com a inclusão da subestação 8 e linha entre 1, 8 e 2 com capacidade zerada



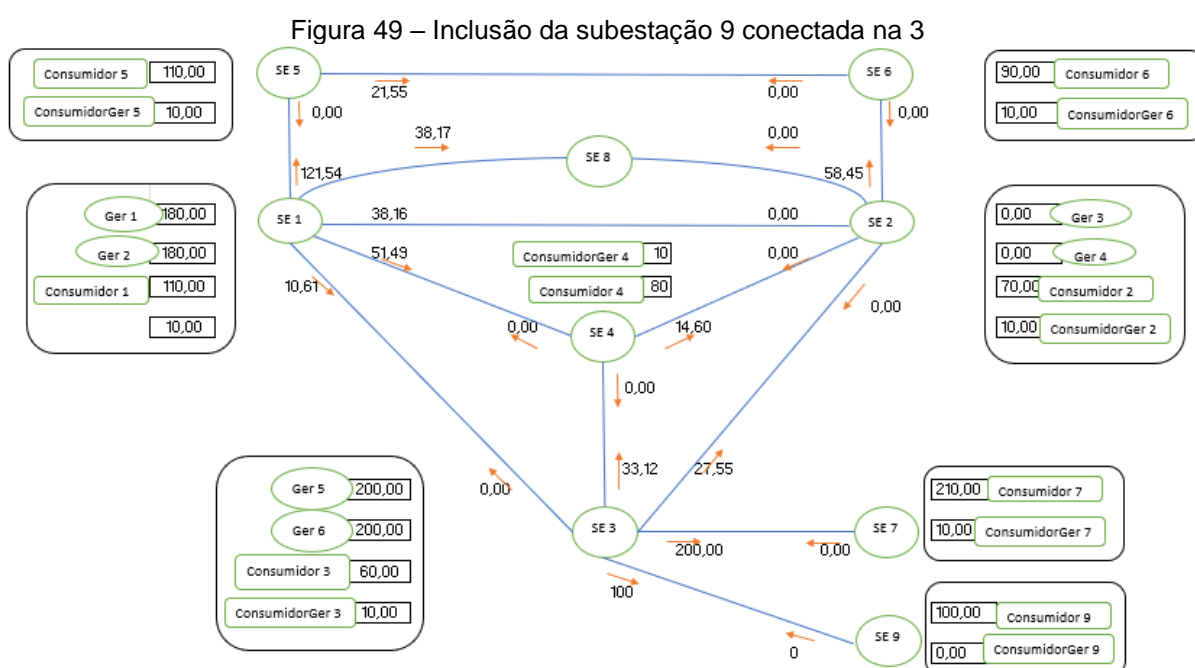
Fonte: elaboração própria.

b) **Nova subestação com nova linha de transmissão.**

Em caso de necessidade de incorporação de nova subestação com linha de transmissão conectando em uma subestação existente, a adaptação a ser realizada é: adição de mais uma subestação na Tabela 8, bem como do consumo e da geração distribuída nesta subestação nas tabelas 9 e 10. Caso tenha usina conectada devem ser adicionados custo e capacidade da usina nas Tabelas 11 e 13, respectivamente. Além disso, é necessário adicionar mais uma linha e uma coluna nas Tabelas: 6, 12 e 14, para recepcionar as informações da nova linha de transmissão referente aos parâmetros capacidade e custo, e a variável quantidade transmitida. No código fonte é necessário inserir o balanço do nó correspondente à subestação 9, conforme segue:

!Restrição de balanço na Subestação 9;
 @SUM(Consumidor(i)|i#EQ#9:QuantGerDist(i)-Dem(i))
 +@SUM(Linha(i,j)|j#EQ#9:QuantLT(i,j)) -@SUM(Linha(i,j)|i#EQ#9:QuantLT(i,j))=0;

Caso a nova subestação 9 se conecte à subestação 3, conforme a Figura 49, a partir do modelo submetido às mesmas condições do item anterior, resultou em atingir o limite das capacidades das usinas 5 e 6, e o incremento da geração das usinas 1 e 2.



Fonte: elaboração própria.