

FELLIPE ANDRÉ LUCENA DE OLIVEIRA

**PROJETO ÓTIMO DE REDES COLETORAS DE MÉDIA TENSÃO
UTILIZANDO PROGRAMAÇÃO BINÁRIA**

**João Pessoa, PB
2022**

FELLIPE ANDRÉ LUCENA DE OLIVEIRA

**PROJETO ÓTIMO DE REDES COLETORAS DE MÉDIA TENSÃO
UTILIZANDO PROGRAMAÇÃO BINÁRIA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE, da Universidade Federal da Paraíba - UFPB, como requisito obrigatório para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Helon David de Macedo Braz.

**João Pessoa, PB
2022**

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

O48p Oliveira, Fellipe André Lucena de.
Projeto ótimo de redes coletoras de média tensão
utilizando programação binária / Fellipe André Lucena
de Oliveira. - João Pessoa, 2022.
79 f. : il.

Orientação: Helon David de Macedo Braz.
Dissertação (Mestrado) - UFPB/CEAR.

1. Energia eólica. 2. Parques eólicos. 3.
Programação linear. 4. Rede coletora de energia. I.
Braz, Helon David de Macedo. II. Título.

UFPB/BC

CDU 621.548(043)

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA - UFPB
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS - CEAR
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGE

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a Dissertação

**PROJETO ÓTIMO DE REDES COLETORAS DE MÉDIA TENSÃO
UTILIZANDO PROGRAMAÇÃO BINÁRIA**

elaborado por

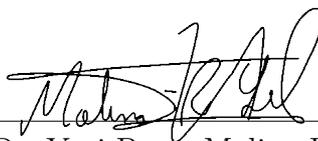
FELLIPE ANDRÉ LUCENA DE OLIVEIRA

como requisito obrigatório para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

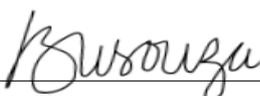
COMISSÃO EXAMINADORA



Prof. Dr. Helon David de Macedo Braz
Universidade Federal da Paraíba - UFPB
Orientador e Presidente da comissão



Prof. Dr. Yuri Percy Molina Rodriguez
Universidade Federal da Paraíba - UFPB
Examinador



Prof. Dr. Benemar Alencar de Souza
Universidade Federal de Campina Grande - UFCG
Examinador

Agradecimentos

O impacto de se fazer um mestrado não se limita apenas ao âmbito acadêmico, mas gera consequências na vida do estudante como um todo, em seu tempo e em seu espaço, na sua saúde e na sua visão de mundo, no seu dia-a-dia e na rotina das pessoas mais próximas. Adicione-se a isso um cenário global pandêmico, com tantas pessoas perdendo as suas vidas diariamente e com as que escaparam vivas presas em casa. Foi um desafio seguir em frente em meio às adversidades. Apesar de tudo, este trabalho chega ao fim com sucesso e, por isso, gostaria de agradecer às pessoas que, direta ou indiretamente, tiveram suas vidas impactadas por este trabalho e, de alguma maneira, tornaram possível a realização do mesmo.

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer a minha companheira Daniela, pela parceria, amor, cuidado, carinho, atenção e paciência durante toda a jornada. Em meio a alguns tropeços, demos passos importantes para as nossas vidas enquanto este trabalho acontecia em paralelo. Obrigado por ouvir com atenção sobre ele e por todas as sugestões.

Outra pessoa importantíssima para a realização deste trabalho é o meu orientador, Helon. Obrigado pela liberdade concedida a mim a fim de que eu desse os meus próprios passos, pela participação ativa no trabalho, pela paciência e suporte extremo concedidos ao longo destes dois anos, incluindo mentorias, aconselhamento para tomada de decisões, apoio nos momentos de instabilidade emocional e financeira e, é claro, do apoio na pesquisa.

Agradeço também a meus pais e avós por todo o suporte durante esta trajetória, em especial a meus avós Célia e Ronaldo, verdadeiros anjos habitantes deste planeta. Que todo este investimento de energia se transforme em felicidade e sucesso nas nossas vidas.

Agradeço também ao PacTcPB e a Capes por financiarem e apoiarem o trabalho, mesmo em tempos tão sombrios para a ciência no país como tem sido nos últimos anos.

Por fim, deixo um agradecimento especial a alguns amigos que infelizmente estiveram mais afastados devido ao cenário pandêmico, mas que estiveram presentes de alguma maneira e contribuíram para o sucesso deste trabalho. Obrigado a Raíssa, Wesley, José Vinícius, Luana, Alice e Ludmilla pelo ótimo trabalho em grupo que fizemos juntos, e obrigado Felipe André, Henrique Schlickmann e Matheus França por estarem sempre presentes, mesmo nestes tempos difíceis, com bons conselhos e boas ideias.

Não existem métodos fáceis para resolver problemas difíceis - René Descartes.

Resumo

O problema do planejamento ótimo de redes coletoras de média tensão, com foco em parques de geração eólica, é resolvido utilizando-se um modelo de otimização baseado em programação binária. O modelo é obtido de um trabalho relevante da literatura e aperfeiçoado nesta dissertação com a proposição de algumas contribuições que visam aumentar a fidelidade do modelo à realidade e diminuir o tempo de execução do algoritmo de otimização. As redes coletoras de empreendimentos de geração possuem muitas configurações factíveis, que aumentam em explosão combinatória com a quantidade de máquinas existentes no parque e o número de tipos de condutores considerado, o que inviabiliza a análise de todas as possibilidades para que se determine a melhor topologia de rede. O modelo de otimização proposto busca minimizar a soma do custo de investimento com o custo das perdas de energia da rede ao longo de um horizonte de planejamento, considerando as restrições de radialidade, conectividade, limites de tensão e ampacidade dos condutores, e foi submetido a testes com parques eólicos de 25, 50 e 57 aerogeradores, nos quais se verificou a obtenção de soluções competentes. A utilização do modelo aperfeiçoado com as contribuições dadas por este trabalho leva a novas soluções ótimas de redes coletoras para o mesmo problema, com menores custos totais e menor tempo de processamento da otimização.

Palavras-chave: Otimização. Parques eólicos. Programação linear. Redes coletoras.

Abstract

In this work, the problem of medium voltage collector networks optimal planning, with focus on wind farms, is solved using an optimization model based on binary programming. The model is taken from a relevant work in the literature and refined in this dissertation with the proposal of some contributions that aim to increase the model's fidelity to reality and decrease the optimization algorithm execution time. The collector networks of generation plants have a great number of feasible configurations, which increases in combinatorial explosion with the amount of machines existing in the farm and the number of cable types considered, which makes impossible the analysis of all configurations in order to determine the best network topology. The proposed optimization model seeks to minimize the sum of investment cost and grid energy losses cost over a planning horizon, considering radiality, connectivity, voltage limits and cable ampacity constraints, and was tested with farms of 25, 50 and 57 wind turbines, in which competent solutions were obtained. The proposed method was validated based on tests with real plants of 25 and 57 wind turbines, in which competent solutions were obtained. The use of the improved model with contributions given by this work leads to new optimal collector network solutions for the same problem, with lower total costs and shorter optimization processing time.

Keywords: Optimization. Wind farms. Linear programming. Collector networks.

Lista de Ilustrações

Figura 1.1 – Participação de fontes renováveis e não-renováveis na geração de eletricidade no Brasil.	1
Figura 1.2 – Participação das fontes primárias na geração de energia elétrica no ano de 2020.	2
Figura 1.3 – Participação proporcional da fonte hidráulica na geração de energia elétrica no Brasil.	2
Figura 1.4 – Participação das fontes eólica e solar na geração de energia elétrica no Brasil.	3
Figura 1.5 – Complementaridade entre as gerações solar e eólica registrada no SIN entre os dias 01 e 02 de Março de 2020.	4
Figura 2.1 – Exemplo de aplicação do método gráfico em problema com duas variáveis de decisão.	13
Figura 2.2 – FVP em função do tempo h para uma taxa de juros $r = 0,1$	16
Figura 2.3 – Distribuição hipotética de máquinas e subestação em um terreno.	17
Figura 2.4 – Possíveis redes para a distribuição hipotética de máquinas e subestação. . .	18
Figura 2.5 – Curva de geração do conjunto eólico Asa Branca entre os dias 01 e 02 de Março de 2020.	19
Figura 2.6 – Gráfico de temperatura <i>versus</i> resistência para um condutor metálico hipotético.	21
Figura 2.7 – Variação do custo de acordo com o condutor utilizado e a corrente de projeto do circuito.	24
Figura 2.8 – Exemplo de rede radial com barras representadas por círculos pretos e subestação representada por um quadrado branco.	25
Figura 2.9 – Trecho de uma rede radial.	25
Figura 2.10 – Fluxograma do algoritmo do MSP.	26
Figura 4.1 – Rede ótima obtida para o parque eólico de Montalegre utilizando o modelo GCF2.	39
Figura 4.2 – Rede ótima obtida para o parque eólico de Alto da Coutada utilizando o modelo GCF2.	39
Figura 4.3 – Rede ótima obtida para o parque eólico de Gardunha utilizando o modelo GCF2.	40
Figura 4.4 – Topologia ótima do parque de Montalegre segundo o modelo GCF2'.	41
Figura 4.5 – Topologia ótima do parque de Alto da Coutada segundo o modelo GCF2'. . .	42
Figura 4.6 – Topologia ótima do parque de Gardunha segundo o modelo GCF2'.	42
Figura 4.7 – Custos dos parques otimizados a partir dos modelos GCF2 e GCF2', com custos recalculados segundo GCF2'.	43
Figura 4.8 – Variações máximas de tensão das soluções obtidas para os parques.	44
Figura 4.9 – Tempos de execução do Gurobi para os parques eólicos estudados.	44
Figura 4.10 – Tempos de execução do HiGHS para os parques eólicos estudados.	45

Figura 4.11–Parque fictício de 3 barras utilizado na análise comparativa.	46
Figura 4.12–Parque fictício de 4 barras utilizado na análise comparativa.	47
Figura 4.13–Análise comparativa para sistema com 1 subestação e 3 máquinas de 1 MW.	49
Figura 4.14–Análise comparativa para sistema com 1 subestação e 3 máquinas de 6,5 MW.	49
Figura 4.15–Análise comparativa para sistema com 1 subestação e 4 máquinas de 1 MW.	50
Figura 4.16–Análise comparativa para sistema com 1 subestação e 4 máquinas de 5 MW.	50
Figura A.1–Possibilidades de caminhos entre as cidades A , $P1$, $P2$, $P3$, $P4$ e B	55
Figura A.2–Solução ótima obtida para o percurso entre A e B	56

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Condutores disponíveis para utilização no estudo de caso.	23
Tabela 2.2 – Resultado do cálculo de condutores econômicos do estudo de caso.	23
Tabela 4.1 – Dados dos parques e máquinas instaladas.	37
Tabela 4.2 – Parâmetros utilizados no modelo GCF2.	37
Tabela 4.3 – Catálogo de condutores considerado na otimização da rede coletora dos parques.	38
Tabela 4.4 – Custos das topologias ótimas segundo o modelo GCF2.	38
Tabela 4.5 – Parâmetros adicionais utilizados no modelo GCF2'.	41
Tabela 4.6 – Custos das topologias ótimas segundo o modelo GCF2'.	41
Tabela 4.7 – Número de possíveis conexões consideradas em cada modelo.	45
Tabela B.1 – Conexões ótimas de Montalegre obtidas a partir do modelo GCF2.	58
Tabela B.2 – Conexões ótimas de Montalegre obtidas a partir do modelo GCF2'.	59
Tabela B.3 – Conexões ótimas de Alto da Coutada obtidas a partir do modelo GCF2.	60
Tabela B.4 – Conexões ótimas de Alto da Coutada obtidas a partir do modelo GCF2'.	61
Tabela B.5 – Conexões ótimas de Gardunha obtidas a partir do modelo GCF2.	62
Tabela B.6 – Conexões ótimas de Gardunha obtidas a partir do modelo GCF2'.	63

Lista de Abreviaturas e Siglas

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
GCF	<i>Global Cost Function</i>
INFORMS	<i>Institute for Operations Research and the Management Sciences</i>
IFORS	International Federation of Operational Research Societies
MSP	Método da Soma de Potências
NBR	Norma Brasileira
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ORSA	<i>Operations Research Society of America</i>
SBSE	Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIMS	<i>The Institute of Management Science</i>
VPL	Valor Presente Líquido

Lista de Símbolos

f	Função objetivo de um problema genérico
x_u	u -ésima variável de um problema
w	Número de variáveis de um problema
c_u	u -ésima constante da função objetivo de um problema
A_m	m -ésima restrição de um problema
a_{mu}	u -ésima constante da m -ésima restrição de um problema
B_m	constante limitadora da m -ésima restrição de um problema
\mathbb{Z}	Conjunto dos números inteiros
τ	Instante de tempo discreto do fluxo de caixa
h	Horizonte de planejamento do investimento
FC_τ	Fluxo de caixa no instante de tempo τ
r	Taxa de atratividade ou de juros
N	Número de topologias radiais conexas possíveis
n	Número de aerogeradores instalados no parque eólico
l_f	Fator de carga
F_p	Fator de perdas
$P_{\text{méd}}$	Demanda média de geração do parque eólico
$P_{\text{máx}}$	Potência total do parque eólico
K_f	Fator dependente da fonte de energia primária do parque
R_c	Resistência de catálogo do condutor
T_c	Temperatura de catálogo do condutor
R_{op}	Resistência de operação do condutor
T_{op}	Temperatura de operação do condutor
K_T	Temperatura de resistência nula do condutor

I_z	Corrente de projeto do circuito
u	Barra de origem de um trecho
v	Barra de destino de um trecho
Z_v	Impedância do v -ésimo trecho
V_v	Tensão na barra de destino do v -ésimo trecho
S_v	Fluxo de potência no sentido jusante do v -ésimo trecho
DS_v	Perdas elétricas no v -ésimo trecho
S_{L_v}	Potência da carga conectada na barra de destino do v -ésimo trecho
V_S	Tensão da subestação
V_v	Módulo da tensão na barra de destino do v -ésimo trecho
P_v	Fluxo de potência ativa no v -ésimo trecho
Q_v	Fluxo de potência reativa no v -ésimo trecho
R_v	Resistência do v -ésimo trecho
X_v	Reatância do v -ésimo trecho
δ_v	Ângulo da tensão na barra de destino do v -ésimo trecho
j	Unidade imaginária
I_v	Corrente do v -ésimo trecho
I_v	Módulo da corrente do v -ésimo trecho
N_0	Conjunto de índices de todas as barras da rede
N	Conjunto de índices das barras com aerogeradores conectados
k	k -ésimo tipo de condutor da lista de condutores
K	Número de tipos de condutores
c_{uv}^k	Custo de construção de um trecho entre as barras u e v
D	Custo de instalação dos condutores por unidade de comprimento
C_k	Custo de um condutor do tipo k por unidade de comprimento
l_{uv}	Distância entre as barras u e v

m_k	Número máximo de aerogeradores suportado pelo condutor k
I_{Z_k}	Ampacidade do condutor k
I_r	Corrente nominal dos aerogeradores
Q	Número máximo de aerogeradores suportado pelo condutor de maior ampacidade
t	Número de aerogeradores à jusante de um trecho
p_{uv}^{kt}	Custo das perdas ativas no trecho entre as barras u e v com condutores do tipo k e t aerogeradores à jusante
q_{uv}^{kt}	Custo das perdas reativas no trecho entre as barras u e v com condutores do tipo k e t aerogeradores à jusante
R_k	Resistência do k -ésimo condutor da lista
X_k	Reatância do k -ésimo condutor da lista
c_p	Tarifa de energia ativa
c_q	Tarifa de energia reativa
x_{uv}^{kt}	Variável de decisão para a construção do trecho entre as barras u e v com condutores do tipo k e t aerogeradores à jusante
t_{ku}	Número máximo de aerogeradores à jusante de um trecho com barra de origem u e formado pelo condutor k
k_{uv}^t	Condutor econômico para o trecho entre as barras u e v com t aerogeradores à jusante
α_{uv}^t	Custo total de um trecho entre as barras u e v
y_{uv}^t	Variável de decisão para a construção do trecho entre as barras u e v com t aerogeradores à jusante
T_k	Temperatura de catálogo do condutor k
ω	Frequência angular do sistema
S_r	Potência nominal dos aerogeradores
V_r	Tensão nominal dos aerogeradores

Ψ Conjunto de pares (u, v) que representam conexões válidas

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Contexto e relevância	1
1.2	Objetivos	5
1.3	Organização do trabalho	5
2	Fundamentação Teórica	7
2.1	Revisão bibliográfica	7
2.2	Pesquisa operacional	9
2.2.1	Modelagem matemática em pesquisa operacional	10
2.2.2	Métodos de otimização	11
2.2.2.1	Programação linear	12
2.2.2.2	Programação inteira	14
2.2.2.3	<i>Softwares</i> para programação linear	14
2.3	Valor presente líquido	15
2.4	Redes coletoras	16
2.4.1	Operação de redes coletoras de parques eólicos	19
2.4.2	Influência da temperatura na resistência elétrica dos condutores	20
2.4.3	Cálculo de condutores econômicos	21
2.4.4	Cálculo do fluxo de potência em redes coletoras	24
2.4.4.1	Método da Soma de Potências	24
3	Formulação do problema	29
3.1	Projeto de redes coletoras como um problema de programação binária	29
3.1.1	Formulação do método	29
3.2	Contribuições propostas	33
3.2.1	Desconto na estimativa do custo operacional	34
3.2.2	Custo adicional dos cubículos de conexão dos alimentadores	34
3.2.3	Influência da temperatura na resistência dos condutores	35
3.2.4	Aplicação do fator de perdas no cálculo das perdas médias	35
3.2.5	Diminuição do número de possíveis conexões	36
4	Resultados	37
4.1	Modelo GCF2	37
4.2	Modelo GCF2'	40
4.3	GCF2 <i>versus</i> GCF2'	43
4.4	Erro no cálculo do custo operacional pelo método	46
5	Conclusões	51

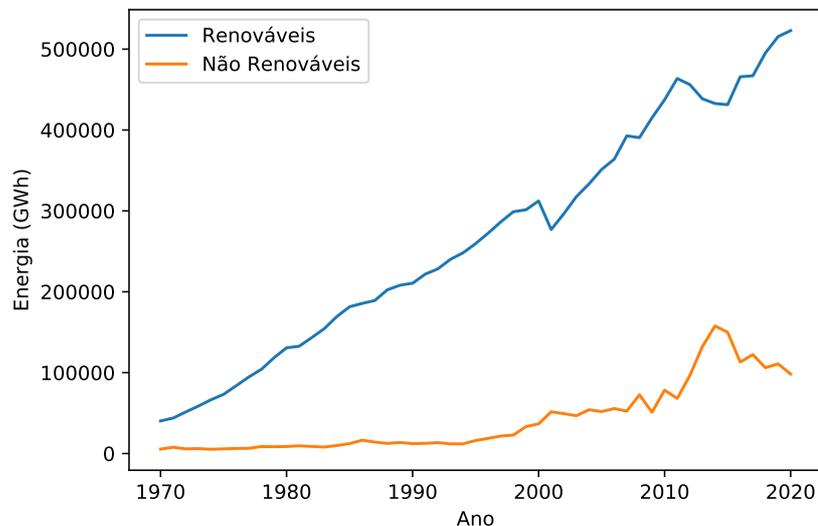
Referências	52
Apêndices	54
APÊNDICE A Problema do deslocamento mínimo entre duas cidades . . .	55
APÊNDICE B Conexões das topologias de rede ótimas	58

1 Introdução

1.1 Contexto e relevância

A maior parcela da geração de energia elétrica no Brasil é proveniente de fontes renováveis. Na série temporal da Figura 1.1, observa-se que a produção de energia elétrica nos últimos anos a partir de fontes renováveis é aproximadamente 5 vezes maior que a geração a partir de fontes não-renováveis, chegando a 10 vezes maior em meados da década de 1990. Estes números concedem ao Brasil uma posição de destaque no mundo em termos de geração limpa e sustentável, dado que, no restante do planeta, em média, as fontes não-renováveis lideram o *ranking* de recursos para produção de energia (EPE, 2021b).

Figura 1.1 – Participação de fontes renováveis e não-renováveis na geração de eletricidade no Brasil.

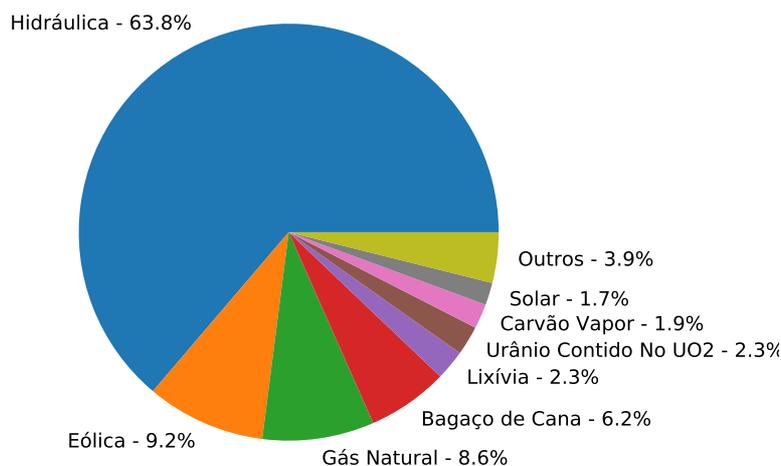


Fonte: (EPE, 2021a).

Dentre as diversas fontes que compõem a matriz elétrica brasileira, a hidráulica se destaca com uma participação de 63,8% na geração de energia no país no ano de 2020, conforme é mostrado na Figura 1.2. O vento possui a segunda maior participação, com uma contribuição de 9,2% na geração do mesmo ano, o que implica em mais de 70% de produção de energia renovável considerando apenas as duas maiores fontes primárias da matriz brasileira. Destacam-se também o bagaço de cana e o sol, com 6,2% e 1,7% de participação, respectivamente, na produção de energia a partir de fontes renováveis.

A despeito do protagonismo das tradicionais fontes hidráulicas, tem-se observado nos últimos anos uma diminuição na participação proporcional desta fonte, o que é mostrado na Figura 1.3. Esta diminuição se deve a fatores como restrições ambientais a

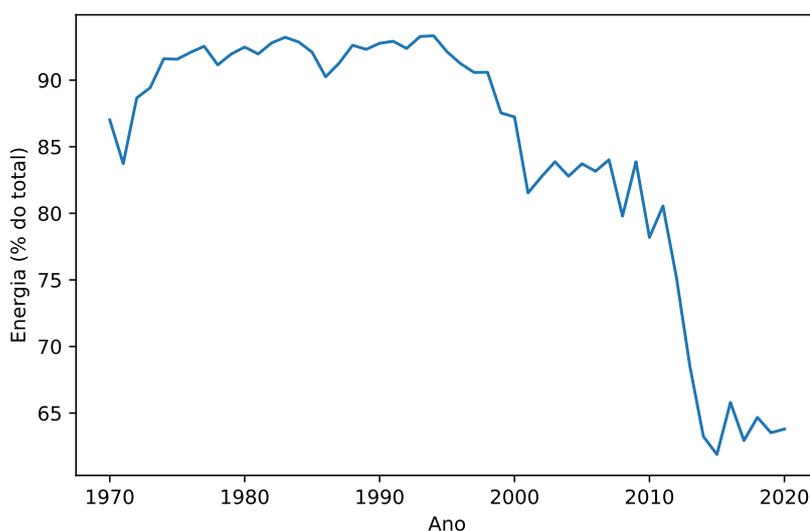
Figura 1.2 – Participação das fontes primárias na geração de energia elétrica no ano de 2020.



Fonte: (EPE, 2021a).

projetos hidrelétricos com grandes reservatórios e o natural esgotamento dos melhores potenciais de geração (GOV, 2021). Outro problema relacionado à geração hidráulica é a ocorrência de períodos de estiagem que, para um país com forte dependência deste tipo de fonte, que é o caso do Brasil, ameaça o abastecimento de energia no país (SANT'ANNA, 2021).

Figura 1.3 – Participação proporcional da fonte hidráulica na geração de energia elétrica no Brasil.



Fonte: (EPE, 2021a).

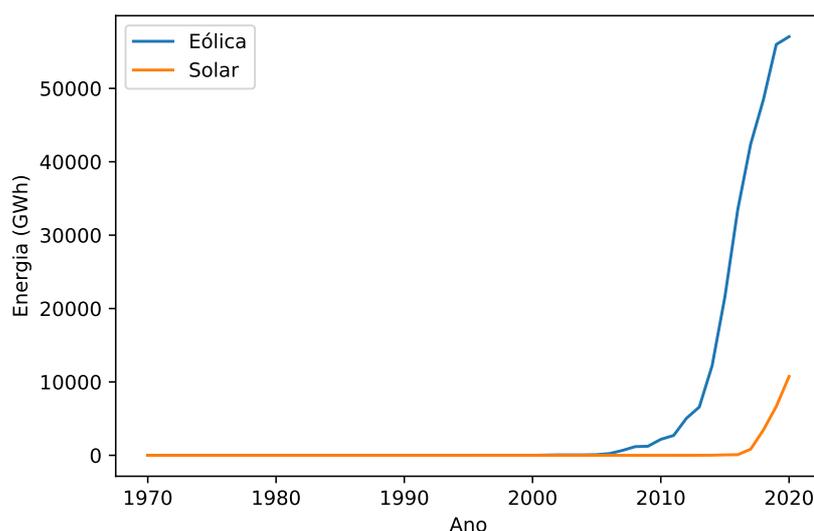
Com isso, a geração de energia a partir de fontes alternativas passa a ter grande importância. As dificuldades existentes no cenário eletroenergético brasileiro exigem uma solução que possibilite uma geração de energia com baixo impacto ambiental, com o menor

custo final possível da energia produzida e que promova a diversificação da matriz elétrica, a fim de diminuir a forte dependência de um único tipo de recurso. Nesse contexto, tem-se verificado um crescimento significativo na participação de fontes como o vento e o sol.

A geração de energia a partir do sol, apesar de ainda representar apenas 1,7% do total de energia gerada no ano de 2020, possui uma série histórica com alto crescimento nos últimos cinco anos. Entre 2015 e 2020, a quantidade de energia elétrica gerada a partir do sol saltou de 58,9 GWh para 10.749,8 GWh, o que representa um aumento de 182,5 vezes em apenas cinco anos (EPE, 2021a). Este crescimento é impulsionado por diversos fatores, os quais incluem a redução do custo dos painéis fotovoltaicos, a possibilidade de redução das contas de energia dos pequenos produtores, linhas de financiamento com prazos prolongados e juros mais baixos e a abundância de irradiação solar no país.

O quantitativo de energia gerada pelo vento também registrou um grande crescimento nos últimos anos: entre 2010 e 2020, os números saltaram de 2.177,0 GWh para 57.050,7 GWh, o que implica em um aumento de 26,2 vezes em 10 anos (EPE, 2021a). Dentre os fatores impulsionadores da utilização da energia eólica no país, destacam-se incentivos governamentais como o Proinfa (ANEEL, 2015), a redução dos custos dos equipamentos e a abundância dos ventos em várias regiões. Na Figura 1.4 são mostradas as séries temporais da energia anual gerada a partir das fontes eólica e solar.

Figura 1.4 – Participação das fontes eólica e solar na geração de energia elétrica no Brasil.

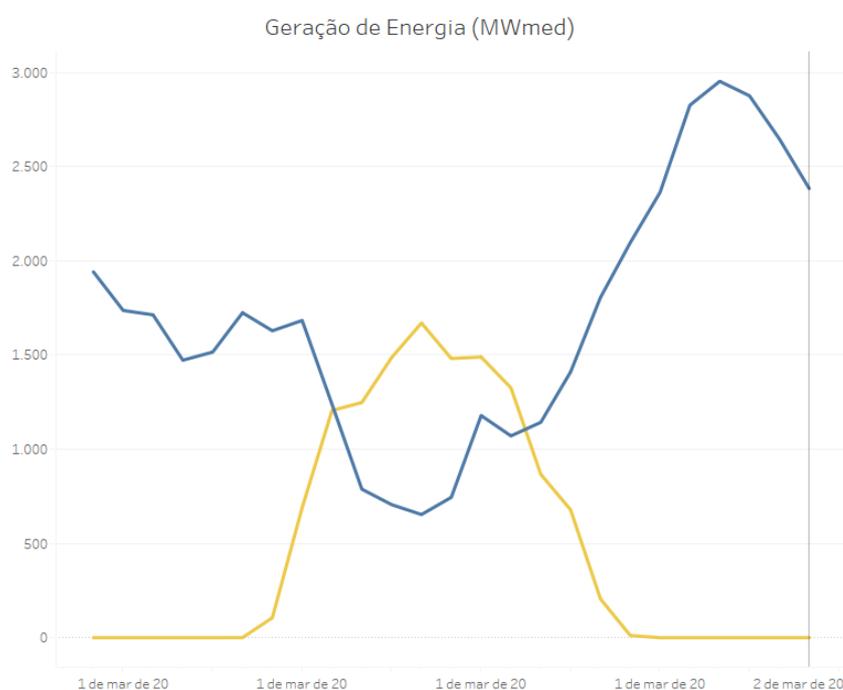


Fonte: (EPE, 2021a).

Os empreendimentos de geração solar e eólica têm potencial para serem utilizados em conjunto devido à relação de complementaridade existente entre as fontes primárias, no que diz respeito a sua disponibilidade, em determinadas regiões do país. Na Figura 1.5, é mostrado um exemplo de complementaridade verificado entre os dias 01 e 02 de Março de 2020 no Sistema Interligado Nacional (SIN), em que a curva em azul representa a geração

eólica e a curva em amarelo representa a geração fotovoltaica. Com ventos menos intensos durante o dia, a energia proveniente do sol pode ser utilizada para complementar a geração eólica e garantir uma injeção de potência na rede com menor intermitência. Durante a noite, com a geração solar nula e ventos mais intensos, tem-se um cenário em que o vento controla a injeção de potência na rede. O uso de bancos de baterias neste tipo de central elétrica gera uma possibilidade de controle ainda maior da injeção de potência no sistema ao longo do dia, pois a energia excedente pode ser armazenada nos momentos em que a oferta é maior que a demanda e a energia armazenada pode ser utilizada para suprir a demanda em situações de geração desfavoráveis.

Figura 1.5 – Complementaridade entre as gerações solar e eólica registrada no SIN entre os dias 01 e 02 de Março de 2020.



Fonte: (ONS, 2021).

Diante de todos os fatos citados, verifica-se a grande importância das fontes eólica e solar para a garantia do abastecimento e para uma operação segura do SIN nos próximos anos. Segundo o critério de modicidade tarifária, é de interesse nacional que novos empreendimentos de geração estabeleçam o menor preço possível para a energia gerada, o que torna fundamental a otimização dos seus projetos. A otimização completa de um parque de geração inclui a escolha do melhor local para a construção e conexão da central elétrica com o SIN, o posicionamento ótimo dos geradores e da subestação no terreno e o roteamento ótimo da rede coletora do parque.

A rede coletora de um parque de geração compreende o conjunto de condutores e estruturas utilizados para conectar os geradores à subestação e sua função é escoar a energia gerada por cada unidade até a rede básica. O número de possíveis topologias de rede de um

determinado empreendimento, apesar de ser finito, cresce em explosão combinatória com o número de aerogeradores do parque e a quantidade de tipos de condutores considerada (BRAZ; MELO; SOUZA, 2011), o que inviabiliza a análise de todas as possibilidades para a escolha da melhor topologia. Com isso, é comum que os projetos sejam elaborados com base em experiência prévia dos projetistas ou em projetos existentes.

Todavia, a escolha baseada na experiência ou em projetos existentes é subjetiva e dificilmente o projetista tomará a melhor decisão possível, em que o custo total do empreendimento é mínimo. A consequência de uma má escolha para a topologia da rede afeta não apenas o custo de investimento e o *payback*, o que é prejudicial para os investidores, mas também afeta os consumidores conectados ao SIN, dado que empreendimentos de geração mais caros tendem a aumentar o preço da energia elétrica. Neste trabalho, pretende-se modelar a definição da melhor topologia como um problema de otimização, a fim de auxiliar projetistas a tomarem a melhor decisão, em termos de custos, de como deve ser a configuração de rede de parques de geração.

1.2 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é identificar a topologia ótima de rede coletora de centrais elétricas de geração de energia, segundo o critério do custo total mínimo, o qual inclui o custo de construção e o custo das perdas elétricas ao longo de um horizonte de planejamento. O trabalho concentra-se em empreendimentos de geração eólica e considera que as etapas de escolha do melhor local para construção e conexão do empreendimento, bem como o posicionamento de subestação e aerogeradores no terreno já são etapas cumpridas. Especificamente, busca-se atingir os seguintes objetivos:

- Modelar a definição da melhor topologia como um problema de programação binária com base na literatura existente;
- Validar e discutir o modelo e suas aproximações;
- Oferecer novas contribuições ao modelo, a fim de tornar a análise mais fiel à realidade e melhorar a *performance* da otimização;
- Analisar as diferenças entre o modelo proposto na literatura e o modelo aperfeiçoado nesta dissertação.

1.3 Organização do trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte maneira:

-
- No Capítulo 2, um conjunto de conhecimentos básicos relacionados ao problema de otimização de redes coletoras é apresentado;
 - No Capítulo 3, o problema é formulado com base em um trabalho da literatura. O modelo apresentado no trabalho é discutido e algumas contribuições são propostas;
 - No Capítulo 4, são apresentados os resultados do trabalho, em que são mostradas as soluções obtidas pelo modelo original e pelo modelo com contribuições, bem como é feita uma análise dos tempos de execução e do erro cometido nas estimativas de custo operacional;
 - No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões do trabalho e possíveis desdobramentos futuros.

2 Fundamentação Teórica

Neste capítulo, apresenta-se um conjunto de conhecimentos básicos para a discussão do tema principal do trabalho. Com o intuito de verificar como o problema do planejamento ótimo de redes coletoras tem sido tratado na literatura e quais métodos de resolução têm sido utilizados, se fez uma revisão bibliográfica, a qual é detalhada neste capítulo. O método de otimização utilizado nesta dissertação é baseado no artigo apresentado por [Cerveira et al. \(2016\)](#), com contribuições adicionais que visam aumentar a fidelidade do modelo à realidade e diminuir os tempos de execução. O método denominado Valor Presente Líquido (VPL) é apresentado para ser aplicado no cálculo do custo operacional das redes. Também é feita uma discussão acerca das características construtivas e de operação relacionadas às redes coletoras. Por fim, é apresentado o Método da Soma de Potências (MSP), o qual é utilizado para a estimativa dos reais valores de custo operacional e tensões a partir do cálculo do fluxo de potência das redes ótimas.

2.1 Revisão bibliográfica

O problema do planejamento ótimo de redes coletoras tem sido um tópico de interesse crescente na literatura ao longo dos anos, dado o aumento expressivo, em todo o mundo, da geração de energia a partir de fontes alternativas como o vento e o sol. As metaheurísticas tem sido muito utilizadas para resolver este tipo de problema, dado que o mesmo é complexo, não-diferenciável, não-linear, de objetivos conflitantes, com restrições e com espaço de busca que cresce de forma combinatória com o número de nós da rede e com os tipos de condutores disponíveis.

Um modelo de planejamento ótimo que visa maximizar a energia gerada pelas máquinas e minimizar a área utilizada no parque é proposto por [Veeramachaneni et al. \(2012\)](#). O método efetua a otimização considerando os limites máximos do terreno, a distância mínima entre as máquinas e o efeito esteira ([JENSEN, 1983](#)). A técnica utilizada é a otimização por enxame de partículas e os resultados obtidos permitem avaliar a relação de compromisso entre os dois objetivos considerados. Um estudo de caso é feito para um parque de 200 aerogeradores e múltiplas alternativas competentes de topologia são obtidas.

Três versões de algoritmo genético para a resolução do problema de otimização de redes coletoras de geração eólica são propostas por [Braz, Melo e Souza \(2011\)](#). A função objetivo do problema leva em consideração o custo de investimento da rede e o custo das perdas elétricas ao longo de 20 anos, bem como as restrições de radialidade, conectividade, sobrecarga nos ramos, limites de tensão nas barras e capacidade da subestação. A determinação dos condutores de cada conexão é feita utilizando o cálculo de

condutores econômicos, no qual se verifica qual é o condutor mais vantajoso, em termos de custo total, para diferentes faixas de corrente. Os algoritmos são testados e validados no projeto de um parque de geração eólica fictício com 74 máquinas e os resultados obtidos apontam para um melhor desempenho dos algoritmos que utilizam paralelismo de execução e compartilhamento dos melhores indivíduos ao longo do processo evolutivo.

Um modelo de otimização que utiliza um algoritmo genético para o posicionamento ótimo dos geradores no terreno do parque eólico e um algoritmo de colônia de formigas para determinar as conexões ótimas entre máquinas e subestação para parques eólicos *offshore* é apresentado por Wu et al. (2014). São considerados no modelo o efeito esteira, parâmetros de cabos reais, séries de velocidade de vento e a restrição de radialidade para a rede coletora. Os resultados obtidos indicam os ganhos proporcionados pelo uso das técnicas de inteligência artificial em comparação com técnicas de projeto manuais e é enaltecida no trabalho a possibilidade de economia proporcionada pela otimização.

Apesar de serem adequados para problemas de otimização complexos e com espaços de busca que crescem em explosão combinatória, as metaheurísticas possuem a desvantagem de não garantirem soluções ótimas. Além disso, a depender do problema, os tempos de execução de metaheurísticas podem ser relativamente elevados. Nestes aspectos, os métodos clássicos como a programação linear se diferenciam por garantir a determinação de uma solução ótima, com tempos de execução potencialmente mais baixos.

No trabalho de Dutta e Overbye (2012), um método de otimização é proposto para o projeto de redes coletoras de parques eólicos a partir da obtenção da árvore geradora mínima do parque. A árvore geradora mínima é a rede radial conexa de menor comprimento total possível para uma dada distribuição de máquinas e subestação. Três algoritmos baseados em teoria dos grafos são apresentados, dos quais o primeiro considera a criação de pontos de conexão extras, o segundo inclui um número máximo de aerogeradores por alimentador e o terceiro computa a potência em cada cabo e dimensiona os condutores de cada conexão da rede. Os resultados indicam que as soluções são competentes e levam a reduções de até 14% no comprimento total da rede do parque eólico utilizado nos estudos de caso.

Métodos de otimização para o roteamento ótimo de redes coletoras baseados no clássico problema de roteamento de veículos são apresentados por Bauer e Lysgaard (2015). Os autores levam em consideração parques eólicos *offshore* e a restrição de que não pode haver cruzamento de cabos. São utilizadas uma formulação exata baseada em programação linear inteira e uma metaheurística baseada no trabalho de Clarke e Wright (1964), a qual é voltada para o problema de roteamento de veículos. Os resultados obtidos indicam que a metaheurística proposta produz soluções apenas 2% mais caras do que a solução ótima fornecida pelo método exato e que as economias obtidas com a otimização das redes chegam a ser de 13% em comparação com as topologias originais.

Modelos baseados em programação binária para a otimização do projeto de redes coletoras de parques eólicos são apresentados por [Cerveira et al. \(2016\)](#). A minimização dos custos de investimento e do custo das perdas elétricas ao longo de um horizonte de planejamento é considerada como objetivo. Os modelos consideram as restrições de radialidade, conectividade, ampacidade e de elevação máxima de tensão na rede e dimensionam os cabos a partir de uma lista de condutores fornecida. O método mais eficiente testado faz uma pré-escolha dos tipos de condutores utilizando o cálculo de condutores econômicos. Os limites de tensão são ignorados na maior parte dos modelos, entretanto, os resultados obtidos satisfazem a restrição de tensão máxima em todos os casos testados. As soluções encontradas são satisfatórias e o tempo de execução do método mais eficiente é da ordem de algumas centenas de segundos para o maior parque testado, que possui 57 aerogeradores. É feita também uma comparação das soluções obtidas a partir dos diferentes métodos propostos, em termos de topologia e de custo.

Apesar das execuções rápidas e da garantia de obtenção da solução ótima, as técnicas de programação linear requerem a adoção de simplificações e idealizações que podem comprometer a exatidão da solução. Nesse sentido, é importante que se observe uma boa relação de compromisso entre o nível de detalhes capturado pelo modelo e a complexidade e viabilidade de solução do problema. Neste trabalho, pretende-se aprimorar o modelo proposto por [Cerveira et al. \(2016\)](#), o qual é dotado de qualidades como baixo tempo de execução e baixa complexidade de programação, bem como avaliar o erro cometido devido às aproximações adotadas.

2.2 Pesquisa operacional

A pesquisa operacional, comumente referenciada pelo termo em inglês *operations research*, pode ser definida como a utilização de métodos quantitativos com a finalidade de auxiliar analistas e tomadores de decisão em projetos, análises e melhorias de operação de sistemas ([CARTER; PRICE; RABADI, 2019](#)). Os sistemas estudados podem ser dos mais diferentes contextos, como por exemplo os sistemas financeiros, científicos ou industriais, entretanto, independente da origem, todos são submetidos ao mesmo rigor e sistemática do método científico ([CARTER; PRICE; RABADI, 2019](#)).

A pesquisa operacional incorpora vários métodos de diferentes campos do conhecimento, tais como a matemática, a estatística e a computação, com vasta aplicabilidade em problemas práticos segundo uma abordagem racional e científica. Em institutos de pesquisa, governos e empresas, a pesquisa operacional é utilizada para a tomada de decisão final, que normalmente cabe a humanos, acerca de questões como logística de guerra, planejamento da agricultura, estratégias de mercado, produção fabril e operação de sistemas.

A pesquisa operacional começou a se tornar um campo da ciência independente no

final da década de 1930, mais precisamente durante o início da Segunda Guerra Mundial, no Reino Unido. A demanda por armamento, dispositivos e acessórios em conjunto com o desenvolvimento recente de novas tecnologias, como a utilização do radar para detecção de aeronaves, exigiu um trabalho conjunto dos militares britânicos e da comunidade científica aliada para viabilizar e aperfeiçoar os esforços de guerra. Após o conflito, as contribuições científicas feitas para as aplicações militares rapidamente se voltaram para os contextos industrial, financeiro e governamental, e em conjunto com o recente avanço no desenvolvimento dos computadores, estas metodologias se tornaram práticas e lucrativas nos negócios e na indústria (CARTER; PRICE; RABADI, 2019).

Nos anos 1950, começaram a se formar as primeiras associações a fim de debater, promover e desenvolver ideias no campo da pesquisa operacional. No Reino Unido surgiu a primeira associação, denominada *Operational Research Society* e, mais tarde, nos Estados Unidos, surgiram o *Operations Research Society of America* (ORSA) e o *The Institute of Management Science* (TIMS), os quais trabalharam de forma paralela até a década de 1990, quando formaram uma única organização, denominada *Institute for Operations Research and the Management Sciences* (INFORMS). Nos dias atuais, existem diversas associações em todo o mundo filiadas ao *International Federation of Operational Research Societies* (IFORS), a qual é a associação internacional da área de pesquisa operacional, com trabalhos em linhas de pesquisa tais como otimização, inteligência artificial, logística e simulações. As associações constituem um grupo ativo e dão continuidade a quase um século de trabalhos nesta área do conhecimento.

2.2.1 Modelagem matemática em pesquisa operacional

Para resolver um problema em pesquisa operacional, é necessário construir um modelo e aplicar um método de solução. O modelo é uma representação simplificada e idealizada do problema real, geralmente apresentado na forma de expressões matemáticas, com duas principais características:

- Propósito ou objetivo: o que deve ser otimizado;
- Limitações, restrições ou vínculos: as condições que devem ser satisfeitas.

Em geral, existe uma relação de compromisso entre a complexidade do modelo, o custo computacional e a qualidade da solução pretendida. Um modelo com muitos detalhes pode ser complexo a ponto de ser inviável resolvê-lo até mesmo com os recursos computacionais de *hardware* e *software* mais sofisticados que se disponha. Além disso, modelos extremamente detalhados são difíceis de descrever, entender e programar. Por outro lado, modelos com muitas simplificações podem não representar o problema de forma satisfatória, o que prejudica as análises e as decisões delas decorrentes.

2.2.2 Métodos de otimização

Dada a extensa variedade de problemas, muitos métodos foram desenvolvidos ao longo do último século para a determinação de soluções ótimas. Os métodos existentes podem ser classificados em três principais categorias:

1. Métodos exatos;
2. Métodos iterativos; e
3. Métodos heurísticos.

Os métodos exatos determinam a solução do problema em um número finito de etapas, com a garantia de que a solução é o ponto ótimo global da grandeza objetivo. A execução destes algoritmos tende a ser rápida para problemas de baixa e média complexidade, produzindo resultados de alta qualidade. Para problemas em que objetivo e restrições são funções lineares das variáveis de decisão, o algoritmo simplex (DANTZIG, 1963) é considerado o método pioneiro. Problemas de programação quadrática, programação inteira, otimização em grafos e otimização combinatória podem ser resolvidos por métodos que são extensões do algoritmo simplex. Entretanto, apesar do bom desempenho, há problemas para os quais os métodos exatos são ineficientes ou ineficazes.

Nos métodos iterativos, a solução ótima é inicialmente estimada e gradualmente corrigida a cada iteração, até que um determinado critério de parada seja atendido. O critério de parada normalmente utilizado é uma tolerância máxima para a diferença entre as soluções obtidas na última e penúltima iterações. Um número máximo de iterações também é estabelecido para garantir que o método será finalizado. Os métodos dessa categoria são adequados para a solução de problemas não-lineares, porém sua eficiência depende da estimativa inicial e existe o risco do método convergir para um ponto de mínimo ou máximo local, ou ainda de divergir. Exemplos de métodos iterativos de otimização são os métodos do ponto interior, o método de Newton e o método do gradiente descendente.

Os métodos heurísticos são utilizados em problemas para os quais os métodos tradicionais são ineficientes ou ineficazes. Estes métodos são baseados em experiências, analogias e estratégias que ignoram parte da informação do problema e simplificam a solução do mesmo. Apesar da facilidade, os métodos heurísticos não garantem a obtenção de uma solução ótima e, a depender da complexidade do problema, possuem tempos de execução desvantajosos em relação aos tradicionais. Muitos métodos heurísticos são baseados em fenômenos naturais e exemplos desses algoritmos incluem os algoritmos genéticos, a otimização por enxame de partículas e o recozimento simulado.

2.2.2.1 Programação linear

No universo da otimização matemática, existe uma importante categoria de problemas em que tanto o objetivo como as restrições são expressos como funções lineares das variáveis desconhecidas. Neste tipo de problema, deve-se determinar os valores de um conjunto de variáveis de decisão x_1, x_2, \dots, x_w que minimiza ou maximiza uma função f , denominada função objetivo, expressa na forma

$$f(x_1, x_2, \dots, x_w) = \sum_{i=1}^w c_i x_i = c_1 x_1 + c_2 x_2 + \dots + c_w x_w, \quad (2.1)$$

em que c_1, c_2, \dots, c_w são constantes relacionadas ao problema. As limitações A_m que condicionam ou vinculam as variáveis são escritas como equações ou inequações lineares, na forma

$$A_m(x_1, x_2, \dots, x_w) = \sum_{i=1}^w a_{mi} x_i = a_{m1} x_1 + a_{m2} x_2 + \dots + a_{mw} x_w \leq B_m, \quad (2.2)$$

em que $a_{m1}, a_{m2}, \dots, a_{mw}$ e B_m são constantes relacionadas ao problema, para cada restrição m . Ressalta-se que o operador \leq foi utilizado apenas como exemplo, dado que os operadores $=$ e \geq também são permitidos.

A resolução deste tipo de problema é objeto de estudo de um campo maduro da pesquisa operacional denominado programação linear, no qual métodos exatos baseados no algoritmo simplex e suas extensões são normalmente utilizados para determinar os valores das variáveis de decisão. Devido ao fato da programação linear utilizar técnicas bem consolidadas na literatura, muitos problemas não-lineares são modelados com objetivo e restrições aproximados por funções lineares em diferentes regiões do espaço de busca, com a precaução de que se mantenha uma boa precisão nas aproximações adotadas.

Os problemas de programação linear em que as variáveis de decisão são reais definem espaços de busca com infinitas soluções candidatas. Entretanto, um importante teorema estabelece que problemas de programação linear que definem conjuntos convexos para as soluções candidatas têm como resposta um dos pontos extremos do conjunto (MURTY, 1983). Com isso, o número de soluções candidatas passa a ser finito.

Este teorema possibilita a resolução de problemas com até três variáveis de decisão por meio do método gráfico, no qual é possível esboçar a região em que se localizam as possíveis soluções do problema, determinar a direção de crescimento da função objetivo na região factível e localizar o ponto extremo que minimiza ou maximiza a função. Por exemplo, o problema

$$\max 5x_1 + 8x_2 \quad (2.3)$$

sujeito às restrições

$$2x_1 + 3x_2 \geq 180 \quad (2.4)$$

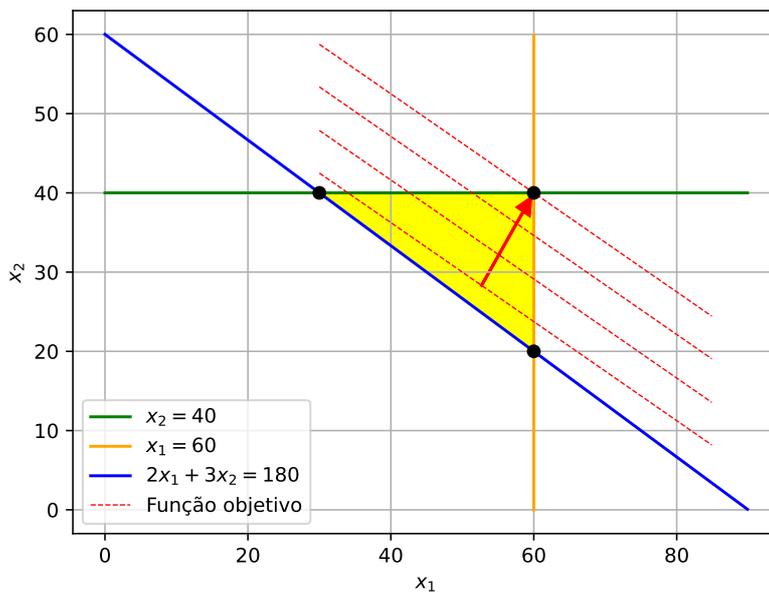


Figura 2.1 – Exemplo de aplicação do método gráfico em problema com duas variáveis de decisão.

$$x_1 \leq 60 \tag{2.5}$$

$$x_2 \leq 40 \tag{2.6}$$

define a região amarela da Figura 2.1 como conjunto de soluções factíveis. De acordo com o teorema, a solução do problema é um dos seguintes pontos: (30, 40), (60, 20) ou (60, 40). Pode-se determinar a solução ótima avaliando o valor da função objetivo para cada um dos pontos e escolhendo o que leva ao maior valor. Outra maneira de identificar o ponto ótimo é atribuindo valores para a função objetivo, que levam a retas paralelas no gráfico, neste caso representadas pelas linhas tracejadas vermelhas. À medida que o valor atribuído para a função objetivo cresce, a reta correspondente se desloca no sentido indicado pela seta. O maior valor de função objetivo possível, neste caso, será tal que a reta tracejada passa exatamente pelo ponto (60, 40). Como este é um problema de maximização, o ponto (60, 40) é, portanto, a solução ótima.

Para problemas com mais de três variáveis de decisão, a utilização do método gráfico não é possível. A necessidade de desenvolver um método capaz de trabalhar com um número arbitrário de variáveis de decisão levou o matemático George Dantzig, em meados de 1947, ao desenvolvimento do algoritmo simplex. Este algoritmo é um método exato que, em um número finito de passos, determina a solução ótima de problemas de programação linear com um número arbitrário de variáveis de decisão. O algoritmo simplex encontra-se bem descrito em diversas referências, como por exemplo em (DANTZIG, 1963),

(MURTHY, 2007) e (CARTER; PRICE; RABADI, 2019), e foi revisado e utilizado como base para vários outros métodos.

2.2.2.2 Programação inteira

Em alguns problemas, as variáveis de decisão só podem assumir valores discretos. Isto ocorre, por exemplo, quando se deseja determinar o número de unidades a serem produzidas por uma fábrica que maximize o lucro, considerando as condições impostas pelo mercado e fornecedor de insumos. Como o número de unidades de um produto só pode assumir valores inteiros, os métodos utilizados em problemas com variáveis reais não são adequados.

Embora seja intuitivo pensar que a resolução do problema a partir do algoritmo simplex e posterior arredondamento da solução leve à obtenção da solução ótima, não é difícil mostrar situações para as quais esse procedimento é falho (CARTER; PRICE; RABADI, 2019). Problemas com variáveis discretas exigem técnicas específicas que compõem uma categoria de problemas denominada programação inteira. Em particular, para situações em que objetivo e restrições são funções lineares das variáveis a se determinar, na forma das Expressões 2.1 e 2.2, com $x_1, x_2, \dots, x_w \in \mathbb{Z}$, tem-se a categoria de problemas denominada programação linear inteira.

Os problemas de programação linear inteira são classificados em subcategorias. Um tipo de problema específico, conhecido como zero-um ou programação linear binária, apresenta característica dicotômica. Nestes problemas, as variáveis a serem determinadas só podem assumir os valores 0 ou 1, o que permite a representação de escolhas que se concretizarão ou não e que implicarão em consequências. Este tipo de modelo é comum para problemas de otimização em grafos e será utilizado, posteriormente, no problema-alvo deste trabalho, que é o de otimização do custo de redes coletoras. Um exemplo de modelagem para programação linear binária é discutido no Apêndice A.

2.2.2.3 Softwares para programação linear

A resolução de problemas de programação linear pode ser feita utilizando programas diversos disponíveis na *internet*. Neste trabalho, dois programas foram utilizados: o Gurobi® e o HiGHS.

O Gurobi® é um *software* proprietário de alta *performance*, distribuído pela empresa Gurobi Optimization, LLC, por meio da venda de licenças de utilização (GUROBI, 2022). A empresa disponibiliza o programa gratuitamente para fins acadêmicos, por tempo determinado e com recursos limitados. O Gurobi® possui interfaces prontas para comunicação com linguagens como Python e C++, o que facilita a integração entre programas. Por ser *software* proprietário, não se encontra com facilidade de que maneira o

Gurobi® resolve os problemas de otimização, o que dificulta a descrição e o entendimento dos métodos utilizados pelo produto.

Por outro lado, o *software* HiGHS é um programa gratuito, distribuído sob licença MIT, desenvolvido por cientistas e programadores a partir do algoritmo simplex revisado *dual* paralelo desenvolvido por Huangfu e Hall (2018). O programa é escrito em C++ e possui boa *performance*, em especial se comparado a outros *softwares* gratuitos. De maneira semelhante ao Gurobi®, o HiGHS possui interface para comunicação com diversas linguagens, como Python e C++. Os detalhes acerca do método de otimização utilizado pelo *software* são encontrados no trabalho de Huangfu e Hall (2018).

2.3 Valor presente líquido

A variação do valor do dinheiro ao longo do tempo é importante e deve ser considerada em análises financeiras. As decisões de investimento em projetos que trarão ganhos distribuídos ao longo do tempo, por exemplo, devem levar em consideração que os ganhos futuros estimados possuem um valor diferente no presente, e a consideração dessa diferença é fundamental para que se efetue uma análise mais fiel à realidade e, como consequência, se tome uma decisão correta.

O método do valor presente líquido caracteriza-se pela transferência para o instante presente de todas as variações de caixa esperadas a partir de uma taxa de juros (FONSECA, 2020). Em outras palavras, o método aplica um desconto no capital líquido de um caixa segundo uma taxa de atratividade e considerando um determinado intervalo de tempo. O valor presente líquido é definido como a soma dos fluxos de caixa FC_τ em cada instante de tempo τ , descontados a uma taxa de juros r , segundo a expressão

$$\text{VPL} = \sum_{\tau=1}^h \frac{FC_\tau}{(1+r)^\tau}, \quad (2.7)$$

em que h é o intervalo de tempo considerado para a análise.

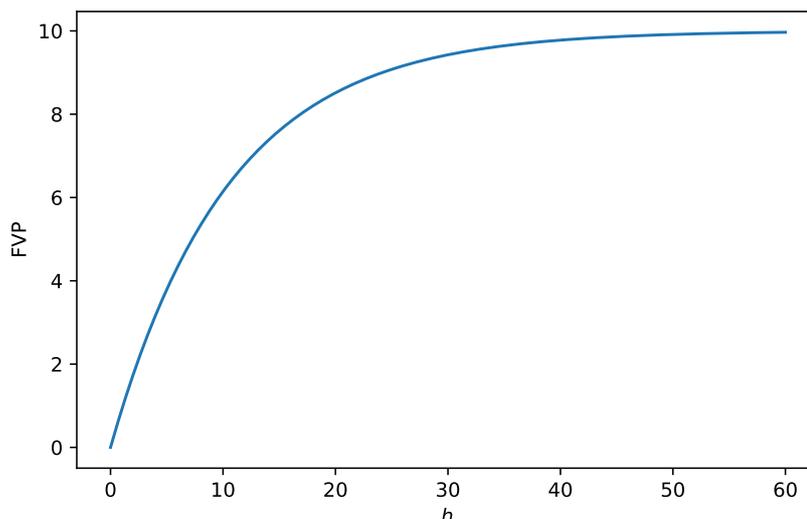
Os fluxos de caixa FC_τ são os saldos líquidos de entrada de capital em cada instante de tempo τ e a taxa de juros r é definida de acordo com a aplicação. Para situações nas quais o fluxo de caixa é constante para todo τ , a Expressão 2.7 se torna a soma dos termos de uma progressão geométrica, o que permite reescrever a equação na forma (COSTA, 2021)

$$\text{VPL} = \text{FC} \cdot \left(\frac{(1+r)^h - 1}{r(1+r)^h} \right) = \text{FC} \cdot \text{FVP}. \quad (2.8)$$

O termo que multiplica o fluxo de caixa constante FC na Equação 2.8 é denominado fator de valor presente e é dependente apenas do tempo e da taxa de juros. À medida que o tempo h cresce, o fator de valor presente tende para a constante $1/r$ e o valor presente

líquido tende a crescer com velocidade cada vez menor, conforme é mostrado no gráfico da Figura 2.2, em que se considerou uma taxa $r = 0,1$.

Figura 2.2 – FVP em função do tempo h para uma taxa de juros $r = 0,1$.



Fonte: Autor.

2.4 Redes coletoras

A rede coletora de um parque de geração é composta pelo conjunto de condutores e estruturas utilizados para conectar as unidades geradoras à subestação. Em empreendimentos de geração eólica, estas redes podem chegar a algumas dezenas de quilômetros de comprimento e sua função é escoar a energia gerada por cada máquina até a subestação, onde ocorre a elevação de tensão por meio de transformadores de potência e a conexão com uma linha de transmissão.

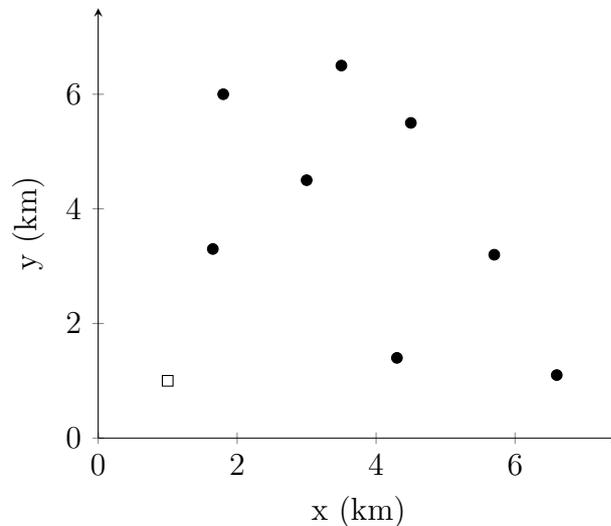
O projeto de uma rede coletora consiste em determinar quais serão as conexões entre os nós da rede, que são a subestação e as unidades geradoras, e quais serão os tipos de condutores utilizados em cada conexão. Neste trabalho, considera-se que o projeto é feito após a determinação das posições das unidades geradoras e da subestação da rede. Para que um projeto de rede coletora seja viável, é necessário que alguns critérios sejam atendidos, os quais incluem

- a conectividade da rede;
- a radialidade da rede;
- a capacidade de condução de corrente;
- os limites de tensão nas máquinas.

O critério de conectividade garante que há continuidade elétrica entre subestação e qualquer unidade geradora do parque. O critério de radialidade, por sua vez, garante que há apenas um caminho elétrico entre qualquer uma das máquinas e a subestação. A radialidade é uma característica típica em empreendimentos de geração e em sistemas de distribuição, e é utilizada devido ao seu baixo custo e facilidade de configuração dos dispositivos de proteção. Além disso, a rede coletora projetada deve ser tal que os condutores utilizados suportem as correntes de operação nominal do parque e que as tensões em cada máquina não violem os limites mínimo ou máximo.

Na Figura 2.3 é apresentado um exemplo hipotético de parque eólico para o qual é necessário definir uma rede coletora. As barras em que estão conectados os aerogeradores são representadas por pontos pretos e a subestação é representada por um quadrado branco. Nas redes da Figura 2.4, os pontos são interligados até a subestação por uma rede coletora hipotética, em que cores diferentes para cada conexão indicam tipos de condutores distintos. Nas extremidades dos alimentadores, as correntes nas conexões são menores, o que proporciona a escolha de condutores mais finos e, conseqüentemente, mais baratos em termos de custo de investimento. À medida que se aproxima da subestação, o nível de corrente elétrica aumenta, o que exige a utilização de condutores mais grossos.

Figura 2.3 – Distribuição hipotética de máquinas e subestação em um terreno.



Fonte: Autor.

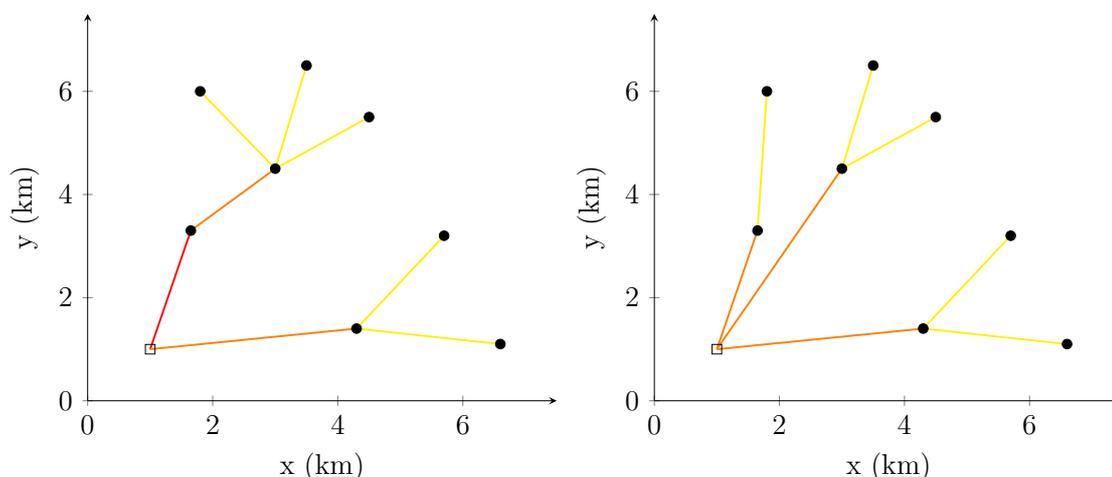
As redes das Figuras 2.4 são apenas algumas das milhões de redes radiais conexas possíveis para o exemplo da Figura 2.3. De acordo com a fórmula apresentada por Cayley (1889), para uma rede com uma subestação e n aerogeradores, o número de topologias radiais conexas possíveis é

$$N = (n + 1)^{(n-1)}, \quad (2.9)$$

o que leva, no exemplo da Figura 2.3, a um número de redes candidatas igual a

$$N = (8 + 1)^{(8-1)} = 4.782.969 \quad (2.10)$$

Figura 2.4 – Possíveis redes para a distribuição hipotética de máquinas e subestação.



Fonte: Autor.

possibilidades. O espaço de solução é ainda maior quando são contabilizadas as variações da mesma topologia com relação aos condutores utilizados em cada conexão.

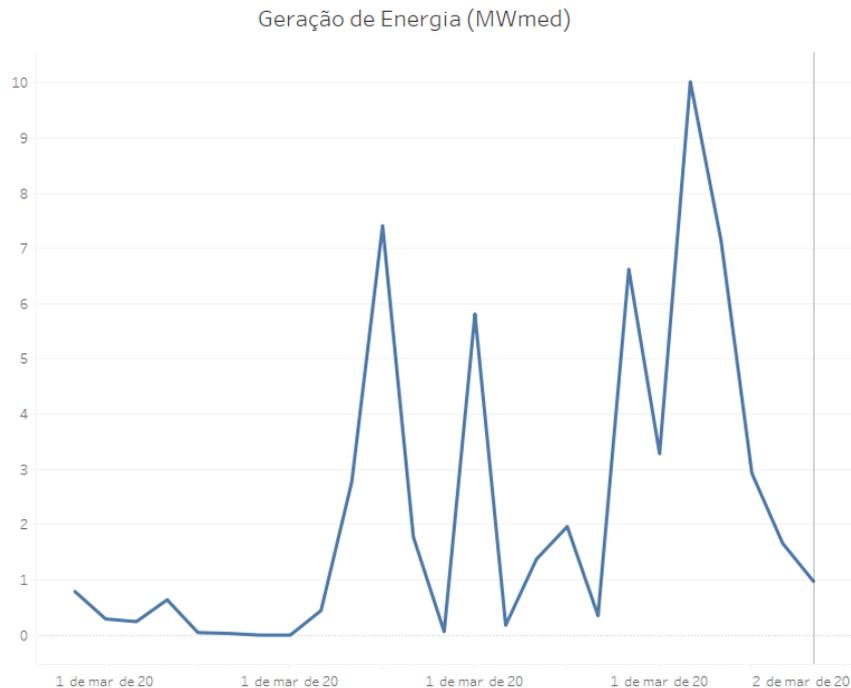
No projeto de uma rede coletora, determinam-se os custos de construção e de operação ao longo de sua vida útil. O custo de construção de uma rede coletora é a soma das despesas com cada conexão, que dependem do comprimento e da seção transversal dos condutores utilizados, bem como dos gastos com as estruturas de suporte necessárias, tais como postes, isoladores e cubículos de entrada de alimentadores na subestação. Já o custo de operação da rede coletora é o valor da energia perdida no parque ao longo do tempo, calculada a partir das perdas de potência inerentes ao funcionamento do empreendimento de geração. As perdas estão relacionadas com o comprimento e com a seção transversal dos condutores escolhidos para cada conexão, entretanto, a relação é diferente da que ocorre com o custo de construção.

O custo de construção está diretamente ligado à quantidade de material condutor utilizado no cabeamento da rede. À medida que o comprimento total dos circuitos e a área da seção transversal dos condutores utilizados cresce, mais material condutor é necessário e, conseqüentemente, maiores são os custos de construção. O custo operacional, por outro lado, está relacionado com a resistência elétrica dos condutores. Assim, o seu valor aumenta com o comprimento dos circuitos, mas diminui à medida que a área da seção transversal dos condutores cresce. Desta forma, o custo total do empreendimento, composto pela soma do custo de construção e custo operacional, é uma função que possui parcelas com tendências de crescimento opostas, uma vez que quando a seção transversal dos condutores tende a zero, o custo de construção também tende a zero, mas o custo operacional tende a infinito.

2.4.1 Operação de redes coletoras de parques eólicos

A geração de energia em parques eólicos é governada, em tempo real, pela disponibilidade da fonte primária no parque, que é o vento. Como a velocidade do vento varia ao longo do tempo com um certo grau de imprevisibilidade, a geração de energia neste tipo de central elétrica tem uma natureza intermitente, diferentemente de outros tipos de geração que são previsíveis ou controláveis, como no caso da geração hidráulica e das termelétricas. Na Figura 2.5, é mostrada a curva de geração do conjunto eólico Asa Branca, localizado no Rio Grande do Norte, registrada a cada hora pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) entre os dias 01 e 02 de Março de 2020. A imagem deixa claro o alto grau de intermitência da potência injetada por este tipo de central elétrica ao longo de um dia.

Figura 2.5 – Curva de geração do conjunto eólico Asa Branca entre os dias 01 e 02 de Março de 2020.



Fonte: (ONS, 2021).

Para contabilizar a energia total produzida pelo parque em um determinado intervalo de tempo, é necessário efetuar a integração da curva de geração. A razão entre a energia total produzida e o intervalo de tempo considerado constitui a potência média gerada pelo parque ao longo daquele intervalo de tempo. Com o conhecimento da potência média, é possível calcular o fator de carga l_f do parque eólico, o qual é definido como a razão entre a demanda média e a demanda máxima do parque. Matematicamente,

$$l_f = \frac{P_{\text{méd}}}{P_{\text{máx}}}. \quad (2.11)$$

Para efetuar o cálculo das perdas médias de uma rede coletora e, posteriormente, o cálculo da energia total perdida, é necessário conhecer o regime de operação previsto para as máquinas do parque. O cálculo preciso das perdas médias, portanto, exige uma estimativa precisa do número de horas em que ocorrerá cada patamar de geração do empreendimento (BRAZ; MELO; SOUZA, 2011). No intuito de se obter as perdas médias de maneira mais simples, pode-se lançar mão de uma aproximação para o fator de perdas da rede, que é a relação entre o valor médio e o valor máximo das perdas. O valor aproximado do fator de perdas é calculado a partir da fórmula (BRAZ; MELO; SOUZA, 2011):

$$F_p = K_f l_f^2 + (1 - K_f) l_f, \quad (2.12)$$

em que K_f é um fator dependente da fonte de energia primária e l_f é o fator de carga obtido a partir da Equação 2.11.

Uma característica inerente à operação de redes coletoras em parques de geração é o perfil de elevação de tensão que se verifica nos alimentadores. Ao contrário do que ocorre em sistemas de distribuição, nos quais as cargas predominam com relação à geração, a tensão nos alimentadores de redes coletoras se eleva à medida que se afasta da subestação. Isto ocorre porque a geração é predominante na rede, o que implica em injeção de corrente nas barras e fluxo de correntes das extremidades para a subestação. As quedas de tensão nos ramos, portanto, ocorrem no mesmo sentido. É importante atentar, portanto, para a possibilidade de ocorrência de sobretensões indesejadas no sistema.

2.4.2 Influência da temperatura na resistência elétrica dos condutores

A resistência elétrica dos cabos elétricos comerciais é informada pelos fabricantes em catálogos para uma determinada temperatura de operação. Os valores informados nos catálogos normalmente são de resistência CA, que inclui o efeito do encordoamento helicoidal dos cabos e o efeito pelicular. Tais efeitos fazem com que o valor da resistência CA seja maior que o de resistência CC do mesmo condutor disposto de forma retilínea. Os valores de resistência CA, porém, devem ser corrigidos para a temperatura de operação prevista para os circuitos.

Na faixa normal de operação, a variação da resistência de um condutor metálico com a temperatura é praticamente linear (STEVENSON, 1986), o que permite a obtenção de um método conveniente para a correção da resistência de acordo com a temperatura de operação do circuito. Seja K_T a temperatura de resistência nula de um condutor, obtida pela extrapolação do gráfico de temperatura *versus* resistência, conforme mostrado na Figura 2.6. (R_c, T_c) é um par resistência-temperatura conhecido, proveniente do catálogo, e T_{op} é a temperatura de operação a que o condutor será submetido. O valor da resistência de operação R_{op} é obtido a partir da aplicação de uma semelhança de triângulos no gráfico,

cuja equação é dada por

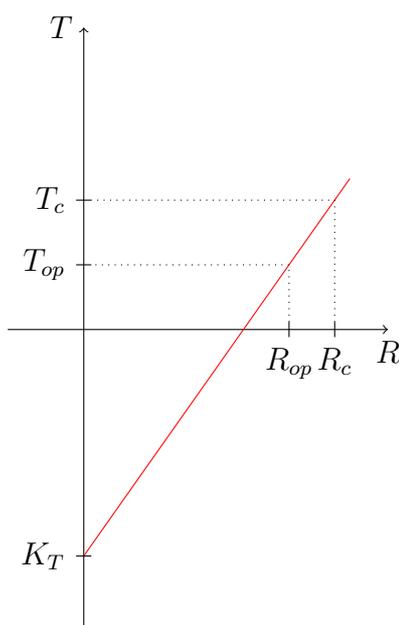
$$\frac{R_c - R_{op}}{R_{op} - 0} = \frac{T_c - T_{op}}{T_{op} - K_T}. \quad (2.13)$$

Isolando-se R_{op} na Equação 2.13, obtém-se

$$R_{op} = R_c \left(\frac{T_{op} - K_T}{T_c - K_T} \right). \quad (2.14)$$

Ou seja, a partir do conhecimento de um par resistência/temperatura e da temperatura

Figura 2.6 – Gráfico de temperatura *versus* resistência para um condutor metálico hipotético.



Fonte: Autor.

de resistência nula do condutor, é possível determinar a resistência elétrica para qualquer outra temperatura de interesse. Valores típicos de K_T são $-234,5\text{ °C}$ para o cobre recozido, -241 °C para o cobre têmpera dura e -228 °C para o alumínio têmpera dura (STEVENSON, 1986).

2.4.3 Cálculo de condutores econômicos

Em projetos de instalações elétricas residenciais, é comum que o projetista escolha o condutor de menor seção transversal disponível que atenda aos critérios de capacidade de condução de corrente e de limites de queda de tensão no circuito em que será aplicado, pois apenas o custo de construção dos circuitos é considerado para a tomada de decisão. Entretanto, para instalações elétricas de potências elevadas que operam ininterruptamente, o custo da energia perdida nos cabos é significativo e, portanto, também deve ser considerado para a tomada de decisão com relação aos tipos de condutores utilizados na rede.

Nesse sentido, o procedimento mais recomendado para o dimensionamento dos condutores de redes coletoras é o cálculo de condutores econômicos, no qual são avaliados

os condutores disponíveis para o projeto e escolhidos os que minimizam a soma do custo de construção e do custo das perdas. Este procedimento compõe parte do conjunto de recomendações da NBR 15920 (ABNT, 2011), que trata da escolha econômica de cabos considerando o efeito joule.

O cálculo de condutores econômicos é feito supondo-se um comprimento unitário de condutor percorrido por uma determinada corrente de projeto. O procedimento é composto pelas seguintes etapas:

1. Levantamento das características dos condutores k disponíveis para o projeto, que deve incluir a resistência R_k , a reatância X_k , caso as perdas reativas sejam tarifadas, a temperatura de referência T_c , o custo do condutor por unidade de comprimento C_k , a capacidade de condução I_{Z_k} e a temperatura de resistência nula K_T ;
2. Determinação da corrente de projeto do circuito, da temperatura de operação dos condutores, do horizonte de planejamento, do fator de perdas e , no caso da aplicação do valor presente líquido, da taxa mínima de atratividade;
3. Ajuste da resistência elétrica para a temperatura de operação determinada;
4. Cálculo das perdas máximas e das perdas médias;
5. Cálculo da energia total perdida ao longo do período de análise;
6. Cálculo do custo da energia total perdida;
7. Cálculo do custo de construção dos circuitos.
8. Cálculo do custo total (construção + custo das perdas).

Estudo de caso

Por um circuito trifásico, deve-se fornecer uma potência total de 4200 kVA a uma tensão de linha de 34,5 kV e temperatura de operação de 60 °C. Os condutores disponíveis para utilização são mostrados na Tabela 2.1. A temperatura de referência do catálogo é de 20 °C e a de resistência nula é de -228 °C.

O custo do kWh de energia é de R\$ 0,25, o fator de perdas da rede é de 0,2, a janela de tempo para a análise é de 20 anos e deve-se aplicar o método do VPL para o custo operacional segundo uma taxa mínima de atratividade de 7%. Deseja-se determinar o condutor econômico para a aplicação em questão.

Solução: A corrente que percorrerá o circuito possui o valor de

$$I_z = \frac{4200 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 34,5 \cdot 10^3} = 70,29 \text{ A.} \quad (2.15)$$

Tabela 2.1 – Condutores disponíveis para utilização no estudo de caso.

k	R_k (Ω/km)	C_k (R\$/km)	I_{Z_k} (A)
C095	0,4301	26030	177
C120	0,3403	27770	194
C150	0,2773	29780	216
C185	0,2212	31400	244
C240	0,1693	33570	283
C300	0,1362	37770	319
C400	0,1071	43370	364

Fonte: Adaptado de Braz, Melo e Souza (2011).

Com esta corrente, calculam-se as perdas máximas e, em seguida, as perdas médias, a partir da multiplicação das perdas máximas pelo fator de perdas, para cada condutor da Tabela 2.1. Em seguida, aplicando o método do VPL, calculam-se os custos das perdas para cada condutor. A Tabela 2.2 contém os resultados referentes aos principais passos do cálculo de condutores econômicos para este caso.

Tabela 2.2 – Resultado do cálculo de condutores econômicos do estudo de caso.

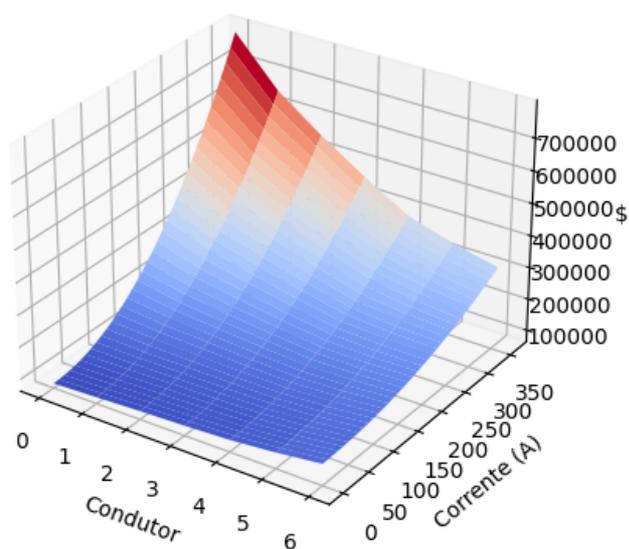
k	R_k (Ω) (60 °C)	Construção (R\$)	Perdas (R\$)	Total (R\$)
C095	0,4995	78090	34348,30	112438,30
C120	0,3952	83310	27176,77	110486,77
C150	0,3220	89340	22145,51	111485,51
C185	0,2569	94200	17665,30	111865,30
C240	0,1966	100710	13520,50	114230,50
C300	0,1582	113310	10877,10	124187,10
C400	0,1244	130110	8553,14	138663,14

Fonte: Autor.

O resultado do cálculo mostra que, para o caso em questão, o condutor mais econômico é o C120, pois este é o condutor que implica no menor valor de custo total. Se fosse considerado apenas o custo de construção, a opção seria o condutor C095, uma vez que o mesmo suporta a solicitação do circuito e é o de menor custo.

O melhor condutor varia de acordo com a corrente de projeto especificada para o circuito. Este fato pode ser observado no gráfico da Figura 2.7, em que é mostrada a variação do custo total com os condutores utilizados (numerados no gráfico de 0 a 6, na ordem mostrada na Tabela 2.1) e a corrente de projeto do circuito. Para baixas correntes, o custo total aumenta com a área da seção transversal dos condutores; para correntes altas, o comportamento é o oposto.

Figura 2.7 – Variação do custo de acordo com o condutor utilizado e a corrente de projeto do circuito.



Fonte: Autor.

2.4.4 Cálculo do fluxo de potência em redes coletoras

O cálculo do fluxo de potência em redes radiais com alimentadores longos e carregados pode ser um problema para os algoritmos tradicionais, como o método de Newton-Raphson. Este problema está relacionado com as altas relações entre resistência e reatância dos cabos utilizados em sistemas deste tipo, além da baixa eficiência verificada nos métodos tradicionais para a resolução do fluxo de potência de redes com configuração radial (CESPEDES, 1990). Por isso, um método de cálculo do fluxo de potência específico para redes radiais é empregado neste trabalho: o método da soma de potências.

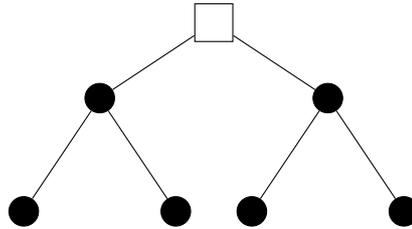
2.4.4.1 Método da Soma de Potências

O método da soma de potências, proposto por Cespedes (1990), permite efetuar o cálculo do fluxo de potência de redes radiais sem a necessidade de representá-las matricialmente. O método efetua varreduras de maneira iterativa a fim de computar os valores dos fluxos de potência e as tensões em cada trecho. Uma vantagem oferecida por este método é que os ângulos das tensões não são utilizados nos cálculos do processo iterativo. Os valores dos ângulos são determinados apenas após a obtenção da solução convergente.

Redes radiais podem ser representadas por grafos de topologia em árvore, como o mostrado na Figura 2.8, cujos nós são as barras da rede e as arestas são as linhas elétricas entre as barras. O nível mais alto do grafo é a subestação e, para cada par de barras conectadas, há apenas um caminho elétrico que as interliga. A subestação é considerada como sendo uma barra em que a tensão complexa é constante e seu valor é conhecido,

enquanto a potência complexa fornecida pela mesma será determinada pelo método, de maneira semelhante ao que ocorre com a barra de balanço nos algoritmos tradicionais de fluxo de potência.

Figura 2.8 – Exemplo de rede radial com barras representadas por círculos pretos e subestação representada por um quadrado branco.

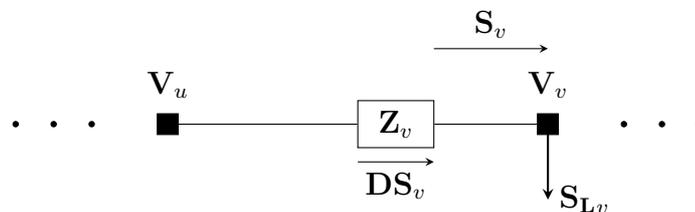


Fonte: Autor.

O conjunto formado por uma barra, sua respectiva carga equivalente e pelo ramo que chega até esta barra proveniente de outro nó eletricamente mais próximo da subestação é chamado de trecho. As redes radiais, portanto, são compostas por uma subestação e um conjunto de trechos. Cada trecho possui uma tensão, uma carga, um fluxo de potência e um quantitativo de perdas associados a si, os quais serão determinados pelo método iterativo. Uma vez obtidos estes resultados, grandezas como ângulos das tensões e correntes nas linhas podem ser calculados e o estado completo da rede passa a ser conhecido.

Na Figura 2.9, é mostrado um trecho genérico de uma rede radial formado por um ramo de impedância Z_v , pela barra v e pela carga S_{L_v} , com fluxo de potência S_v em direção à extremidade do alimentador e com perdas elétricas DS_v no ramo do trecho. A barra u é a barra de origem do trecho e está eletricamente mais próxima da subestação do que a barra v , que é a barra de destino do trecho. Como o MSP é utilizado para calcular o fluxo de potência de redes em que normalmente as linhas são curtas, considera-se as admitâncias *shunt* como desprezíveis.

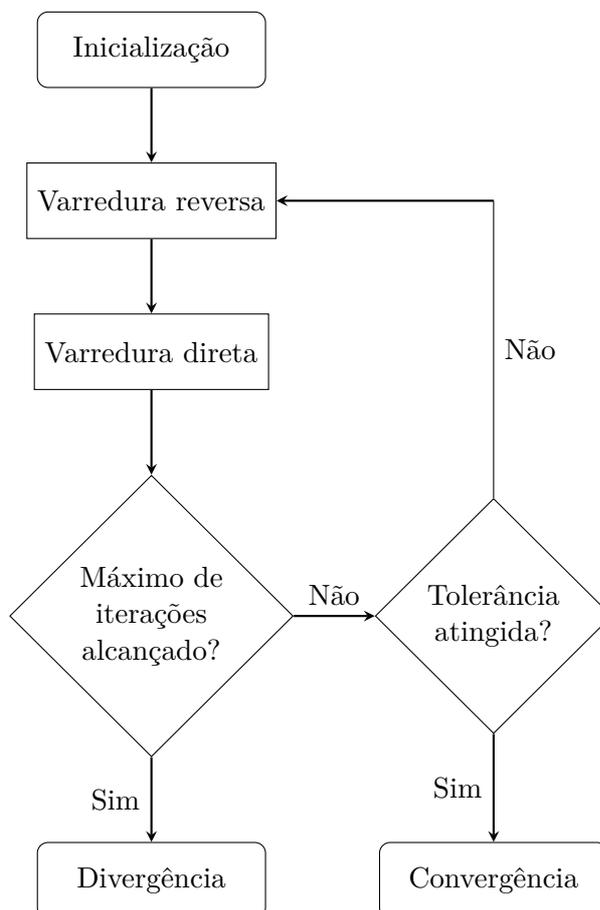
Figura 2.9 – Trecho de uma rede radial.



Fonte: Autor.

O fluxograma do MSP é mostrado na Figura 2.10. Os detalhes de cada passo do algoritmo são descritos a seguir.

Figura 2.10 – Fluxograma do algoritmo do MSP.



Fonte: Autor.

Inicialização

De maneira semelhante a outros métodos iterativos, o MSP requer uma estimativa inicial para a solução do problema. Em geral, o chute inicial utilizado é tal que as tensões dos trechos são iguais à tensão da subestação e as perdas nos trechos são nulas. Matematicamente,

$$\mathbf{V}_u = \mathbf{V}_S \quad (2.16)$$

e

$$\mathbf{DS}_u = 0, \quad (2.17)$$

para todos os trechos u da rede.

Varredura reversa

Após a inicialização, o método efetua uma ordenação dos trechos e são calculados os fluxos de potência em cada um a partir das extremidades dos alimentadores em direção à subestação. Para os trechos terminais, o fluxo de potência é igual à potência da carga conectada no trecho; para os trechos à montante, o fluxo de potência é a soma das potências dos trechos imediatamente à jusante com a soma das perdas dos trechos imediatamente à

jusante. Matematicamente,

$$\mathbf{S}_v = \mathbf{S}_{L_v} + \sum_{u \in U_v} (\mathbf{S}_u + \mathbf{D}\mathbf{S}_u), \quad (2.18)$$

em que U_v é o conjunto de índices dos trechos localizados imediatamente à jusante do trecho v .

Varredura direta

Após efetuada a varredura reversa, o método prossegue com a aplicação de uma varredura direta partindo da subestação em direção aos trechos terminais, a fim de determinar as tensões em cada trecho. Uma vez conhecida a tensão na barra de origem e o fluxo de potência de um trecho, é possível calcular a tensão da barra de destino. Tomando como base o trecho da Figura 2.9, pode-se escrever que a potência complexa \mathbf{S}_v é tal que

$$\mathbf{S}_v = \sqrt{3}\mathbf{V}_v\bar{\mathbf{I}}_v \implies \bar{\mathbf{S}}_v = \sqrt{3}\bar{\mathbf{V}}_v\mathbf{I}_v \quad (2.19)$$

com

$$\mathbf{I}_v = \frac{\mathbf{V}_u - \mathbf{V}_v}{\sqrt{3}\mathbf{Z}_v}. \quad (2.20)$$

Substituindo a Equação 2.20 na Equação 2.19, obtém-se

$$\bar{\mathbf{S}}_v\mathbf{Z}_v = \mathbf{V}_u\bar{\mathbf{V}}_v - V_v^2. \quad (2.21)$$

Expressando a impedância e a potência complexas na forma cartesiana e as tensões complexas na forma polar, a equação 2.21 passa a ser escrita como

$$(P_v - jQ_v)(R_v + jX_v) = V_u V_v \angle(\delta_u - \delta_v) - V_v^2 \implies$$

$$P_v R_v + Q_v X_v + V_v^2 + j(P_v X_v - Q_v R_v) = V_u V_v \cos(\delta_u - \delta_v) + jV_u V_v \sin(\delta_u - \delta_v). \quad (2.22)$$

Igualando as partes real e imaginária de ambos os membros da Equação 2.22, obtém-se duas equações, as quais são

$$P_v R_v + Q_v X_v + V_v^2 = V_u V_v \cos(\delta_u - \delta_v) \quad (2.23)$$

e

$$P_v X_v - Q_v R_v = V_u V_v \sin(\delta_u - \delta_v). \quad (2.24)$$

A soma dos quadrados das Equações 2.23 e 2.24 em conjunto com o fato de que $\sin^2(\delta_u - \delta_v) + \cos^2(\delta_u - \delta_v) = 1$ leva a

$$(P_v R_v + Q_v X_v + V_v^2)^2 + (P_v X_v - Q_v R_v)^2 = V_u^2 V_v^2. \quad (2.25)$$

A Equação 2.25, quando desenvolvida, leva a uma expressão do tipo

$$V_v^4 + 2A_v V_v^2 + C_v = 0, \quad (2.26)$$

em que

$$A_v = P_v R_v + Q_v X_v - \frac{V_u^2}{2} \quad (2.27)$$

$$C_v = (R_v^2 + X_v^2)(P_v^2 + Q_v^2) \quad (2.28)$$

e

$$B_v = \sqrt{A_v^2 - C_v}. \quad (2.29)$$

A solução da Equação 2.26 que possui significado físico é dada por

$$V_v = \sqrt{B_v - A_v}. \quad (2.30)$$

De posse da tensão da barra de destino, é possível calcular as perdas do trecho. Como

$$\mathbf{DS}_v = 3\mathbf{Z}_v I_v^2 \quad (2.31)$$

e

$$\bar{\mathbf{I}}_v = \frac{P_v + jQ_v}{\sqrt{3}\mathbf{V}_v} \implies I_v = \frac{\sqrt{P_v^2 + Q_v^2}}{\sqrt{3}V_v} \implies I_v^2 = \frac{P_v^2 + Q_v^2}{3V_v^2}, \quad (2.32)$$

as perdas em um trecho são determinadas pela expressão

$$\mathbf{DS}_v = \mathbf{Z}_v \frac{P_v^2 + Q_v^2}{V_v^2}. \quad (2.33)$$

A aplicação da varredura direta a partir da subestação é possível porque a tensão da subestação é conhecida durante todo o método iterativo, o que permite que as tensões dos trechos imediatamente à jusante sejam determinados. Desta forma, as tensões das barras de origem dos próximos trechos passam a ser sucessivamente conhecidas.

Máximo de iterações alcançado/Tolerância atingida?

A aplicação de uma varredura reversa e uma varredura direta constitui uma iteração do método. Como o número de iterações a serem efetuadas é desconhecido, utiliza-se uma tolerância e um número máximo de iterações como critérios de parada. A tolerância deve ser de ordem de grandeza pequena em comparação com os valores esperados para as variáveis do método, e deve ser comparada com a máxima diferença entre as tensões obtidas na iteração atual e na anterior. Caso o número máximo de iterações seja alcançado, considera-se que o método divergiu. Se a tolerância não foi atingida, o algoritmo retorna à varredura reversa e executa uma nova iteração. Se a tolerância foi atingida, considera-se que o método convergiu e procede-se com os cálculos de grandezas complementares, como correntes nas linhas e ângulos das tensões.

3 Formulação do problema

Neste capítulo, o modelo de otimização de redes coletoras utilizado neste trabalho é discutido com detalhes. Na Seção 3.1, são reproduzidos dois modelos de otimização propostos por [Cerveira et al. \(2016\)](#), os quais foram tomados como base para o modelo final deste trabalho. Na Seção 3.2, são propostas algumas contribuições que visam tornar a análise mais fiel à realidade e diminuir o tempo de execução do algoritmo de otimização.

3.1 Projeto de redes coletoras como um problema de programação binária

Alguns modelos de otimização de redes coletoras são propostos por [Cerveira et al. \(2016\)](#), com base nas seguintes premissas:

- Há uma única subestação no parque;
- Em todas as barras da rede, com exceção da subestação, há um aerogerador conectado de um único tipo;
- Cada aerogerador injeta a mesma corrente na rede e opera com fator de potência unitário.

Essas considerações são típicas de parques eólicos, com exceção da injeção de corrente de mesmo valor por todos os aerogeradores. Na operação real, se os aerogeradores entregam a mesma potência em um dado instante, o módulo da corrente injetada por cada aerogerador diminui à medida que se afasta da subestação, dado que o perfil de tensão das redes coletoras é de elevação de tensão.

3.1.1 Formulação do método

Seja $N_0 = \{0, 1, \dots, n\}$ o conjunto de índices que representa todas as barras da rede coletora. O número 0 representa a subestação e os demais números representam os aerogeradores do parque. Seja $N = \{1, 2, \dots, n\}$ o conjunto de índices que contém apenas os identificadores dos aerogeradores. O índice u será utilizado para representar qualquer nó da rede pertencente a N_0 e o índice v será utilizado para representar qualquer aerogerador do parque pertencente a N . Considere também o índice $k \in \{1, 2, \dots, K\}$ que representa o tipo de condutor dentre uma lista de condutores conhecida. Seja c_{uv}^k o custo de construção de uma conexão entre as barras u e v com condutor do tipo k , cuja expressão é dada por

$$c_{uv}^k = (D + 3 \cdot C_k) \cdot l_{uv}, \quad (3.1)$$

em que

- D : custo de instalação dos cabos por unidade de comprimento;
- C_k : custo de um condutor do tipo k por unidade de comprimento;
- l_{uv} : distância entre as barras u e v .

Cada tipo de condutor k possui uma corrente máxima admissível. Considerando que todas as máquinas injetam a sua corrente nominal na rede, cada tipo k suportará um número máximo de aerogeradores à jusante de si em uma conexão, dado pela divisão inteira da corrente máxima admissível pela corrente nominal das máquinas. Matematicamente,

$$m_k = \lfloor \frac{I_{Z_k}}{I_r} \rfloor, \quad (3.2)$$

em que m_k é o número máximo admissível de aerogeradores a jusante do condutor k , I_{Z_k} é a capacidade de condução de corrente do condutor k e I_r é a corrente nominal dos aerogeradores. Define-se ainda o número máximo de aerogeradores suportados pelo condutor de maior ampacidade da lista, simbolizado por Q , expresso por

$$Q = \max_{k=1,\dots,K} m_k. \quad (3.3)$$

O cálculo das perdas contabiliza as perdas ativas e reativas da rede. Em Portugal, país ao qual pertence a instituição de [Cerveira et al. \(2016\)](#), a tarifa de energia reativa corresponde à metade da tarifa de energia ativa. As perdas são calculadas para cada possível conexão entre duas barras u e v , com v à jusante de u , composta por condutores do tipo k e com t aerogeradores à jusante da conexão, considerando uma operação ininterrupta ao longo do horizonte de planejamento especificado. O número de aerogeradores à jusante de um trecho leva em conta a máquina conectada na barra de destino do mesmo, de tal forma que, para conexões terminais, $t = 1$. Desta forma, os custos das perdas ativas p_{uv}^{kt} e reativas q_{uv}^{kt} são dados por:

$$p_{uv}^{kt} = 3 \cdot R_k \cdot l_{uv} \cdot l_f^2 \cdot t^2 \cdot I_r^2 \cdot c_p \cdot 8760 \cdot h \quad (3.4)$$

e

$$q_{uv}^{kt} = 3 \cdot X_k \cdot l_{uv} \cdot l_f^2 \cdot t^2 \cdot I_r^2 \cdot c_q \cdot 8760 \cdot h \quad (3.5)$$

em que

- R_k : Resistência do condutor k por unidade de comprimento;
- X_k : Reatância do condutor k por unidade de comprimento;
- l_f : Fator de carga da geração;

- h : Horizonte de planejamento, em anos;
- c_p : Tarifa de energia ativa;
- c_q : Tarifa de energia reativa;

e a constante 8760 é o número de horas em um ano.

A utilização da programação binária na resolução do problema de otimização é possível a partir da definição das variáveis de decisão $x_{uv}^{kt} \in \{0,1\}$, as quais assumem o valor unitário quando existe uma conexão entre as barras u e v , com v à jusante de u , composta por condutores do tipo k e com t aerogeradores à jusante da conexão, incluindo a máquina conectada em v . Como as variáveis do tipo x_{uv}^{kQ} só podem assumir o valor unitário para conexões que saem da subestação, ou seja, com $u = 0$, define-se o número máximo de aerogeradores possível para uma conexão que parte de u com condutor do tipo k como

$$t_{ku} = \begin{cases} m_k, & u = 0 \\ \min\{m_k, Q - 1\}, & u \in N \end{cases}. \quad (3.6)$$

A função objetivo do problema é definida como a soma dos custos de construção com os custos das perdas elétricas ao longo de um horizonte de planejamento. O problema é de minimização, considerando as restrições de radialidade e conectividade dos aerogeradores. Em um primeiro momento, a elevação máxima de tensão na rede não é considerada por [Cerveira et al. \(2016\)](#), sob a justificativa de que não foi observada nenhuma violação de tensão nos estudos de caso reportados. O primeiro modelo apresentado é denominado **GCF1** (*Global Cost Function 1*), e é formulado como

$$\min \sum_{u \in N_0} \sum_{v \in N} \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^{t_{ku}} ((c_{uv}^k + p_{uv}^{kt} + q_{uv}^{kt}) \cdot x_{uv}^{kt}) \quad (3.7)$$

sujeito às restrições

$$\sum_{v \in N} \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^{t_{k0}} (t \cdot x_{0v}^{kt}) = n; \quad (3.8)$$

$$\sum_{u \in N_0} \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^{t_{ku}} (x_{uv}^{kt}) = 1, \forall v \in N; \quad (3.9)$$

$$\sum_{u \in N_0} \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^{t_{ku}} (t \cdot x_{uv}^{kt}) = \sum_{u \in N_0} \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^{t_{ku}} (t \cdot x_{vu}^{kt}) + 1, \forall v \in N. \quad (3.10)$$

A restrição 3.8 impõe a conectividade de todos os aerogeradores do parque, ao determinar que a soma de todos os aerogeradores à jusante dos trechos que partem da subestação é igual ao total de máquinas do empreendimento. O conjunto de restrições 3.9 impõe a radialidade para cada trecho do sistema ao determinar que, para cada barra v , só há uma única conexão ativa que tem v como destino. O conjunto de restrições 3.10

garante que o número de aerogeradores à jusante da conexão que chega até a barra v é maior em uma unidade do que a soma do número de aerogeradores à jusante das conexões que saem de v em direção à extremidade do alimentador. Esta restrição garante que o método escolherá conexões que formam alimentadores em vez de conexões com um número arbitrário de máquinas à jusante.

O modelo **GCF1**, apesar de ser matematicamente consistente, é ineficiente. Conforme constataram os autores, a otimização da rede do parque Gardunha, de 57 aerogeradores, não foi bem sucedida devido à lotação da memória principal do computador durante o processamento. O modelo, porém, pode ser simplificado sem perda de exatidão se o condutor econômico para cada possível conexão for determinado antes da execução do algoritmo principal. Esta simplificação diminui consideravelmente os requisitos de memória e de processamento necessários para a otimização. O cálculo dos custos totais $c_{uv}^k + p_{uv}^{kt} + q_{uv}^{kt}$ permite determinar o condutor k_{uv}^t que implica em menor custo para um dado u , v e t . Ou seja, o condutor econômico para cada possível conexão da rede é dado por

$$k_{uv}^t = \arg \min_{k=k_t, \dots, K} (c_{uv}^k + p_{uv}^{kt} + q_{uv}^{kt}), \quad (3.11)$$

para $u \in N_0$, $v \in N$, k_t o condutor de menor ampacidade que suporta a corrente de t aerogeradores e $t = 1, \dots, Q(u)$, com $Q(u)$ dado por

$$Q(u) = \begin{cases} Q, & u = 0 \\ Q - 1, & u \in N \end{cases}, \quad (3.12)$$

que representa o número máximo de aerogeradores possível a jusante da barra u .

Com isso, pode-se calcular o custo α_{uv}^t de cada possível conexão entre u e v com t máquinas à jusante e condutor econômico k_{uv}^t . Matematicamente,

$$\alpha_{uv}^t = c_{uv}^{k_{uv}^t} + p_{uv}^{k_{uv}^t t} + q_{uv}^{k_{uv}^t t}, \text{ para } k = k_{uv}^t. \quad (3.13)$$

Com este novo parâmetro de custo, os condutores deixam de ser incógnitas a serem determinadas pela otimização e um novo modelo é definido. Sejam $y_{uv}^t \in \{0,1\}$ variáveis binárias que representam a existência ou inexistência de uma conexão entre as barras u e v , com t aerogeradores à jusante. O modelo de otimização **GCF2** (*Global Cost Function 2*) é definido como

$$\min \sum_{u \in N_0} \sum_{v \in N} \sum_{t=1}^{Q(u)} (\alpha_{uv}^t \cdot y_{uv}^t) \quad (3.14)$$

considerando o conjunto de restrições

$$\sum_{v \in N} \sum_{t=1}^Q (t \cdot y_{0v}^t) = n \quad (3.15)$$

$$\sum_{u \in N_0} \sum_{t=1}^{Q(u)} (y_{uv}^t) = 1, \forall v \in N \quad (3.16)$$

$$\sum_{u \in N_0} \sum_{t=1}^{Q(u)} (t \cdot y_{uv}^t) = \sum_{u \in N} \sum_{t=1}^{Q(u)} (t \cdot y_{vu}^t) + 1, \forall v \in N \quad (3.17)$$

Os autores ainda propõem dois outros modelos de otimização além dos apresentados. Em **GCF2+**, um conjunto de restrições adicionais foi considerado a fim de aprimorar o modelo. Outro modelo apresentado considera em sua formulação o critério da máxima variação de tensão permitida, porém não foram feitos estudos de caso com o mesmo. Nesta dissertação, utiliza-se o modelo **GCF2**.

3.2 Contribuições propostas

Conforme discutido no Capítulo 2, os modelos são representações simplificadas e idealizadas do fenômeno real, cujo nível de detalhes a ser considerado determinará a relação de compromisso entre a exatidão e a complexidade. O modelo GCF2 possui a vantagem de tratar de maneira linear um problema complexo e sujeito a explosão combinatória, o que permite a utilização dos métodos de otimização clássicos, que gozam de eficiência e exatidão. Contudo, algumas deficiências importantes são verificadas no modelo que o distanciam da realidade, dado que inexistem

- A aplicação de desconto a uma taxa de atratividade na estimativa do custo operacional;
- A consideração de um custo adicional associado à construção de cubículos de conexão dos alimentadores na subestação;
- A correção da resistência elétrica dos condutores devido à temperatura de operação dos circuitos;
- A utilização de um fator de perdas para o cálculo das perdas médias (um fator de carga é aplicado para as máquinas por [Cerveira et al. \(2016\)](#)).

Ao desconsiderar esses fatores, a aplicação do método determinará uma solução ótima para o modelo matemático, mas possivelmente sub-ótimo para o problema do ponto de vista prático, dado que o custo real da rede coletora é influenciado por estes fatores. Além disso, a premissa de injeção de corrente de mesmo valor por todas as máquinas leva a uma superestimativa das perdas na rede, o que pode afetar a escolha da solução ótimas. Como contribuição desta dissertação, se propõe um conjunto de modificações no cálculo dos custos a fim de torná-lo mais fiel à realidade, o que proporcionará maior rentabilidade para os empreendimentos de geração. O modelo que considera as contribuições adicionais será denominado **GCF2'**. Nas Seções 3.2.1 a 3.2.5 são descritas cada contribuição proposta.

3.2.1 Desconto na estimativa do custo operacional

Como o custo das perdas é distribuído ao longo do tempo e a determinação da melhor rede leva em consideração o custo total no momento presente, é importante considerar que os custos estimados no futuro possuem um valor diferente no momento atual. Quando uma correção monetária não é levada em consideração neste problema, o custo operacional é superestimado e as perdas têm um peso excessivo no custo total da rede. A função objetivo, desta forma, se distancia da realidade e as soluções ótimas minimizam as perdas com a inclusão de mais alimentadores e condutores de maior seção transversal.

Uma das formas de se efetuar a correção monetária ao longo do tempo é a aplicação do método do valor presente líquido, discutido no Capítulo 2. Neste caso, o fluxo de caixa é composto apenas pelo custo das perdas, que se configura como saída de capital. Como o custo operacional é calculado com base nas perdas médias anuais, o fluxo de caixa para este problema será constante para qualquer ano considerado, o que permite utilizar a simplificação dada pela Equação 2.8 para determinar o VPL do custo operacional. Com base nas Equações 2.8, 3.4 e 3.5, os valores corrigidos dos custos das perdas ativas e reativas serão dados por

$$p_{uv}^{kt} = 3 \cdot R_k \cdot l_{uv} \cdot l_f^2 \cdot t^2 \cdot I_r^2 \cdot c_p \cdot 8760 \cdot \left(\frac{(1+r)^h - 1}{r(1+r)^h} \right) \quad (3.18)$$

e

$$q_{uv}^{kt} = 3 \cdot X_k \cdot l_{uv} \cdot l_f^2 \cdot t^2 \cdot I_r^2 \cdot c_q \cdot 8760 \cdot \left(\frac{(1+r)^h - 1}{r(1+r)^h} \right), \quad (3.19)$$

em que r é a taxa mínima de atratividade anual.

3.2.2 Custo adicional dos cubículos de conexão dos alimentadores

O aumento do número de alimentadores de uma rede coletora tende a diminuir o custo operacional do parque, pois a potência total gerada será dividida entre um número maior de circuitos. Todavia, a existência de um alimentador na rede implica na necessidade de barramentos maiores e um conjunto de equipamentos de conexão, medição e proteção, nomeados coletivamente de cubículo de conexão, o que implica em custos adicionais para o empreendimento de geração. A existência de muitos alimentadores na rede, portanto, apesar de diminuir o custo operacional, leva a um aumento do custo de construção da rede coletora.

A desconsideração deste fato pode levar a uma solução ótima com muitos alimentadores, o que na prática custará mais caro. Por isso, a Equação 3.1, que fornece o custo de construção de cada possível conexão da rede, deve ser reformulada para incluir o custo C_a dos cubículos de conexão nos casos em que o trecho tenha como barra de origem a

subestação. Matematicamente, a nova expressão do custo de construção é dada por

$$c_{uv}^k = \begin{cases} C_a + (D + 3 \cdot C_k) \cdot l_{uv}, & u = 0 \\ (D + 3 \cdot C_k) \cdot l_{uv}, & u \in N \end{cases}. \quad (3.20)$$

3.2.3 Influência da temperatura na resistência dos condutores

Cerveira et al. (2016) utilizam as resistências elétricas tabeladas no cálculo das perdas, sem fazer menção à temperatura de operação dos condutores. A temperatura é uma grandeza física importante na operação de sistemas elétricos, pois os condutores se aquecem devido ao efeito joule, o que leva a um aumento da resistência dos mesmos, conforme discutido no Capítulo 2. A desconsideração da temperatura na análise implica, portanto, em um cálculo incorreto das perdas elétricas do parque, dado que a temperatura de operação normalmente é diferente da temperatura de referência do catálogo.

Para levar em consideração a influência da temperatura no cálculo do custo operacional da rede, a Equação 3.18, que fornece o valor presente líquido do custo das perdas ativas da rede, deve ser multiplicado pelo fator de ajuste da Equação 2.14. Para uma temperatura de operação T_{op} , uma temperatura de catálogo T_k relativa à resistência de catálogo R_k e uma temperatura de resistência nula K_T , a nova expressão para o custo das perdas ativas é dada por

$$p_{uv}^{kt} = 3 \cdot R_k \cdot l_{uv} \cdot l_f^2 \cdot t^2 \cdot I_r^2 \cdot c_p \cdot 8760 \cdot \left(\frac{(1+r)^h - 1}{r(1+r)^h} \right) \left(\frac{T_{op} - K_T}{T_c - K_T} \right). \quad (3.21)$$

Vale salientar que os valores de reatância e, conseqüentemente, das perdas reativas, não são influenciados pela temperatura de operação.

3.2.4 Aplicação do fator de perdas no cálculo das perdas médias

Cerveira et al. (2016) aplicam um fator de carga igual a 0,5 na geração para o cálculo das correntes nos trechos e posterior estimativa das perdas do parque. O fator de carga, porém, relaciona carregamento médio e nominal do sistema, e não perdas médias e perdas nominais. A utilização do fator de perdas para a estimativa do custo operacional é o procedimento mais correto, dado que a utilização de um patamar médio de geração não leva à obtenção das perdas médias no cálculo do fluxo de potência, conforme discutido no Capítulo 2.

Neste trabalho, considerar-se-á um fator de perdas aproximado obtido a partir da Equação 2.12, com os valores de $K_f = 0,792$ e $l_f = 0,4$ sugeridos por Braz, Melo e Souza (2011) para os estudos de caso efetuados no trabalho, e um. O valor do fator de perdas será, neste caso

$$F_p = 0,792 \cdot 0,4^2 + (1 - 0,792) \cdot 0,4 \implies F_p = 0,21. \quad (3.22)$$

Com isso, a Equação 3.21 deve ser reescrita de tal forma que o fator de perdas seja multiplicado pelas perdas nominais. Isto implica em

$$p_{uv}^{kt} = 3 \cdot R_k \cdot l_{uv} \cdot t^2 \cdot I_r^2 \cdot F_p \cdot c_p \cdot 8760 \cdot \left(\frac{(1+r)^h - 1}{r(1+r)^h} \right) \left(\frac{T_{op} - K_T}{T_c - K_T} \right). \quad (3.23)$$

3.2.5 Diminuição do número de possíveis conexões

O modelo GCF2 considera como possíveis todas as conexões entre duas máquinas quaisquer do parque. Na prática, porém, espera-se que as conexões econômicas ocorram entre aerogeradores vizinhos ou próximos entre si, caracterizando conexões curtas de baixo custo de investimento e de perdas. As conexões entre barras muito distantes, portanto, são improváveis e podem ser desconsideradas do processo de otimização.

Considerando Ψ o conjunto de pares (u, v) que representam conexões válidas, definidas por algum critério de vizinhança, o modelo GCF2' passa a ser reescrito na forma

$$\min \sum_{u \in N_0} \sum_{v \in N} \sum_{\substack{t=1 \\ (u,v) \in \Psi}}^{Q(u)} (\alpha_{uv}^t \cdot y_{uv}^t) \quad (3.24)$$

considerando o conjunto de restrições

$$\sum_{v \in N} \sum_{\substack{t=1 \\ (u,v) \in \Psi}}^Q (t \cdot y_{0v}^t) = n \quad (3.25)$$

$$\sum_{u \in N_0} \sum_{\substack{t=1 \\ (u,v) \in \Psi}}^{Q(u)} (y_{uv}^t) = 1, \forall v \in N \quad (3.26)$$

$$\sum_{u \in N_0} \sum_{\substack{t=1 \\ (u,v) \in \Psi}}^{Q(u)} (t \cdot y_{uv}^t) = \sum_{u \in N} \sum_{\substack{t=1 \\ (u,v) \in \Psi}}^{Q(u)} (t \cdot y_{vu}^t) + 1, \forall v \in N \quad (3.27)$$

A diminuição do número de possíveis conexões do modelo traz o benefício da redução do número de variáveis de decisão a serem determinadas pelo método, já que cada possível conexão tem uma variável de decisão associada. Com isso, menos recursos de memória e de processamento serão necessários para a execução do método. Por outro lado, se a redução eliminar do espaço de busca uma conexão pertencente à solução ótima global, será impossível que a otimização encontre tal solução, de modo que o critério de redução precisa ser bem escolhido para que não haja comprometimento da qualidade das respostas obtidas.

4 Resultados

Neste capítulo, o modelo proposto por [Cerveira et al. \(2016\)](#) é reproduzido utilizando como base estudos de caso descritos no próprio artigo. Uma análise comparativa entre o custo operacional estimado pelo método proposto pelos autores e o custo operacional obtido a partir do cálculo do fluxo de potência é realizada, a fim de mensurar o erro introduzido pela simplificação adotada de injeção de mesma corrente em todas as barras.

4.1 Modelo GCF2

Para reproduzir o modelo GCF2, se utilizou os sistemas de Montalegre, Alto da Coutada e Gardunha, localizados em Portugal e apresentados no trabalho de [Cerveira et al. \(2016\)](#). O número de aerogeradores de cada parque e os dados de potência, tensão e corrente das máquinas de cada planta são apresentados na Tabela 4.1. A lista de parâmetros utilizados no modelo é mostrada na Tabela 4.2. A lista de condutores considerada na análise é apresentada na Tabela 4.3.

Tabela 4.1 – Dados dos parques e máquinas instaladas.

Parque	n	S_r (MW)	V_r (kV)	I_r (A)
Montalegre	25	2	20	57,73
Alto da Coutada	50	2,3	20	66,79
Gardunha	57	2	30	38,49

Fonte: ([CERVEIRA et al., 2016](#)).

Tabela 4.2 – Parâmetros utilizados no modelo GCF2.

Parâmetro	Valor
c_p	$8 \cdot 10^{-6}$ €
c_q	$4 \cdot 10^{-6}$ €
D	20.000 €/km
h	20 anos
l_f	0,5

Fonte: ([CERVEIRA et al., 2016](#)).

O *software* responsável pela otimização foi construído em um repositório na plataforma de versionamento GitHub, como parte do projeto de pesquisa e desenvolvimento OSERAAD, realizado pelas instituições UFCG, UFRPE e pesquisadores convidados em parceria com a Chesf, empresa da área de geração e transmissão de energia elétrica no

Tabela 4.3 – Catálogo de condutores considerado na otimização da rede coletora dos parques.

k	R_k (Ω/km)	X_k (Ω/km)	T_k ($^{\circ}\text{C}$)	C_k ($\text{€}/\text{km}$)	I_{Z_k} (A)	K_T ($^{\circ}\text{C}$)
1	1,2000	0,1885	25	4500	122	-228
2	0,8680	0,1885	25	5300	144	-228
3	0,6410	0,1822	25	6800	170	-228
4	0,4430	0,1728	25	7120	209	-228
5	0,3200	0,1665	25	7980	249	-228
6	0,2530	0,1634	25	8700	283	-228
7	0,2060	0,1602	25	12770	316	-228
8	0,1640	0,1571	25	13230	357	-228
9	0,1250	0,1477	25	14890	413	-228
10	0,1000	0,1445	25	17500	463	-228
11	0,0778	0,1414	25	21090	526	-228
12	0,0605	0,1382	25	23770	592	-228

Fonte: (CERVEIRA et al., 2016) (Adaptado).

Brasil. Os códigos foram escritos utilizando o Python, a fim de se beneficiar das diversas bibliotecas e recursos oferecidos pela linguagem. O computador utilizado nas otimizações é um Intel Core i5 @ 2,5 GHz, 8 GB de RAM com sistema operacional Linux Ubuntu.

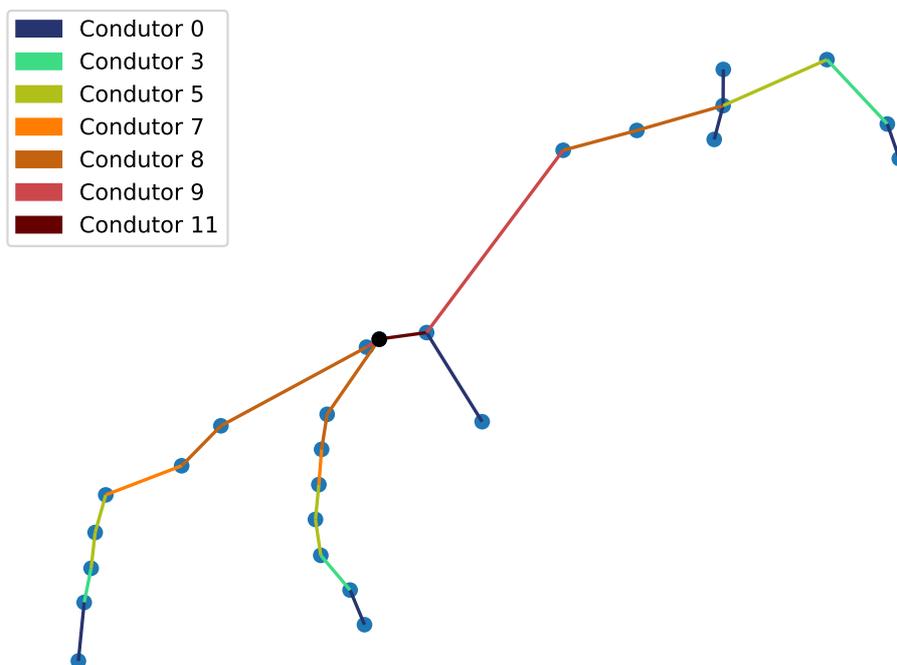
Os resultados obtidos foram coincidentes com os apresentados pelos autores para os parques Montalegre e Gardunha, mas divergente para o parque Alto da Coutada. Houve uma pequena diferença no custo das perdas reativas para os resultados considerados coincidentes (0,05 %), possivelmente relacionada com aproximações de casas decimais em parâmetros de reatância ou frequência angular. Com relação ao parque Alto da Coutada, o custo total obtido é 19,86% menor que o da referência e a diferença provavelmente está associada a algum erro não detectado pelo autor desta dissertação ou pelos autores do trabalho de referência durante a execução das otimizações. As configurações ótimas de rede obtidas são mostradas nas Figuras 4.1 a 4.3, e os custos das topologias encontradas são apresentados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Custos das topologias ótimas segundo o modelo GCF2.

Parque	Construção (€)	Perdas ativas (€)	Perdas reativas (€)	Total (€)
Montalegre	686.107,03	174.302,45	98.888,92	959.298,41
Alto da Coutada	3.608.259,55	846.233,49	660.451,16	5.114.944,20
Gardunha	1.911.323,85	437.822,42	267.437,61	2.616.583,89

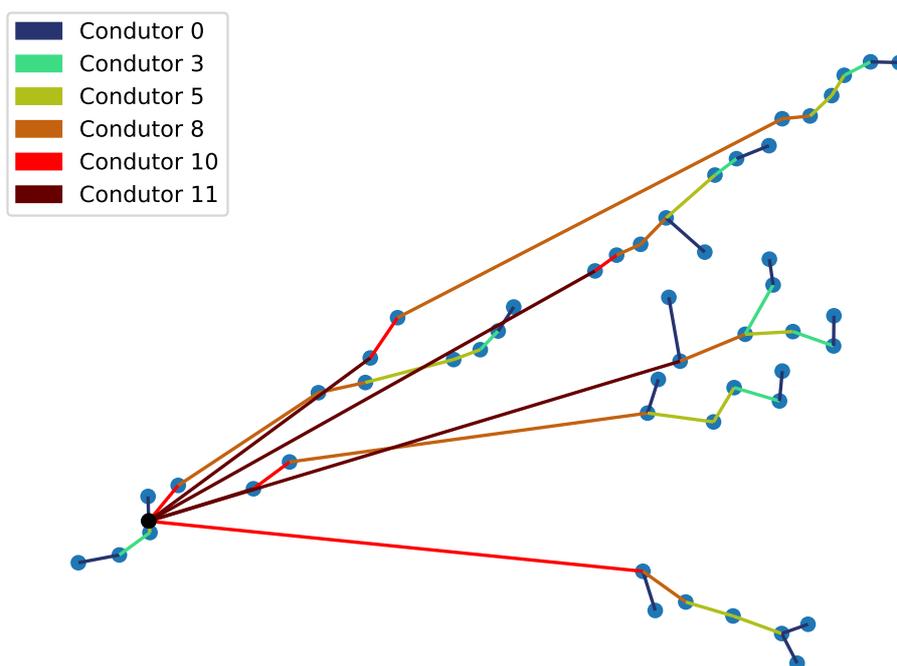
Fonte: Autor.

Figura 4.1 – Rede ótima obtida para o parque eólico de Montalegre utilizando o modelo GCF2.



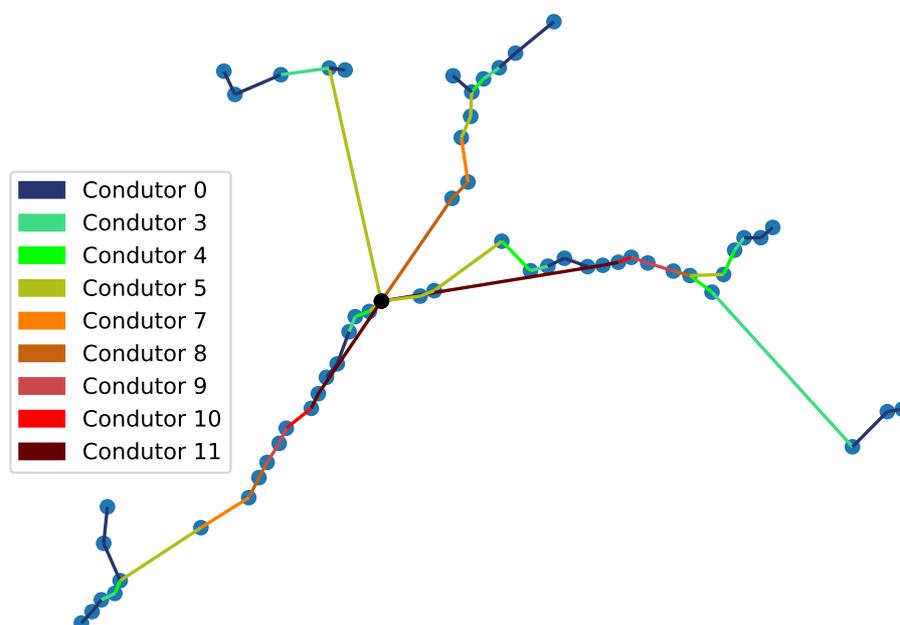
Fonte: Autor.

Figura 4.2 – Rede ótima obtida para o parque eólico de Alto da Coutada utilizando o modelo GCF2.



Fonte: Autor.

Figura 4.3 – Rede ótima obtida para o parque eólico de Gardunha utilizando o modelo GCF2.



Fonte: Autor.

4.2 Modelo GCF2'

Os mesmos parques eólicos foram submetidos à otimização utilizando o modelo GCF2', cujos parâmetros adicionais associados são mostrados na Tabela 4.5. Considerou-se para o fator de perdas o valor definido na Expressão 3.22, o valor de K_T do alumínio têmpera dura, uma temperatura de referência como sendo a temperatura ambiente e uma temperatura de operação igual a 65° . Para a redução do espaço de busca, foi feito o levantamento de todas as possíveis conexões e suas respectivas distâncias, e descartadas do conjunto Ψ de conexões válidas as de comprimento superior à soma da média com 120% do desvio padrão das distâncias calculadas. As topologias ótimas obtidas são mostradas nas Figuras 4.4 a 4.6 e os custos das topologias são mostrados na Tabela 4.6.

Devido ao uso do VPL, existe uma diferença significativa entre os custos operacionais calculados por GCF2 e GCF2', pois o último aplica um desconto a uma taxa de juros para um horizonte de tempo longo. Como o custo operacional é menor em GCF2', a participação das perdas no custo total diminui e observa-se na solução ótima uma redução das seções transversais de alguns condutores utilizados na rede. Outra diminuição observada é no número de alimentadores. As soluções ótimas geradas utilizando o modelo GCF2' para Alto da Coutada e Gardunha economizaram em uma unidade no número de alimentadores, devido às despesas adicionais relacionadas aos cubículos de conexão, o que simplifica o

Tabela 4.5 – Parâmetros adicionais utilizados no modelo GCF2’.

Parâmetro	Valor
F_p	0,21
K_T	-228 °C
T_1	25 °C
T_{op}	65 °C
C_a	25.000 €
r	0,07

Fonte: Autor.

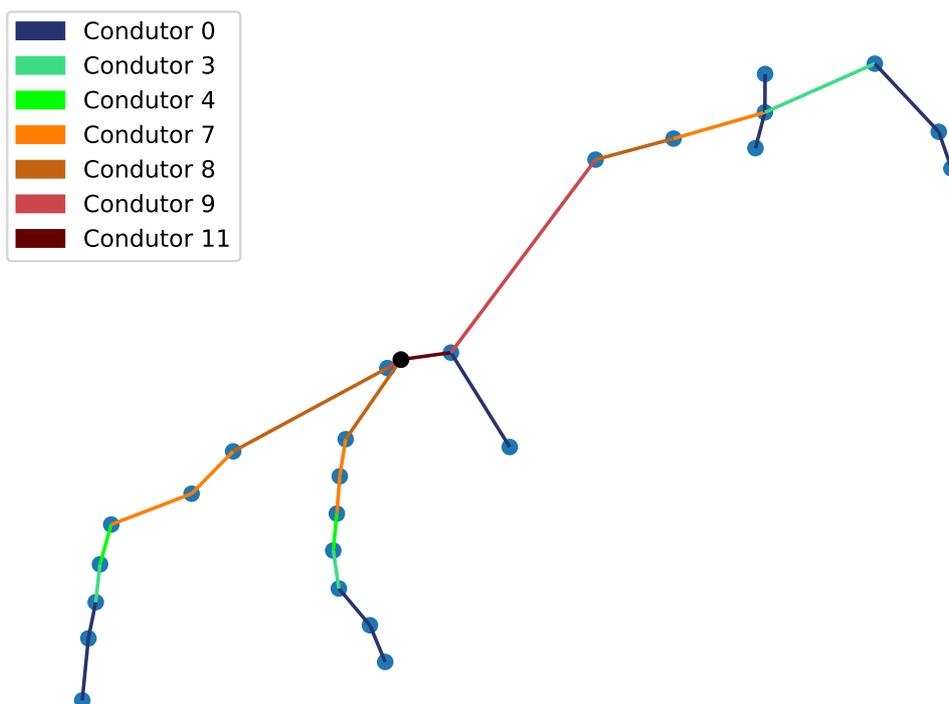
projeto e a construção da subestação e representa uma economia real para a execução do empreendimento.

Tabela 4.6 – Custos das topologias ótimas segundo o modelo GCF2’.

Parque	Construção (€)	Perdas ativas (€)	Perdas reativas (€)	Total (€)
Montalegre	737.290,69	105.033,27	44.537,14	886.861,10
Alto da Coutada	3.720.158,45	489.435,24	284.458,45	4.494.052,15
Gardunha	1.962.656,69	289.983,43	116.136,20	2.368.776,33

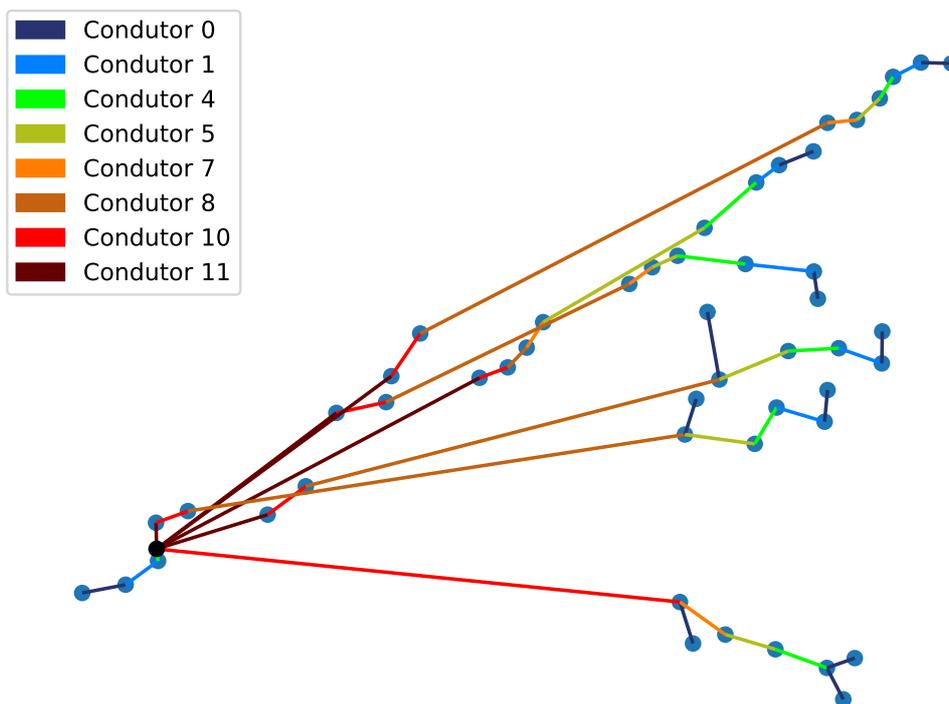
Fonte: Autor.

Figura 4.4 – Topologia ótima do parque de Montalegre segundo o modelo GCF2’.



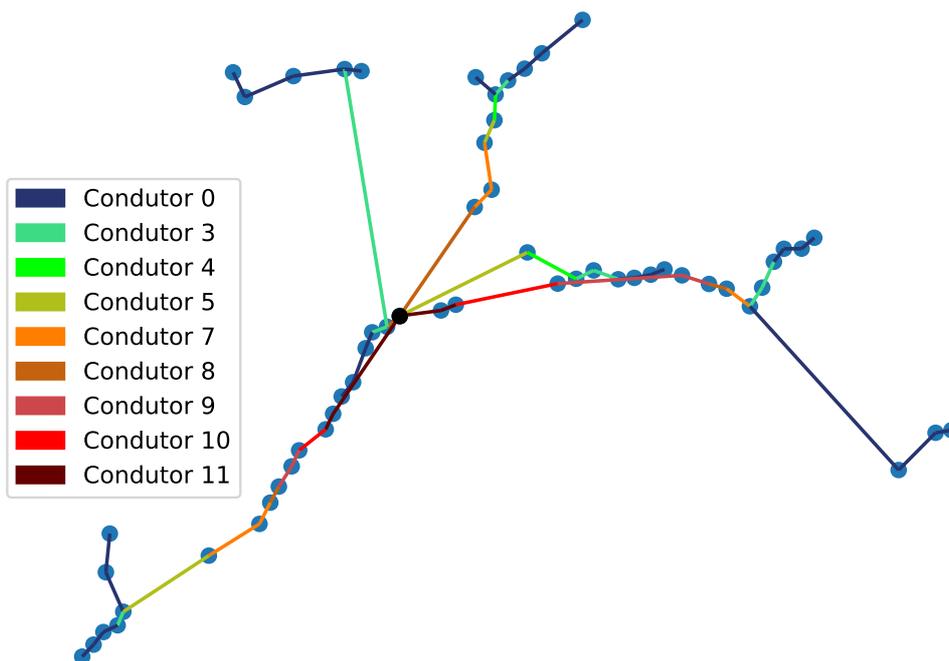
Fonte: Autor.

Figura 4.5 – Topologia ótima do parque de Alto da Coutada segundo o modelo GCF2’.



Fonte: Autor.

Figura 4.6 – Topologia ótima do parque de Gardunha segundo o modelo GCF2’.

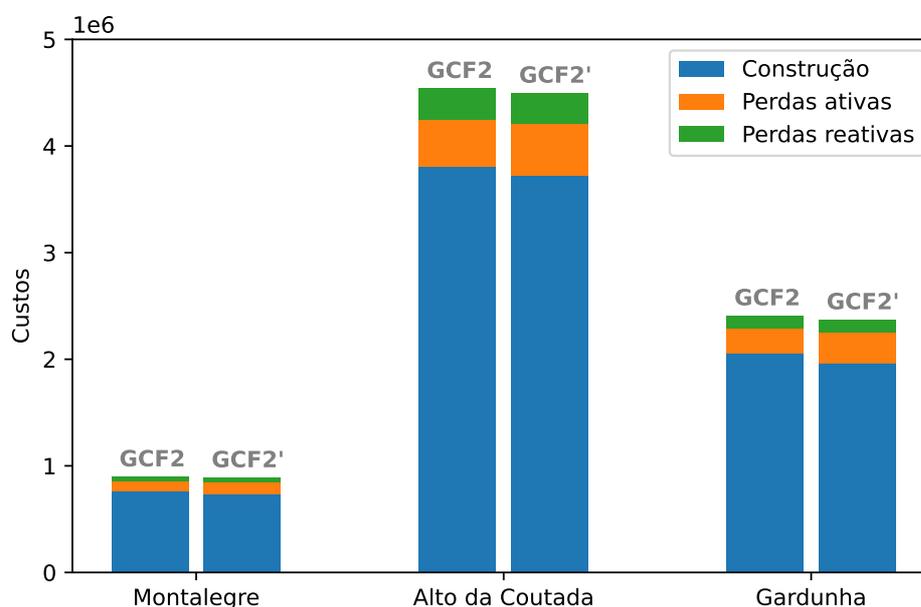


Fonte: Autor.

4.3 GCF2 versus GCF2'

Para mensurar a diferença obtida com o projeto de redes coletoras a partir das otimizações que usam o modelo GCF2', os custos das topologias geradas a partir de GCF2 foram recalculados segundo o modelo GCF2'. Vale ressaltar que a otimização a partir dos modelos difere do levantamento de custos a partir dos modelos. Na Figura 4.7, são mostrados os custos obtidos para os parques otimizados a partir dos modelos GCF2 e GCF2', com custos recalculados segundo GCF2'.

Figura 4.7 – Custos dos parques otimizados a partir dos modelos GCF2 e GCF2', com custos recalculados segundo GCF2'.

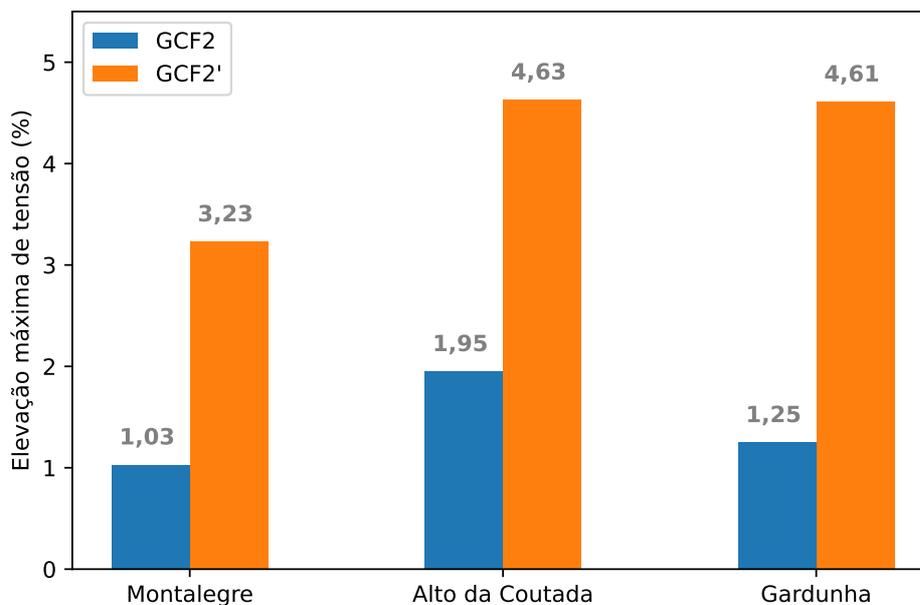


Fonte: Autor

No caso do parque de Montalegre, a utilização do modelo GCF2' proporcionou uma redução de 8.063,81 € no custo total. No caso do parque de Alto da Coutada, a utilização do novo modelo proporcionou uma redução de 44.135,12 € no custo total. Já para o parque de Gardunha, a utilização do modelo GCF2' proporcionou uma redução de 37.151,75 €. Os ganhos, apesar de serem baixos com relação ao valor total do empreendimento, demonstram como o cálculo da função objetivo pode levar a soluções que não necessariamente são ótimas na prática.

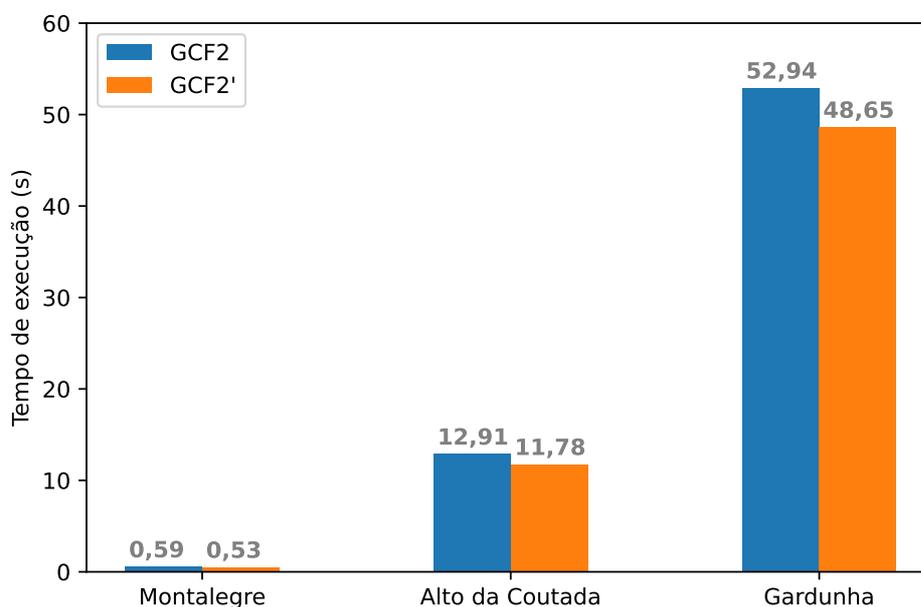
Com relação às variações máximas de tensão verificadas, observa-se que as soluções ótimas obtidas utilizando GCF2' possuem quedas de tensão maiores nos alimentadores, dado que os cabos selecionados possuem menor seção transversal para uma mesma corrente de projeto. Todavia, em nenhum dos casos houve violação do limite máximo de 5% de elevação de tensão. Os valores de queda máxima de tensão registrados para cada parque a partir da utilização dos diferentes modelos são apresentados na Figura 4.8.

Figura 4.8 – Variações máximas de tensão das soluções obtidas para os parques.



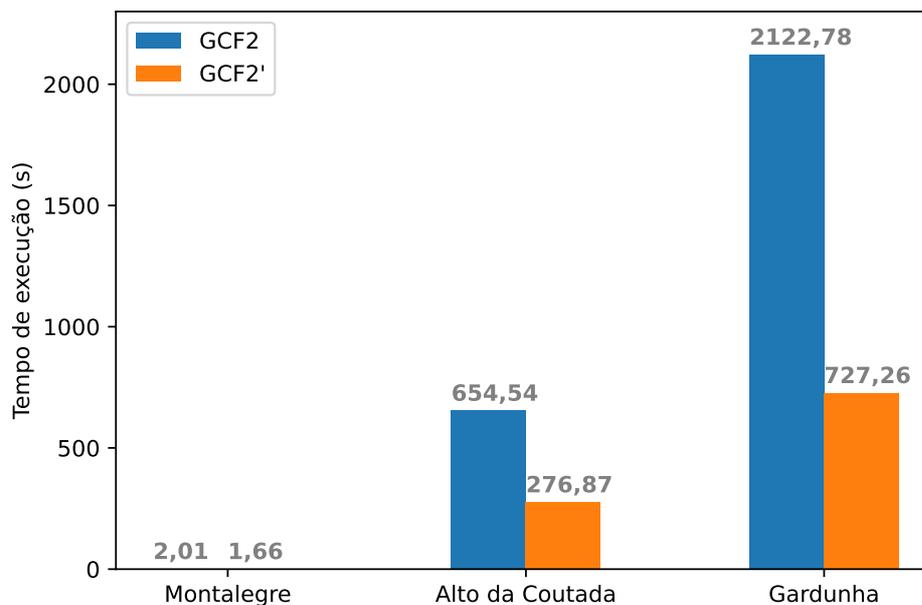
Nas Figuras 4.9 e 4.10 são apresentados os tempos de execução dos *softwares* de otimização para cada parque eólico estudado. Observa-se que há diferença significativa entre os tempos registrados pelo Gurobi® e pelo HiGHS, o que é esperado pelo fato do primeiro ser um programa comercial de alto desempenho e o segundo um programa relativamente recente e com poucos desenvolvedores. Outro fato observado é que o tempo aumenta com taxa de variação crescente em função do número de aerogeradores do parque, o que representa um ponto de atenção para a otimização de parques com muitas máquinas.

Figura 4.9 – Tempos de execução do Gurobi para os parques eólicos estudados.



Fonte: Autor

Figura 4.10 – Tempos de execução do HiGHS para os parques eólicos estudados.



Fonte: Autor

O impacto da contribuição apresentada na Seção 3.2.5, referente à diminuição do número de conexões candidatas possíveis, é significativo para o *software* HiGHS. Isto evidencia a forte relação existente entre a ordem do problema e a eficiência deste *software*, que é baseado em uma versão aprimorada do algoritmo simplex. No caso do Gurobi, a redução de tempo é pouco significativa, o que sugere o uso de outros métodos de otimização internamente que não têm *performance* fortemente dependente da ordem do problema.

Com relação ao número de conexões possíveis consideradas após a redução, a Tabela 4.7 mostra o número de possíveis conexões considerada pelos modelos GCF2 e GCF2' para os parques estudados. Observa-se que houve reduções da ordem de 15% no espaço de busca para cada uma das plantas, que implicaram em diminuições de 17,41%, 57,70% e 65,74% do tempo de execução para Montalegre, Alto da Coutada e Gardunha, respectivamente, utilizando o *software* livre HiGHS. Com este critério de vizinhança, o descarte de conexões candidatas não modificou a solução ótima obtida pelo método. Nos testes realizados, a utilização de desvios-padrões superiores à 130% para o descarte de conexões candidatas implicou na escolha de soluções diferentes da ótima global.

Tabela 4.7 – Número de possíveis conexões consideradas em cada modelo.

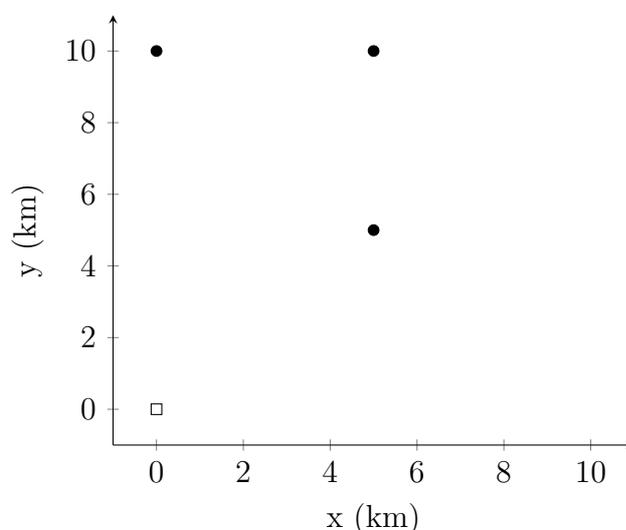
Parque	GCF2	GCF2'
Montalegre	625	523
Alto da Coutada	2500	2159
Gardunha	3249	2787

Fonte: Autor

4.4 Erro no cálculo do custo operacional pelo método

Conforme mencionado no Capítulo 3, uma das considerações feitas nos modelos é de que todas as máquinas da rede injetam a mesma corrente e o perfil de tensão é constante e nominal em todas as máquinas. Como na prática o perfil de tensão na rede tende a ser maior que o nominal, essa consideração leva à obtenção de custos operacionais maiores do que os obtidos pelo cálculo do fluxo de potência para a mesma rede. A fim de investigar o impacto desta aproximação na obtenção da solução ótima, alguns testes foram realizados com sistemas pequenos o suficiente para permitir comparações entre os custos calculados por meio das Equações 3.4 e 3.5, que correspondem à aproximação considerada pelo modelo GCF2, e os custos obtidos a partir do cálculo do fluxo de carga. Uma busca exaustiva por todas as redes candidatas plausíveis foi adotada nos testes, tendo sido utilizados dois parques fictícios de 3 e 4 barras, respectivamente, os quais são mostrados nas Figuras 4.11 e 4.12.

Figura 4.11 – Parque fictício de 3 barras utilizado na análise comparativa.



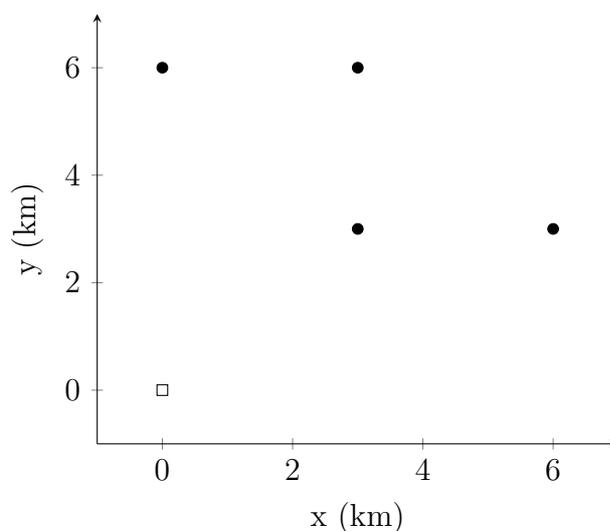
Fonte: Autor.

Para cada parque, foram consideradas duas situações:

1. Cada máquina da rede gera uma potência nominal de 1 MW;
2. A potência total do parque é próxima de 20 MW.

O objetivo é verificar como o erro no cálculo do custo operacional se comporta à medida que se consideram potências nominais maiores para as máquinas e comprimentos de circuito maiores para os alimentadores. Para os cálculos, considerou-se os mesmos parâmetros utilizados na Seção 4.1 para o fator de carga da geração, o custo de instalação, o horizonte de planejamento, a tarifa de energia ativa e o catálogo de condutores. A tarifa de energia reativa foi considerada nula. A potência máxima do parque foi limitada a

Figura 4.12 – Parque fictício de 4 barras utilizado na análise comparativa.



Fonte: Autor.

20 MW para garantir que a ampacidade máxima do catálogo de condutores não fosse superada em nenhuma topologia candidata.

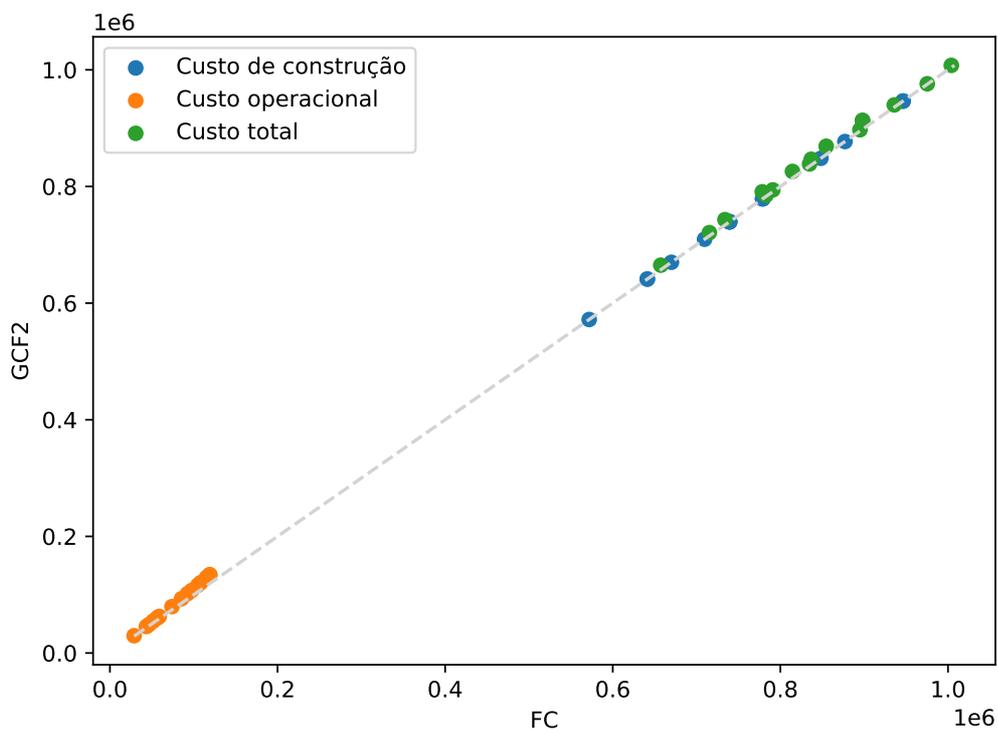
Os resultados da análise comparativa são apresentados nas Figuras 4.13 a 4.16. O eixo das abcissas representa os custos calculados a partir do resultado do fluxo de potência e o eixo das ordenadas representa os custos calculados pelo modelo GCF2. Para cada topologia de rede plausível, um par de custo de construção, um de custo operacional e um de custo total são marcados no gráfico como pontos. O custo de construção, representado em azul, é independente do modelo e do fluxo de potência, e por isso resulta em pontos situados sobre a bissetriz dos quadrantes ímpares ($y = x$), apresentada nas figuras como uma linha cinza tracejada. Os custos operacionais calculados pelo MSP e pelo modelo de otimização, representados em laranja, em um cenário ideal, também deveriam coincidir. Entretanto, devido à aproximação adotada no modelo GCF2, ocorre uma superestimativa dos custos operacionais calculados pelo método de otimização, o que implica em pontos acima da reta $y = x$. Este erro se propaga para o custo total das topologias, representados em verde, os quais também se situam acima da reta.

Também é possível observar no gráfico erros cometidos pelo modelo no ordenamento das soluções em termos de custo total. Considerando dois pontos arbitrários de custo total $P_1 = (x_1, y_1)$ e $P_2 = (x_2, y_2)$, se $x_2 > x_1$ e $y_2 < y_1$, tem-se que o modelo GCF2 cometeu um erro de ordenamento ao eleger a rede referente a P_2 como mais econômica em comparação com a rede referente ao ponto P_1 , quando segundo o cálculo do fluxo de carga deveria ocorrer o inverso. Se esta situação ocorrer com um ponto P_1 cujo x_1 seja mínimo dentre todos os custos totais, o método de otimização elegerá uma rede sub-ótima como melhor solução.

A observação dos gráficos apresentados permite constatar que

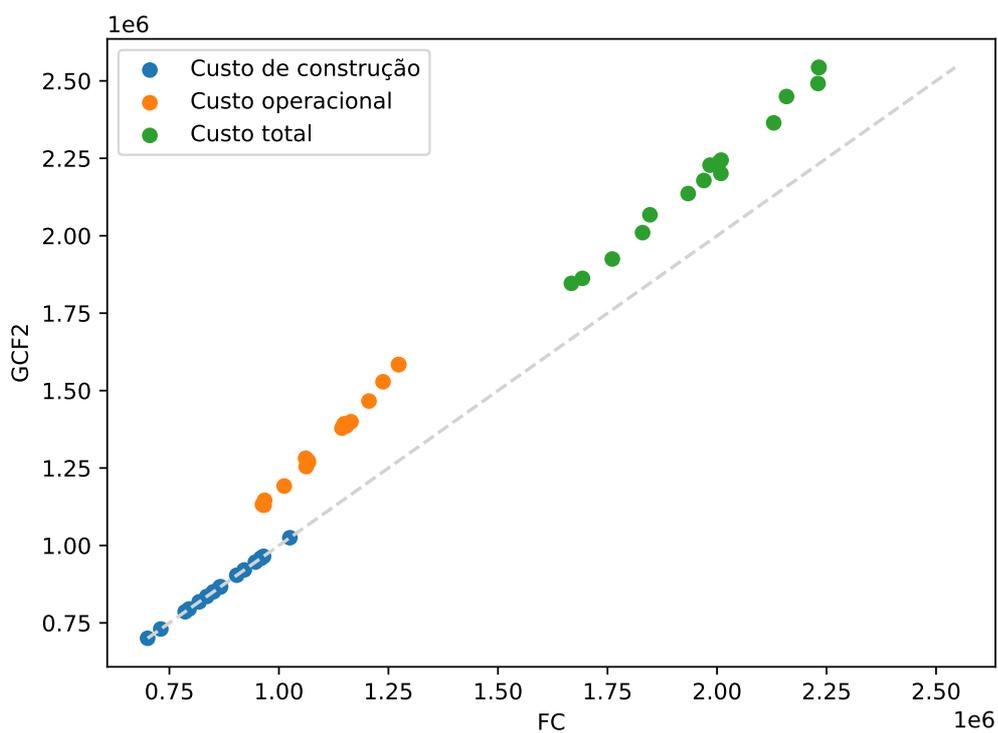
-
- os erros cometidos sugerem que o modelo de otimização, por utilizar aproximações no cálculo das perdas, deve ser aplicado com cautela e não necessariamente levará à melhor solução do problema. Todavia, nos casos estudados o método tende a cometer erros de ordenamento entre pontos de custo total próximos e em nenhum caso testado a solução ótima foi escolhida incorretamente;
 - redes longas e carregadas, caracterizadas por custos operacionais elevados, apresentam um erro maior cometido pelo modelo GCF2, pois há uma tendência de distanciamento dos pontos em relação à reta $y = x$ à medida que o custos crescem. Portanto, deve-se ter cautela com as informações geradas pelo modelo para topologias deste tipo.

Figura 4.13 – Análise comparativa para sistema com 1 subestação e 3 máquinas de 1 MW.



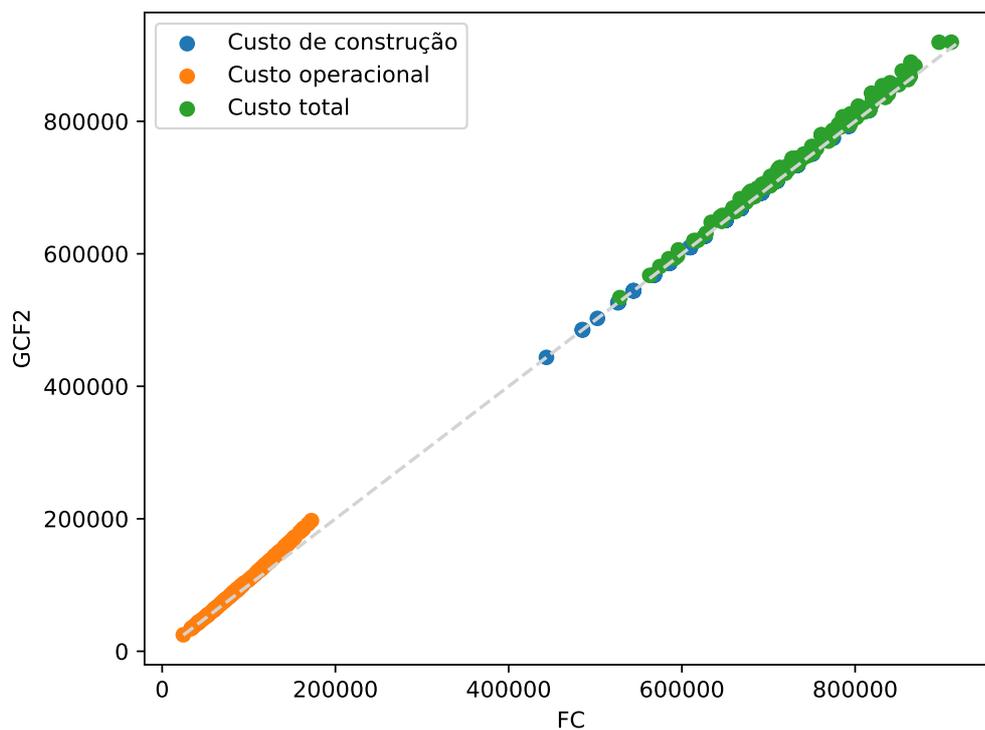
Fonte: Autor.

Figura 4.14 – Análise comparativa para sistema com 1 subestação e 3 máquinas de 6,5 MW.



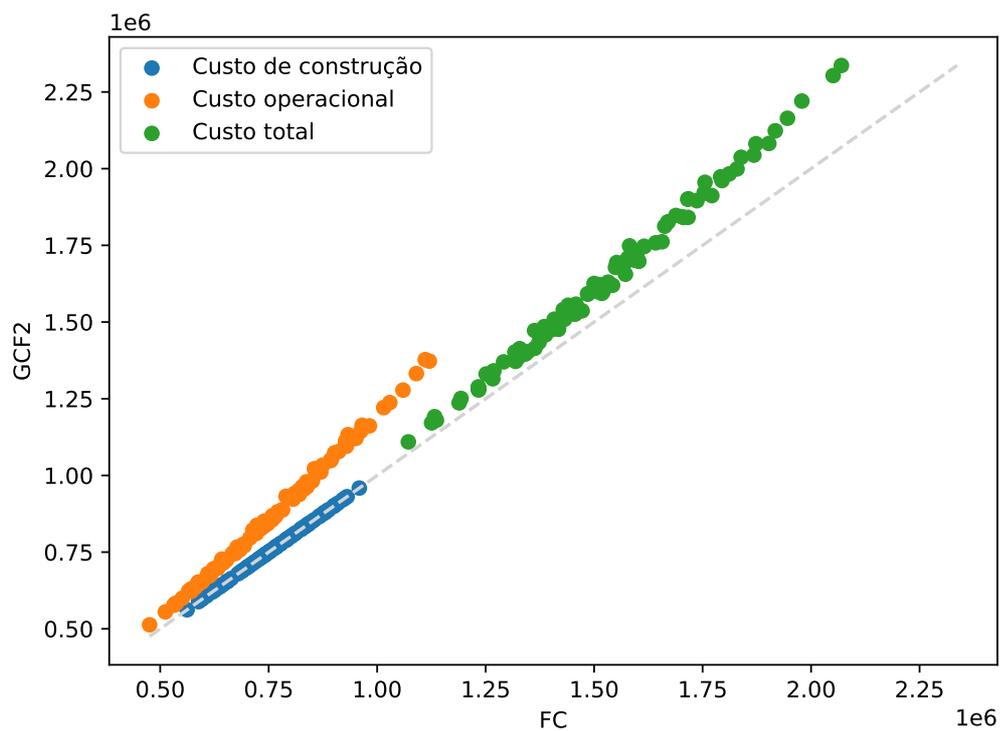
Fonte: Autor.

Figura 4.15 – Análise comparativa para sistema com 1 subestação e 4 máquinas de 1 MW.



Fonte: Autor.

Figura 4.16 – Análise comparativa para sistema com 1 subestação e 4 máquinas de 5 MW.



Fonte: Autor.

5 Conclusões

O problema do planejamento ótimo de redes coletoras de média tensão, com ênfase em parques eólicos, foi apresentado e modelado como um problema de programação binária segundo dois modelos distintos: GCF2 e GCF2'. O problema foi solucionado com a utilização dos *softwares* Gurobi® e HiGHS em integração com códigos escritos na linguagem Python. O modelo GCF2, obtido da literatura, foi reproduzido e a ele foram dadas contribuições que resultaram no modelo GCF2', o qual se mostrou mais eficiente termos de tempo de execução dos métodos de otimização e trouxe novas soluções ótimas para o problema, com economia de custos para o empreendimento. Por fim, a análise dos erros cometidos pelos modelos nas estimativas de custos operacionais mostra que, apesar dos erros serem significativos para parques longos e carregados, não houve, em nenhum dos casos testados, diferença entre as soluções ótimas obtidas por busca exaustiva e programação binária.

Como produto dos resultados deste trabalho, o artigo “Otimização de Redes Coletoras de Parques Eólicos Utilizando Programação Binária”, escrito pelo autor e orientador desta dissertação, foi submetido e aprovado no IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE 2022). O artigo descreve algumas das contribuições dadas ao modelo GCF2 e seu impacto nas soluções ótimas obtidas.

Como trabalhos futuros, sugere-se a investigação de estratégias de mitigação dos erros no cálculo do custo operacional, gerados pela premissa de injeção de corrente nominal por todas as máquinas. Acredita-se que este trabalho possa se estender para a resolução de outros problemas de otimização envolvendo redes elétricas, em especial no contexto de distribuição de energia, em que as redes possuem características similares às características das redes coletoras de parques eólicos.

Referências

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas*. 2015. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/proinfa>>. Acesso em: 19 de Out. de 2021.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *ABNT NBR 15920: Cabos elétricos — cálculo da corrente nominal — condições de operação — otimização econômica das seções dos cabos de potência*. Rio de Janeiro, 2011.
- BAUER, J.; LYSGAARD, J. The offshore wind farm array cable layout problem: a planar open vehicle routing problem. *Journal of the Operational Research Society*, n. 66, p. 360–368, 2015.
- BRAZ, H.; MELO, G.; SOUZA, B. Planejamento da rede coletora de um parque eólico usando um algoritmo genético paralelo com dimensionamento dos cabos baseado em condutores econômicos. In: GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA – GAT. *XXI SNPTEE (Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica)*. Florianópolis, 2011. Acesso em: 02 de Jan. de 2012.
- CARTER, M.; PRICE, M.; RABADI, G. *Operations Research - A Practical Introduction*. 2. ed. Boca Raton: CRC Press Taylor & Francis Group, 2019.
- CAYLEY, A. A theorem on trees. *Quarterly Journal of Pure and Applied Mathematics*, n. 23, p. 376–378, 1889.
- CERVEIRA, A.; SOUSA, A. de; PIRES, E. J. S.; BAPTISTA, J. Optimal cable design of wind farms: The infrastructure and losses cost minimization case. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 6, p. 4319–4329, 2016.
- CESPEDES, R. New method for the analysis of distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 5, n. 1, p. 391–396, 1990.
- CLARKE, G.; WRIGHT, J. W. Scheduling of vehicles from a central depot to a number of delivery points. *Operations Research*, n. 12(4), p. 568–581, 1964.
- COSTA, D. *Projeto de Iluminação Eficiente na UFPB*. 2021. Monografia (Bacharel em Engenharia Elétrica), Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa.
- DANTZIG, G. *Linear Programming and Extensions*. Santa Monica: The Rand Corporation, 1963.
- DUTTA, S.; OVERBYE, T. J. Optimal wind farm collector system topology design considering total trenching length. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 3, n. 3, p. 339–348, 2012.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Balanço Energético Nacional Interativo*. 2021. Disponível em: <<http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/ben/>>. Acesso em: 14 de Out. de 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. *Matriz Energética e Elétrica*. 2021. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: 14 de Out. de 2021.

FONSECA, J. *Análise e decisão de investimentos*. [S.l.]: Iesde Brasil, 2020.

GOVERNO DO BRASIL. *Entenda como a matriz elétrica brasileira está mudando*. 2021. Disponível em: <<http://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2021/08/entenda-como-a-matriz-eletrica-brasileira-esta-mudando>>. Acesso em: 11 de Out. de 2021.

GUROBI OPTIMIZATION, LLC. *Gurobi Optimizer Reference Manual*. 2022. Disponível em: <<https://www.gurobi.com/>>.

HUANGFU, Q.; HALL, J. Parallelizing the dual revised simplex method. *Mathematical Programming Computation*, n. 10, p. 119–142, 2018.

JENSEN, N. O. *A note on wind generator interaction*. Risø-M No. 2411: Risø National Laboratory, 1983.

MURTHY, P. *Operations Research*. 2. ed. New Delhi: New Age International Publishers, 2007.

MURTY, K. *Linear programming*. New York: John Wiley & Sons, Inc, 1983.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Histórico da Operação - Geração de Energia*. 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 14 de Out. de 2021.

SANT'ANNA, J. *Crise hídrica ameaça “controle técnico” e pode expor sistema elétrico a falhas, apontam especialistas*. 2021. G1. Disponível em: <<https://glo.bo/3oBhxRm>>. Acesso em: 18 de Out. de 2021.

STEVENSON, W. *Elementos de análise de sistemas de potência*. 2. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 1986.

VEERAMACHANENI, K.; WAGNER, M.; O'REILLY, U.-M.; NEUMANN, F. Optimizing energy output and layout costs for large wind farms using particle swarm optimization. In: *2012 IEEE Congress on Evolutionary Computation*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–7.

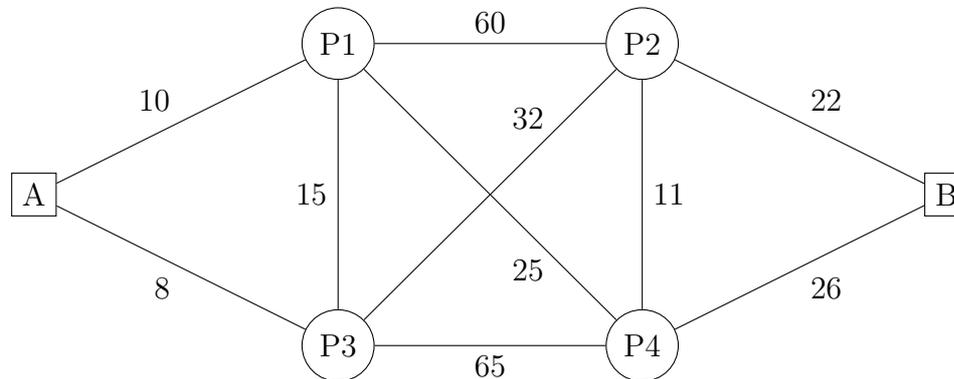
WU, Y.-K.; LEE, C.-Y.; CHEN, C.-R.; HSU, K.-W.; TSENG, H.-T. Optimization of the wind turbine layout and transmission system planning for a large-scale offshore windfarm by ai technology. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 50, n. 3, p. 2071–2080, 2014.

Apêndices

APÊNDICE A – Problema do deslocamento mínimo entre duas cidades

Um veículo partirá da cidade A com destino à cidade B, passando eventualmente pelas cidades P1, P2, P3 e P4. Na Figura A.1, são mostrados os possíveis caminhos entre as cidades A, P1, P2, P3, P4 e B e suas respectivas distâncias. Deseja-se saber o percurso que o veículo deve seguir a fim de que o deslocamento total entre A e B seja mínimo.

Figura A.1 – Possibilidades de caminhos entre as cidades A, P1, P2, P3, P4 e B.



Fonte: Autor.

Modelagem: Seja $W = \{A, P1, P2, P3, P4, B\}$ o conjunto de possíveis cidades que pertencerão ao percurso. Sejam x_{uv} com $u, v \in W$ variáveis binárias que representam a decisão de se tomar o caminho que sai de u e chega a v . Sejam l_{uv} as distâncias entre as cidades u e v . O objetivo do problema é minimizar o caminho total entre A e B que eventualmente passa pelas cidades $P1$, $P2$, $P3$ e $P4$. Em outras palavras, deseja-se minimizar a função objetivo f composta pela soma dos caminhos entre cada par de cidades, dada por

$$f = \sum_{u \in W_u^S} \sum_{v \in W_v^E} l_{uv} x_{uv}. \quad (\text{A.1})$$

em que W_u^S é o conjunto de cidades diretamente conectadas a u que representam as alternativas de saída da cidade u e W_v^E é o conjunto de cidades diretamente conectadas a v que representam as possíveis origens de caminho até v . As variáveis independentes de f , que foram omitidas propositalmente, são todos os x_{uv} possíveis do problema.

As limitações impostas são

- O veículo deve partir da cidade A;

- O veículo deve finalizar o percurso na cidade B .

Matematicamente, estas condições podem ser expressas como

$$\sum_{v \in W_A^S} x_{Av} = 1 \tag{A.2}$$

e

$$\sum_{u \in W_B^E} x_{uB} = 1, \tag{A.3}$$

Neste caso específico, $W_A^S = \{P1, P3\}$ e $W_B^E = \{P2, P4\}$.

Se apenas as restrições A.2 e A.3 forem consideradas, o método escolherá como solução $x_{AP3} = 1$ e $x_{P2B} = 1$, com todas as outras variáveis x_{uv} iguais a 0, o que não representa um percurso completo de A a B. Para que se obtenha uma solução plausível, é necessário incluir uma terceira restrição, a qual imponha que se o veículo chega a uma determinada cidade, esse veículo necessariamente deve sair desta cidade. Vale ressaltar que essa restrição deve ser válida somente para as possíveis cidades intermediárias do percurso, isto é, $P1$, $P2$, $P3$ e $P4$. Matematicamente, esta restrição é escrita como

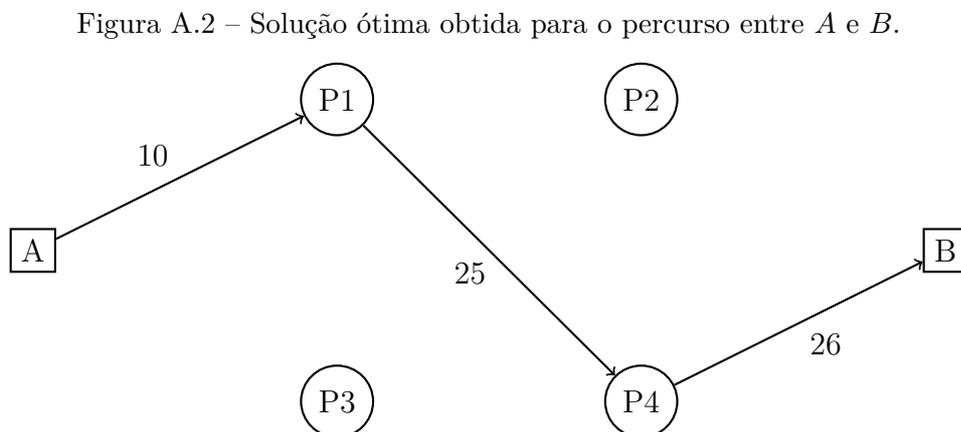
$$\sum_{v \in W_u^S} x_{uv} = \sum_{v \in W_u^E} x_{vu}, \forall u \in U \setminus \{A, B\}. \tag{A.4}$$

Desta forma, a solução a ser obtida necessariamente será um caminho contínuo entre A e B.

Solução: Utilizando o *framework* Pyomo em conjunto com o *solver* Gurobi®, a seguinte solução foi determinada:

$$x_{AP1} = 1; x_{P1P4} = 1; x_{P4B} = 1, \tag{A.5}$$

com $x_{uv} = 0$ para todos os outros possíveis pares de u e v . O percurso determinado pela solução obtida é mostrado na Figura A.2.



Fonte: Autor.

Este é um problema do tipo zero-um que envolve um número finito, porém potencialmente grande, de possibilidades de solução. Em grafos com muitos nós e ramos é inviável a análise de todas as possibilidades, o que reforça a importância e utilidade dos métodos de otimização para a resolução de problemas.

APÊNDICE B – Conexões das topologias de rede ótimas

A seguir, são apresentadas, na forma de tabelas, as conexões das topologias ótimas obtidas para cada parque eólico estudado, segundo os modelos GCF2 e GCF2'. As distâncias são exibidas em unidades de quilômetros e todos os custos em euros.

Tabela B.1 – Conexões ótimas de Montalegre obtidas a partir do modelo GCF2.

u	v	k	l_{uv}	Construção	Perdas ativas	Perdas reativas	Total
3	1	4	0,25	10305,00	1547,02	301,70	12153,72
1	2	1	0,42	13903,87	1745,16	137,06	15786,10
4	3	6	0,25	11741,01	2032,04	656,05	14429,09
5	4	6	0,28	13024,57	4007,44	1293,81	18325,82
6	5	8	0,64	38031,93	9153,66	4383,70	51569,29
7	6	9	0,43	27957,64	6816,70	4026,08	38800,42
15	7	9	1,30	83920,15	27850,54	16449,07	128219,75
9	8	1	0,25	8482,76	1064,73	83,62	9631,10
10	9	4	0,31	12851,71	1929,34	376,26	15157,30
11	10	6	0,25	11453,63	1982,30	639,99	14075,92
12	11	6	0,25	11372,97	3499,27	1129,74	16001,98
13	12	8	0,25	14837,97	3571,25	1710,28	20119,50
14	13	9	0,25	16309,08	3976,52	2348,61	22634,20
0	14	9	0,69	44882,24	14895,05	8797,30	68574,60
0	15	10	0,12	8585,30	2655,59	1918,84	13159,74
0	16	12	0,37	33763,69	7838,83	8955,05	50557,57
16	17	1	0,71	23822,28	2990,09	234,84	27047,21
16	18	10	1,73	125649,02	38865,58	28082,96	192597,55
18	19	9	0,60	38534,01	12788,26	7553,00	58875,27
21	20	1	0,25	8444,85	1059,97	83,25	9588,06
19	21	9	0,70	45384,19	11065,69	6535,61	62985,48
21	22	1	0,25	8437,40	1059,03	83,18	9579,61
21	23	6	0,89	41038,51	7102,61	2293,09	50434,20
23	24	4	0,61	25070,69	3763,69	733,99	29568,37
24	25	1	0,25	8302,59	1042,11	81,85	9426,55

Tabela B.2 – Conexões ótimas de Montalegre obtidas a partir do modelo GCF2'.

u	v	k	l_{uv}	Construção	Perdas ativas	Perdas reativas	Total
3	1	1	0,25	8346,65	2159,38	146,44	10652,48
1	2	1	0,42	13903,87	899,28	60,99	14864,14
4	3	4	0,25	10533,8	1833,46	308,75	12676
5	4	5	0,28	12414,31	2611,88	586,75	15612,94
6	5	8	0,64	38031,93	4716,85	1950,52	44699,3
7	6	8	0,43	25804,72	4608,56	1905,74	32319,02
15	7	9	1,30	83920,15	14351,28	7318,99	105590,41
9	8	1	0,25	8482,76	548,65	37,21	9068,61
10	9	1	0,31	10409,39	2693,04	182,64	13285,06
11	10	4	0,25	10275,97	1788,58	301,19	12365,74
12	11	5	0,25	10840,09	2280,68	512,35	13633,11
13	12	8	0,25	14837,97	1840,25	760,99	17439,2
14	13	8	0,25	15053,17	2688,4	1111,71	18853,29
0	14	9	0,69	69882,24	7675,36	3914,35	81471,95
0	15	10	0,12	33585,3	1368,42	853,79	35807,51
0	16	12	0,37	58763,69	4039,32	3984,54	66787,54
16	17	1	0,71	23822,28	1540,78	104,49	25467,55
16	18	10	1,73	125649,02	20027,29	12495,47	158171,77
18	19	9	0,60	38534,01	6589,74	3360,7	48484,45
21	20	1	0,25	8444,85	546,2	37,04	9028,09
19	21	8	0,7	41889,32	7481,16	3093,63	52464,11
21	22	1	0,25	8437,4	545,72	37,01	9020,12
21	23	4	0,89	36818,93	6408,52	1079,17	44306,62
23	24	1	0,61	20306,29	5253,49	356,28	25916,06
24	25	1	0,25	8302,59	537	36,42	8876,00

Tabela B.3 – Conexões ótimas de Alto da Coutada obtidas a partir do modelo GCF2.

u	v	k	l_{uv}	Construção	Perdas ativas	Perdas reativas	Total
2	1	1	0,48	16031,33	2661,13	209	18901,46
3	2	4	0,43	17969,86	3567,69	695,77	22233,32
0	3	6	0,11	5259,68	1203,88	388,67	6852,23
0	4	1	0,25	8376,59	1390,48	109,21	9876,27
0	5	11	0,52	43263,76	9178,49	8339,19	60781,44
0	6	12	1,26	115472,7	22691,13	25922,29	164086,11
6	7	11	0,51	42833,03	9087,11	8256,17	60176,3
5	8	9	1,93	124752,16	40226,99	23758,84	188737,98
8	9	9	0,55	35707,46	7995,87	4722,52	48425,86
0	10	12	3,15	287619,44	56519,07	64567,24	408705,75
10	11	11	0,54	44800,05	9504,42	8635,32	62939,79
9	12	6	1,05	48357,2	19677,07	6352,77	74387,04
12	13	6	0,33	15087,95	3453,44	1114,95	19656,35
13	14	4	0,29	12041,43	2390,68	466,23	14898,33
14	15	1	0,32	10581,54	1756,49	137,95	12475,99
0	16	12	5,89	537934,26	105707,54	120760,02	764401,82
16	17	11	0,31	25459,24	5401,23	4907,33	35767,8
17	18	9	0,3	19617,16	6325,66	3736,05	29678,87
18	19	9	0,41	26757,83	5991,81	3538,88	36288,52
33	20	1	0,64	21598,24	3585,21	281,58	25465,03
19	21	1	0,53	17664,98	2932,31	230,3	20827,59
19	22	6	0,74	34031,95	7789,49	2514,85	44336,29
22	23	4	0,31	12818,23	2544,9	496,31	15859,44
23	24	1	0,4	13491,24	2239,48	175,89	15906,61
11	25	9	4,99	322541,31	104005,13	61427,45	487973,9
25	26	9	0,32	20621,81	4617,78	2727,35	27966,94
26	27	6	0,34	15482,88	6300,15	2034,01	23817,05
27	28	6	0,26	12102,54	2770,12	894,34	15766,99
28	29	4	0,34	14080,73	2795,55	545,19	17421,47
29	30	1	0,32	10867,64	1803,98	141,68	12813,3
7	31	9	4,13	267185,6	86155,39	50885,05	404226,04
31	32	1	0,37	12536,09	2080,93	163,44	14780,47
0	33	12	6,39	583754,97	114711,61	131046,24	829512,82
31	34	6	0,74	34172,87	13905,31	4489,35	52567,53
34	35	6	0,44	20239,6	4632,59	1495,64	26367,83
33	36	9	0,81	52535,69	16940,41	10005,33	79481,43
35	37	4	0,52	21340,95	4236,98	826,3	26404,23
37	38	1	0,31	10312,27	1711,79	134,44	12158,5
36	39	6	0,54	25034,1	5729,99	1849,94	32614,02
36	40	4	0,62	25606,2	5083,8	991,44	31681,44
40	41	1	0,26	8708,97	1445,65	113,54	10268,15
39	42	4	0,47	19306,44	3833,06	747,52	23887,02
42	43	1	0,31	10253,82	1702,09	133,68	12089,59
0	44	11	5,56	462657,51	98153,66	89178,32	649989,49
44	45	1	0,41	13598,48	2257,29	177,29	16033,05
44	46	9	0,55	35367,54	7919,75	4677,56	47964,85
46	47	6	0,54	24798,78	10090,9	3257,86	38147,54
49	48	1	0,33	11066,95	1837,06	144,28	13048,3
47	49	6	0,56	25796,85	5904,57	1906,3	33607,72
49	50	1	0,32	10761,66	1786,39	140,3	12688,35

Tabela B.4 – Conexões ótimas de Alto da Coutada obtidas a partir do modelo GCF2’.

u	v	k	l_{uv}	Construção	Perdas ativas	Perdas reativas	Total
2	1	1	0,48	16031,33	1371,27	93	17495,6
3	2	2	0,43	15597,63	3602,14	337,73	19537,49
0	3	5	0,11	30013,24	784,64	176,27	30974,14
0	4	12	0,25	47831,84	2311,93	2280,58	52424,34
4	5	11	0,37	30830,23	3370,39	2644,15	36844,78
0	6	12	1,26	140472,7	11692,65	11534,08	163699,44
6	7	11	0,51	42833,03	4682,55	3673,57	51189,15
0	8	12	2,43	247318,72	22511,78	22206,49	292036,98
8	9	11	0,55	45977,43	5026,3	3943,25	54946,98
0	10	12	3,15	312619,44	29124,06	28729,1	370472,6
10	11	11	0,54	44800,05	4897,59	3842,27	53539,92
0	12	12	3,98	388098,45	36766,99	36268,38	461133,83
12	13	11	0,33	27253,23	2979,35	2337,37	32569,95
13	14	9	0,29	18827,83	3128,43	1595,46	23551,72
14	15	8	0,32	18854,1	3092,46	1278,8	23225,37
9	16	9	2,94	190326,01	31624,56	16128,17	238078,74
16	17	8	0,31	18249,82	2993,35	1237,82	22480,98
17	18	6	0,3	13984,09	2932,18	817,42	17733,69
15	19	6	2,03	93580,97	19622,03	5470,15	118673,15
33	20	1	0,64	21598,24	1847,45	125,29	23570,98
18	21	5	0,72	31682,64	4958,73	1113,96	37755,33
19	22	5	0,74	32437,4	5076,86	1140,5	38654,75
22	23	2	0,31	11126,08	2569,47	240,91	13936,46
23	24	1	0,4	13491,24	1154	78,26	14723,5
11	25	9	4,99	322541,31	53593,45	27332,06	403466,82
25	26	8	0,32	19033,8	3121,94	1290,99	23446,73
26	27	6	0,34	15482,88	3246,45	905,03	19634,36
27	28	5	0,26	11535,48	1805,45	405,59	13746,51
28	29	2	0,34	12221,91	2822,55	264,63	15309,09
29	30	1	0,32	10867,64	929,58	63,04	11860,26
5	31	9	5,44	351559,21	58415,06	29791,03	439765,31
31	32	1	0,37	12536,09	1072,3	72,72	13681,11
7	33	9	4,64	300036,5	49854,05	25425,01	375315,56
31	34	6	0,74	34172,87	7165,35	1997,53	43335,75
34	35	5	0,44	19291,28	3019,33	678,28	22988,89
33	36	6	0,81	37450,06	7852,52	2189,09	47491,67
35	37	2	0,52	18523,7	4277,89	401,08	23202,67
37	38	1	0,31	10312,27	882,08	59,82	11254,17
36	39	5	0,54	23861,13	3734,57	838,96	28434,66
41	40	1	0,26	8708,97	744,94	50,52	9504,42
21	41	2	0,73	26060,52	6018,45	564,27	32643,24
39	42	2	0,47	16757,76	3870,06	362,85	20990,67
42	43	1	0,31	10253,82	877,08	59,48	11190,38
0	44	11	5,56	487657,51	50578,21	39679,77	577915,49
44	45	1	0,41	13598,48	1163,17	78,88	14840,54
44	46	8	0,55	32644,01	5354,3	2214,12	40212,43
46	47	6	0,54	24798,78	5199,8	1449,58	31448,16
49	48	1	0,33	11066,95	946,63	64,2	12077,78
47	49	5	0,56	24588,15	3848,35	864,52	29301,02
49	50	1	0,32	10761,66	920,52	62,43	11744,61

Tabela B.5 – Conexões ótimas de Gardunha obtidas a partir do modelo GCF2.

u	v	k	l_{uv}	Construção	Perdas ativas	Perdas reativas	Total
2	1	1	0,79	26579,24	1482,73	116,45	28178,42
3	2	1	0,34	11542,54	2575,61	202,29	14320,43
4	3	4	0,31	12832,84	1926,5	375,71	15135,05
5	4	5	0,27	12071,2	2190,49	569,89	14831,57
7	5	6	0,32	14843,72	4567,16	1474,51	20885,39
5	6	1	0,35	11786,45	657,51	51,64	12495,6
8	7	6	0,33	15381,11	6441,47	2079,64	23902,21
9	8	8	0,58	34684,88	9498,26	4548,73	48731,87
10	9	9	0,36	23111,42	5635,08	3328,19	32074,7
0	10	9	1,88	121561,26	36591,81	21611,84	179764,91
28	11	6	1,35	62067,73	13261,94	4281,64	79611,31
11	12	5	0,57	25093,41	4553,56	1184,67	30831,64
12	13	4	0,3	12345,37	1853,32	361,44	14560,13
13	14	1	0,3	10081,34	2249,55	176,68	12507,57
14	15	1	0,38	12820,04	715,17	56,17	13591,38
0	16	12	3,71	338386,28	78562,24	89749,3	506697,81
16	17	12	0,26	23877,27	4829,02	5516,66	34222,96
17	18	11	0,23	19029,32	4679,32	4251,43	27960,07
18	19	10	0,27	19657,79	6080,52	4393,58	30131,88
19	20	10	0,42	30365,06	7892,29	5702,7	43960,06
20	21	9	0,27	17566,77	5287,87	3123,12	25977,75
21	22	5	0,4	17479,27	3171,87	825,2	21476,34
21	23	6	0,55	25373,06	5421,43	1750,32	32544,8
23	24	5	0,39	16972,71	3079,94	801,29	20853,94
24	25	4	0,24	9802,06	1471,51	286,97	11560,55
25	26	1	0,27	9142,53	2040,07	160,23	11342,83
26	27	1	0,25	8389,04	467,98	36,76	8893,78
29	28	6	0,25	11443,26	3520,9	1136,73	16100,88
0	29	6	0,65	29788,75	12475,26	4027,65	46291,66
0	30	6	0,25	11662,31	2491,87	804,5	14958,69
30	31	5	0,25	10845,42	1968,06	512,02	13325,49
31	32	4	0,23	9641,02	1447,34	282,26	11370,62
32	33	1	0,49	16250,78	3626,2	284,8	20161,79
33	34	1	0,26	8874,58	495,07	38,88	9408,53
0	35	12	1,69	153924,12	35736,15	40824,89	230485,16
35	36	12	0,24	21577,6	4363,93	4985,34	30926,87
36	37	11	0,51	42572,24	10468,53	9511,27	62552,05
37	38	10	0,24	17539,37	5425,25	3920,11	26884,73
38	39	10	0,34	24507,61	6369,86	4602,65	35480,11
39	40	9	0,25	16309,73	4909,48	2899,64	24118,85
40	41	9	0,33	21250,29	5181,3	3060,18	29491,76
41	42	8	0,92	54768,48	14998,04	7182,58	76949,1
44	43	1	0,53	17784,99	3968,55	311,69	22065,23
42	44	6	1,57	72184,08	30230,04	9759,81	112173,94
44	45	5	0,2	8765,35	1590,6	413,82	10769,76
45	46	4	0,24	10084,52	1513,92	295,24	11893,68
46	47	1	0,23	7719,27	1722,48	135,28	9577,04
47	48	1	0,24	8155,93	454,98	35,73	8646,64
50	49	1	0,34	11283,54	629,45	49,44	11962,43
51	50	1	0,82	27569,74	6151,92	483,17	34204,83
52	51	4	0,8	33275,25	4995,38	974,2	39244,83
0	52	6	3,08	142028,94	30347,16	9797,62	182173,72
52	53	1	0,26	8653,63	482,74	37,91	9174,29
43	54	1	0,49	16468,31	918,69	72,15	17459,15
22	55	4	2,88	119172,67	17890,56	3489,01	140552,24
55	56	1	0,78	25972,76	5795,57	455,18	32223,52
56	57	1	0,25	8405,61	468,91	36,83	8911,34

Tabela B.6 – Conexões ótimas de Gardunha obtidas a partir do modelo GCF2’.

u	v	k	l_{uv}	Construção	Perdas ativas	Perdas reativas	Total
2	1	1	0,79	26579,24	764,04	51,82	27395,1
3	2	1	0,34	11542,54	1327,2	90,01	12959,75
4	3	1	0,31	10394,1	2689,08	182,37	13265,56
5	4	4	0,27	11362,42	1562,62	263,14	13188,17
7	5	5	0,32	14148,22	2976,68	668,7	17793,6
5	6	1	0,35	11786,45	338,81	22,98	12148,24
8	7	6	0,33	15381,11	3319,26	925,33	19625,7
9	8	8	0,58	34684,88	4894,42	2023,95	41603,25
10	9	8	0,36	21331,7	3809,7	1575,4	26716,8
0	10	9	1,88	146561,26	18855,62	9616,16	175033,04
0	11	6	2,21	126686,74	21944,14	6117,5	154748,38
28	12	11	1,62	135308,6	17145,16	13450,78	165904,54
11	13	5	0,79	34501,38	7258,84	1630,67	43390,89
13	14	4	0,3	12446,69	2674,58	450,39	15571,66
14	15	4	0,38	15827,97	2176,74	366,55	18371,26
15	16	1	0,25	8388,19	2170,13	147,17	10705,5
16	17	1	0,26	8760,14	1007,27	68,31	9835,72
17	18	1	0,23	7655,6	220,07	14,92	7890,6
12	19	10	1,93	140145,85	22337,95	13937,15	176420,94
19	20	10	0,42	30365,06	4066,87	2537,41	36969,34
20	21	9	0,27	17566,77	2724,82	1389,63	21681,21
21	22	8	0,4	23744,6	4240,63	1753,6	29738,83
22	23	4	0,32	13086,44	2812,05	473,54	16372,03
23	24	4	0,39	15976,13	2197,12	369,99	18543,24
24	25	1	0,24	7939,29	2053,99	139,3	10132,58
25	26	1	0,27	9142,53	1051,24	71,29	10265,07
26	27	1	0,25	8389,04	241,15	16,35	8646,55
29	28	12	0,25	22665,59	2362,1	2330,07	27357,76
0	29	12	0,65	84002,39	7058,75	6963,02	98024,16
0	30	9	0,25	41360,13	2537,65	1294,17	45191,95
30	31	4	0,25	10208,61	1403,94	236,42	11848,97
31	32	1	0,23	7808,85	2020,25	137,01	9966,11
32	33	1	0,49	16250,78	1868,57	126,72	18246,07
33	34	1	0,26	8874,58	255,11	17,3	9146,99
0	35	12	1,69	178924,12	18414,7	18164,98	215503,8
35	36	12	0,24	21577,6	2248,72	2218,22	26044,53
36	37	11	0,51	42572,24	5394,4	4232,03	52198,67
37	38	10	0,24	17539,37	2795,61	1744,25	22079,23
38	39	10	0,34	24507,61	3282,36	2047,94	29837,91
39	40	9	0,25	16309,73	2529,84	1290,19	20129,76
40	41	8	0,33	19613,88	3502,91	1448,53	24565,33
41	42	8	0,92	54768,48	7728,43	3195,88	65692,79
44	43	1	0,53	17784,99	2044,98	138,69	19968,65
42	44	6	1,57	72184,08	15577,42	4342,61	92104,12
44	45	4	0,2	8250,68	1134,67	191,07	9576,43
45	46	1	0,24	8168,07	2113,18	143,31	10424,56
46	47	1	0,23	7719,27	887,59	60,19	8667,05
47	48	1	0,24	8155,93	234,45	15,9	8406,28
50	49	1	0,34	11283,54	324,35	22	11629,89
51	50	1	0,82	27569,74	3170,06	214,99	30954,79
52	51	1	0,8	26951,67	6972,73	472,87	34397,28
30	52	4	3,19	131876,23	28337,94	4772	164986,17
52	53	1	0,26	8653,63	248,76	16,87	8919,25
43	54	1	0,49	16468,31	473,4	32,1	16973,81
22	55	1	2,88	96525,25	24972,29	1693,56	123191,11
55	56	1	0,78	25972,76	2986,44	202,53	29161,73
56	57	1	0,25	8405,61	241,63	16,39	8663,62