



Universidade Estadual de Londrina
Centro de Tecnologia e Urbanismo
Departamento de Engenharia Elétrica

Dany Huamanñahui Huanca

Planejamento da Expansão de Redes de Transmissão Considerando Compensação Capacitiva Série e Perdas de Potência Ativa

Londrina - PR

2021

Universidade Estadual de Londrina

Centro de Tecnologia e Urbanismo

Departamento de Engenharia Elétrica

Dany Huamanñahui Huanca

**Planejamento da Expansão de Redes de Transmissão
Considerando Compensação Capacitiva Série e
Perdas de Potência Ativa**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Estadual de Londrina como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Luis Alfonso Gallego Pareja

Londrina - PR

2021

Ficha Catalográfica

Dany Huamanñahui Huanca

Planejamento da Expansão de Redes de Transmissão Considerando Compensação Capacitiva Série e Perdas de Potência Ativa - Londrina - PR, 2021 - 143 p., 30 cm.

Orientador: Prof. Dr. Luis Alfonso Gallego Pareja.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Londrina, PR. Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Simulação de Sistemas. 2. Sistemas de Energia Elétrica I. Universidade Estadual de Londrina. Departamento de Engenharia Elétrica. II.

Dany Huamanñahui Huanca

Planejamento da Expansão de Redes de Transmissão Considerando Compensação Capacitiva Série e Perdas de Potência Ativa

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Estadual de Londrina como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Comissão Examinadora

Prof. Dr. Luis Alfonso Gallego Pareja
Departamento de Engenharia Elétrica
Universidade Estadual de Londrina
Orientador

Prof. Dr. Edgar Manuel Carreno Franco
Centro de Engenharias e Ciências Exatas
Universidade Estadual do Oeste do Paraná
Campus de Foz de Iguaçu

Prof. Dr. Renan Silva Maciel
Coordenação de Engenharia Elétrica
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus de Apucarana

Londrina, 9 de julho de 2021

Dedico este trabalho aos meus pais,
pelo apoio e por confiar em mim.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, pela oportunidade de vivenciar esta etapa profissional.

Aos meus pais, Victor e Lucia, que com muito apoio não mediram esforços para a realização de mais uma conquista em minha vida.

Ao professor Dr. Luis Alfonso Gallego Pareja, orientador desta dissertação, pela paciência, apoio, disposição e compreensão.

Agradeço a UEL e ao programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica pelo apoio prestado durante o desenvolvimento desta dissertação.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001 pelo apoio financeiro

“Não é o mais forte que sobrevive, nem o mais inteligente, mas o que melhor se adapta
às mudanças”
(Charles Darwin)

DANY HUAMANÑAHUI HUANCA. **Planejamento da Expansão de Redes de Transmissão Considerando Compensação Capacitiva Série e Perdas de Potência Ativa**. 2021. 143 p. Dissertação do Programa de Mestrado em Engenharia Elétrica - Universidade Estadual de Londrina, Londrina - PR.

Resumo

Neste trabalho soluciona-se o problema de planejamento da expansão de redes de transmissão (PERT) através do modelo de fluxo de potência DC com alocação ótima de dispositivos de compensação capacitiva série (CCS) e perdas de potência ativa. O objetivo do planejamento é encontrar onde, quanto e quando deve ser realizada a instalação de novos elementos (linhas de transmissivo, transformadores, dispositivos CCS, linhas DC, unidades de armazenamento e geradores distribuídos), respeitando uma série de restrições elétricas para garantir o atendimento da demanda futura. O problema PERT é formulado como um problema de programação não linear inteiro misto (PNLIM). Além disso um algoritmo metaheurístico baseado no algoritmo genético de Chu-Beasley (AGCB) é implementado para adicionar linhas de transmissão e dispositivos CCS. Ademais, é empregado um algoritmo heurístico construtivo de Villasana-Garver (HCVG) para tornar factível a configuração proposta pelo AGB, caso a configuração seja infactível. Além disso, são apresentadas duas metodologias para representar as perdas de potência. A primeira metodologia, emprega o fluxo de potência DC tradicional, e a segunda metodologia está baseada em um processo de linearização por partes. Para medir a eficiência e eficácia da metodologia proposta, quando se considera o planejamento com dispositivos CCS são testados os sistemas: Garver de 6 barras, IEEE-24, sul brasileiro de 46 barras, colombiano 93 barras e o sistema norte-noroeste brasileiro de 87 barras. Quando o planejamento considera somente perdas de potência são testados os sistemas: Garver, IEEE-24 e sul brasileiro. Finalmente, quando o planejamento é considerado com dispositivos CCS e perdas de potência conjuntamente são testados os seguintes sistemas: sistema Garver, IEEE-24 e o sistema sul brasileiro de 46 barras. Os resultados mostrados neste trabalho foram satisfatórios e competitivos para uma adequada comparação com a literatura especializada.

Palavras-Chave: Planejamento da expansão de redes de transmissão, Modelo DC, algoritmo genético de Chu-Beasley, perdas de potência, compensação capacitiva série, linearização por partes.

DANY HUAMANÑAHUI HUANCA. **Planejamento da Expansão de Redes de Transmissão Considerando Compensação Capacitiva Série e Perdas de Potência Ativa.** 2021. 143 p. Dissertation on a Master's Degree in Electrical Engineering - Londrina State University, Londrina - PR.

Abstract

This work solves the transmission network expansion planning problem (TNEP) using the DC power flow model with optimal allocation of series capacitive compensation devices (SCC) and active power losses. The objective of planning is to know where, how much and when to install new elements (transmissive lines, transformers, SCC devices, HVDC lines, storage units and distributed generators), respecting a series of electrical restrictions to guarantee and meet future demand. The TNEP problem is formulated as a mixed-integer nonlinear programming problem (MINLP). In addition, a metaheuristic algorithm based on the Chu-Beasley Genetic Algorithm (CBGA) is implemented to add transmission lines and SCC devices. Besides, a Villasana-Garver constructive heuristic algorithm (VGCH) is used to make the configuration proposed by the CBGA feasible, in case the configuration is infeasible. Also, the VGCH algorithm is used to reduce computational time effort. On the other hand, the TNEP problem can be divided into two subproblems: 1) master subproblem (identifies the investment cost) and 2) slave subproblem (identifies the infeasibility). Furthermore, two methodologies are presented to represent power losses. The first methodology uses the traditional DC power flow, and the second methodology is based on a process of piecewise linearization. To measure the efficiency and effectiveness of the proposed methodology, when considering the planning with SCC devices, the systems are tested: Garver 6 bus, IEEE-24, southern Brazil 46 bus, Colombian 93 bus, and Brazilian north-northwest system of 87 bus. When planning considers only power losses, the systems are tested: Garver, IEEE-24, and Southern Brazil. Finally, when planning is considered with SCC devices and power losses, the Garver system, the IEEE-24 system, and the southern Brazil system are tested. The results presented in this work were satisfactory and competitive for an adequate comparison with the specialized literature.

Key-words: Transmission network expansion planning, DC model, Chu-Beasley genetic algorithm, power losses, series capacitive compensation, piecewise linearization.

Lista de Figuras

Figura 3.1 – Modelo equivalente π de uma linha de transmissão.	41
Figura 3.2 – Fluxograma para incluir as perdas através do modelo tradicional. . . .	44
Figura 3.3 – Discretização da variável quadrática contínua não negativa θ_{ij} por Y elementos discretos.	45
Figura 3.4 – Linearização por partes de θ_{ij}^2	46
Figura 4.1 – Algoritmo heurístico construtivo Villasana-Garver.	52
Figura 4.2 – Proposta de codificação	55
Figura 4.3 – População inicial do AGCB	56
Figura 4.4 – Etapa de recombinação do AGCB.	57
Figura 4.5 – Etapa de mutação do AGCB.	58
Figura 4.6 – Fluxograma do AGCB.	60
Figura 5.1 – Convergência para diferentes estratégias de solução do sistema colom- biano de 93 barras.	62
Figura 5.2 – Solução ótima com perdas. Modelo tradicional (MT) - Método de li- nearização por partes (MLP).	71
Figura 5.3 – Sistema Garver com CCS e perdas de potência usando o método de linearização por partes	76

Lista de tabelas

Tabela 3.2.1–Tipos de compensação capacitiva série CCS	40
Tabela 5.1.1–Parâmetros do AG-Planejamento Estático	62
Tabela 5.1.2–Parâmetros do AGCB-Planejamento Estático	62
Tabela 5.2.1–PERT multiestágio convencional	64
Tabela 5.2.2–Parâmetro do AGCB-planejamento Multiestágio	65
Tabela 5.3.1–PERT estático com CCS	66
Tabela 5.4.1–PERT multiestágio com CCS	67
Tabela 5.5.1–Parâmetros do AGCB com CCS	67
Tabela 5.5.2–Comparação com (Gallego, Garcés e Contreras 2020) [1] e (Gallego et al. 2017) [2]	68
Tabela 5.6.1–Parâmetros do AGCB com perdas usando o modelo tradicional PERT estático	69
Tabela 5.6.2–Parâmetros do AGCB com perdas usando o modelo tradicional no PERT multiestágio	69
Tabela 5.6.3–Parâmetros do AGCB com perdas usando o método de linearização por partes no PERT estático	70
Tabela 5.6.4–Parâmetros do AGCB com perdas usando o método de linearização por partes no PERT Multiestágio	70
Tabela 5.7.1–Parâmetros e resultados do AGCB	75
Tabela B.1.1–Dados Barras - Garver	119
Tabela B.1.2–Dados Linhas - Garver	120
Tabela B.1.3–Dados Barras - IEEE -24	120
Tabela B.1.4–Dados linhas - IEEE-24	121
Tabela B.1.5–Dados barras - 46	123
Tabela B.1.6– Dados Linhas - 46	124
Tabela B.1.7–Dados Barras - 93	126
Tabela B.1.8–Dados Linhas - 93	127
Tabela B.1.9– Dados Barras - 87	131
Tabela B.1.10– Dados Linhas - 87	133

Tabela C.1.1–Sistema Garver dados barras-Multiestágio	138
Tabela C.1.2–Sistema IEEE-24 dados barras-multiestágio	139
Tabela C.1.3–Sistema sul brasileiro dados barras-multiestágio	140
Tabela C.1.4–Sistema colombiano dados Barras multiestágio	141

Lista de Siglas e Abreviaturas

PERT	Planejamento da expansão de redes de transmissão
PLIM	Programação linear inteira mista
PL	Programação linear
PNLIM	Programação não linear inteira mista
HVDC	Corrente direta de alta tensão
FACT	Sistemas flexíveis de transmissão de corrente alternada
FSC	Equipamento de compensação série fixa
CCS	Compensação capacitiva série
AG	Algoritmo genético
AGCB	Algoritmo genético de Chu-Beasley
AED	Algoritmo de evolução direta
FOR	Interrupção forçada do equipamento
MT	Modelo tradicional
MLP	Linearização por partes
HCVG	Heurístico construtivo de Villasana Garver

Lista de símbolos

v	Custo de investimento total (US\$)
α	Parâmetro de penalidade associado à redução de carga (US\$/MW)
c_{ij}	Custo de um circuito adicionado no caminho $i - j$ (US\$)
Ω_l	Conjunto de todas as linhas de transmissão
Ω_t	Conjunto de todas as linhas de transmissão na etapa t
Ω_{lccs}	Conjunto de todas as linhas de transmissão com dispositivos CCS
Ω_r	Conjunto de todas as barras que tem geradores artificiais
Ω_b	Conjunto de todas as barras
n_{ij}	Número de circuitos adicionados no caminho $i - j$
n_{ij}^o	Número de circuitos na rede elétrica base $i - j$
\bar{n}_{ij}	Número máximo de circuitos a ser adicionados no caminho $i - j$
\bar{f}_{ij}	Máximo fluxo de potência no caminho $i - j$ (MW)
f_{ij}	Fluxo de potência no caminho $i - j$ (MW)
r_i	Vetor de geradores artificiais com elementos r_i correspondendo à geração artificial na barra i (MW)
γ_{ij}	Susceptância de um circuito no caminho $i - j$ (p.u.)
d	Vetor de demanda com elementos d_i correspondendo à demanda na barra i (MW)
\bar{g}_i	Geração máxima na barra i (MW)
G_i, g_i	Vetor de geração de energia real com elementos g_i correspondendo à geração na barra i (MW)
θ_i	Vetor de ângulo de tensão da barra i (rad)
S	Matriz de incidência no ramo do sistema elétrico
δ_{inv}^t	Valor presente do investimento (US\$)
k_{tp}	Tamanho da população
k_{ts}	Taxa de seleção
k_{tm}	Taxa de mutação (%)
k_{td}	Taxa de distribuição (%)
x_{ij}	Reactância do circuito no ramo $i - j$
V_j	Tensão na barra j (p.u.)

x_{ij}^{total}	Reatância do circuito compensado no ramo $i - j$
x_{ij}^{css}	Reatância do circuito com dispositivos CCS no ramo $i - j$
c_{ij}^{css}	Custo do circuito com dispositivos CCS no ramo $i - j$
β_{ij}	Custo de investimento dos dispositivos CCS em (%)
λ_{ij}	Taxa de compensação dos dispositivos CCS (%)
Y	Número de blocos linearizados
$\theta_{ij}^+, \theta_{ij}^-$	Variáveis auxiliares não negativas de ângulo de tensão das barras
$m_{ij,y}$	Inclinação da reta de linearização no bloco y
g_{ij}	Condutância do circuito no ramo $i - j$
$\varphi_{ij}, \varphi_{km}$	Fluxo de perdas de potência em (MW)

Sumário

	Lista de Figuras	11
	Lista de tabelas	12
	Lista de Siglas e Abreviaturas	14
	Lista de símbolos	15
	Sumário	17
1	INTRODUÇÃO	20
1.1	Objetivo geral	23
1.2	Objetivos específicos	23
1.3	Motivação justificativa	23
1.4	Organização do documento	25
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	26
2.1	Planejamento da expansão considerando perdas de potência ativa	34
2.2	Comentários finais do capítulo	35
3	MODELAGEM MATEMÁTICA PARA SOLUCIONAR O PERT	36
3.1	Modelo matemático DC	36
3.1.1	Modelo matemático para o PERT estático	36
3.1.2	Modelo matemático para o PERT multiestágio	37
3.2	Modelo matemático considerando compensação capacitiva série	39
3.3	Modelo π equivalente de uma rede de transmissão	41
3.4	Metodologias para calcular as perdas de potência ativa	42
3.4.1	Perdas de potência usando o modelo tradicional	43
3.4.2	Perdas de potência usando o método de linearização por partes	45
3.5	Modelo matemático para o PERT considerando CCS e perdas de potência ativa	48

3.6	Algoritmo para implementar a heurística construtiva de Villasana-Garver	49
3.7	Comentários finais do capítulo	50
4	MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO	51
4.1	Algoritmo heurístico construtivo de Villasana-Garver	51
4.2	Métodos metaheurísticos	51
4.2.1	Algoritmo genético tradicional	53
4.2.2	Algoritmo genético de Chu-Beasley	54
4.3	Comentário finais do Capítulo	59
5	TESTES, RESULTADOS E DISCUSSÕES	61
5.1	Planejamento de Expansão Estática Convencional	61
5.2	Planejamento de Expansão Multiestágio Convencional	63
5.3	Planejamento estático com dispositivos CCS	65
5.4	Planejamento multiestágio com dispositivos CCS	66
5.5	Análise do planejamento com dispositivos CCS	66
5.6	Planejamento estático considerando perdas de potência ativa	68
5.6.1	Perdas usando o modelo matemático tradicional	68
5.6.2	Perdas por meio de linearização por partes	69
5.6.3	Análises do planejamento com perdas de potência ativa	71
5.7	Planejamento considerando CCS e perdas de potência ativa	72
5.7.1	Planejamento estático	72
5.7.2	Planejamento Multiestágio	73
5.7.3	Análise do planejamento com CCS e perdas de potência ativa	75
6	CONCLUSÃO	78
6.1	Trabalhos futuros	79
	REFERÊNCIAS	80
A	ARTIGOS SUBMETIDOS E PUBLICADOS EM REVISTA	89
A.1	Anexo I	89
B	DADOS PARA O PLANEJAMENTO ESTÁTICO	119

B.1	Dados das barras e dados das linhas	119
B.1.1	Sistema Garver caso I e II	119
B.1.2	Sistema IEEE-24 Barras	120
B.1.3	Sistema sul brasileiro 46-Barras	121
B.1.4	Sistema Colombiano 93-Barras	122
B.1.5	Sistema Norte-Nordeste brasileiro 87-Barras	123
C	DADOS PARA O PERT MULTIESTÁGIO	138
C.1	Dados das barras	138
C.1.1	Sistema Garver	138
C.1.2	Sistema IEEE-24 barras	138
C.1.3	Sistema sul brasileiro	138
C.1.4	Sistema colombiano 93 Barras	138

1 Introdução

Devido ao crescimento da demanda de energia elétrica nos últimos anos, o problema de planejamento da expansão de redes de transmissão (PERT), tem-se tornado um desafio muito importante para as empresas de energia. O objetivo do PERT é definir estratégias de expansão de curto, médio e longo prazo, atingindo a carga prevista em determinadas condições técnicas, econômicas e políticas (Lumbreras e Ramos 2016).

Dentro do PERT há dois tipos de planejamento: planejamento estático (um estágio) e planejamento multiestágio (vários estágios). De forma geral, no planejamento, entende-se definir onde, quanto e quando deverá ser realizada a instalação de novos elementos nas redes elétricas (linhas e transformadores), respeitando uma série de restrições elétricas para garantir o atendimento à projeção da demanda futura e tentando minimizar o custo de investimento (Gallego, Escobar e R. 2003).

Por outro lado, o planejamento tem características especiais que fazem dele um problema complexo, tais como: 1) o problema é não convexo e não linear, 2) podem existir pequenos sistemas isolados e 3) é um problema que possui o fenômeno de explosão combinatória, ou seja, o espaço de soluções ótimas crescem exponencialmente de acordo com o tamanho do sistema (Alvarez et al. 2020, Romero, Rider e Silva 2007).

O PERT pode ser solucionado com métodos exatos e/ou metaheurísticos. Os algoritmos de otimização exatos, empregam técnicas de decomposição e geralmente encontram a solução ótima global para sistemas de pequeno porte. No entanto, para sistemas de grande porte eles precisam de um esforço computacional muito elevado (Tejada, Lezama e Rider 2015, Lumbreras e Ramos 2016, Alvarez et al. 2020). Os algoritmos heurísticos construtivos se definem como procedimentos simplificados, com a capacidade de identificar soluções factíveis para problemas complexos com pequenos esforços computacionais e raramente encontram a solução ótima global. Além disso, existem uma variedade de modelos matemáticos que são usados para implementar os algoritmos heurísticos construtivos, dos quais os mais importantes são os seguintes: usando o modelo de transportes, usando o modelo linear disjuntivo e usando o modelo DC (Romero e Monticelli 1993, Wu et al. 2018, Gomes et al. 2019). Os algoritmos metaheurísticos são técnicas, na maioria

deles, inspiradas em mecanismos naturais, tais como: evolução das espécies; processo de recozimento do aço e da cerâmica, baseado no comportamento das formigas, quando elas procuram um caminho entre a colônia e uma fonte de alimento; e os algoritmos baseados no sistema da imunidade. A principal característica desses algoritmos é solucionar problemas complexos e combinatórios. Ademais, esses algoritmos encontram soluções ótimas de alta qualidade com um esforço computacional aceitável (Gallego, Monticelli e Romero 1998, Romero, Gallego e Monticelli 1996, Alvarez et al. 2020).

Atualmente, diferentes equipamentos estão sendo incluídos no PERT, tais como, sistemas FACTS, linhas HVDC, entre outros. Além disso, quando o equipamento é instalado no sistema elétrico, apresenta benefícios como por exemplo: 1) as linhas HVDC ou tecnologias HVDC são alternativas mais eficientes para o aumento da capacidade de transmissão em longas distâncias, ajuda a conectar fontes renováveis à rede, estabiliza redes trifásicas e tem a capacidade de compensar a potência reativa da rede elétrica; e 2) os sistemas FACTS podem ser ferramentas muito úteis para aliviar alguns congestionamentos no sistema sem recorrer a um aumento na capacidade das linhas de transmissão. Uma característica muito importante dos sistemas FACTS é aumentar a capacidade de transmissão da rede, e graças a eles o custo de investimento em adicionar novos elementos à rede elétrica pode ser reduzido. Por outro lado, os dispositivos de compensação capacitiva série (CCS) são dispositivos para reduzir a reatância indutiva de um circuito; e quando se emprega esses dispositivos CCS há uma redistribuição de fluxos de potência nas linhas de transmissão, já que eles reduzem a reatância indutiva do circuito original. Além disso, eles melhoram a estabilidade transitória do sistema elétrico, garantindo a divisão de cargas adequadas entre linhas de transmissão paralelas (Gallego, Garcés e Contreras 2020).

Na literatura especializada há uma variedade grande de metodologias para solucionar o problema PERT. Em (Dominguez, Zuluaga e Gallego 2016), é apresentado um método de programação linear inteiro misto e um novo método para reduzir o espaço de busca. Nesse artigo também são consideradas, dentro do modelo matemático, as linhas HVDC e as perdas de potência. Em (Gallego, Garcés e Contreras 2020), é apresentado um algoritmo genético híbrido de alto rendimento para solucionar o PERT estático e multiestágio considerando os dispositivos CCS. Em (Rahmani et al. 2013), é apresentado um modelo matemático para o planejamento multiestágio, considerando a alocação de

compensação série fixa (FSC) e restrições de segurança N-1.

Em (Torre, Conejo e Contreras 2008), se apresenta uma formulação de programação linear inteira mista em um mercado de eletricidade competitivo. Nesse artigo são definidos os números de cenários de demanda futura, maximizando o grau do bem-estar social, e considerando as perdas de potência. Em (Alguacil, Motto e Conejo 2003), é apresentada uma abordagem de programação linear inteira mista para solucionar o PERT de longo prazo considerando as perdas de potência. A linearização das perdas de potência é realizada através do método de linearização de funções lineares por partes. Da mesma forma em (Zhang et al. 2013) são consideradas as perdas de potência, a diferença é que eles desenvolvem a linearização para o modelo de fluxo de potência AC. Finalmente em (Araujo 2012) o autores apresentam três modificações do modelo de fluxo de potência DC incluindo conjuntamente, a técnica chamada reconfiguração, modelo de perdas ativas e a confiabilidade do sistema.

Segundo a maioria dos autores, o modelo de fluxo de potência DC é considerado como o modelo ideal para representar o problema PERT. Porém, existe a modelagem matemática de fluxo de potência AC que é considerado como um modelo mais robusto e completo, mas não é muito usado no planejamento da expansão, devido a muitas restrições e variáveis não lineares, e embora trabalhem com técnicas metaheurísticas, o problema equivalente ainda é não linear com complexidade matemática. Neste caso, deve ser solucionado com uma técnica de programação não linear, como por exemplo o método não linear de pontos interiores (Rider et al. 2007, Contreras, Castro e Rider 2012). Portanto, o modelo matemático DC é utilizado por possuir uma formulação flexível em relação ao modelo de fluxo de potência AC (Monticelli 1983). Por outro lado, as soluções obtidas quando é empregado o modelo DC mostraram estar perto quando são comparadas às obtidas pelo método AC, isto em relação ao planejamento de potência ativa (Silva et al. 2005).

No PERT existe uma necessidade constante de melhorar a representação da modelagem matemática incluindo distintos parâmetros, restrições e variáveis. Por exemplo, solucionar o problema incluindo efeitos naturais que acontecem no transporte de energia das usinas elétricas até as diferentes áreas de distribuição, tais como: as perdas por efeito joule ou perdas de potência, efeito corona, efeito skin, e entre outros. As perdas

de potência são muito comuns nas linhas de transmissão, elas representam uma pequena porcentagem da energia total. Por outro lado, estimativas imprecisas podem provocar problemas na operação da rede elétrica, e levar a um desequilíbrio econômico (Wong 2011, Dominguez, Zuluaga e Gallego 2016).

1.1 Objetivo geral

O principal objetivo desse trabalho é solucionar o problema de planejamento da expansão de redes de transmissão de energia elétrica por meio de modelos matemáticos levando em consideração os dispositivos CCS e perdas de potência ativa.

1.2 Objetivos específicos

- Implementar o algoritmo genético de Chu-Beasley para adicionar linhas de transmissão e a alocação ótima de dispositivos CCS nas redes elétricas e solucionar o problema PERT estático e multiestágio.
- Realizar uma comparação de tempo computacional entre duas metodologias para calcular as perdas de potência. O primeiro é através do modelo tradicional de fluxo de potência DC e o segundo por meio de linearização por partes.
- Implementar o algoritmo heurístico construtivo de Villasana Garver para tornar factível as propostas de investimento realizadas pelo AGCB, caso as propostas sejam infactíveis.
- Implementar a metodologia proposta na plataforma MatLab e solucionar o problema linear equivalente com Linprog.

1.3 Motivação justificativa

O crescimento exponencial da população mundial leva ao aumento da demanda de energia elétrica (Gomes e Saraiva 2015). Por tal motivo, se requer um planejamento para expandir o sistema elétrico de forma confiável, sustentável e econômica, com o fim

de atender todas as cargas futuras. Além disso, no passado, os sistemas de energia elétrica eram simples e projetados para serem autônomos. Atualmente, esses sistemas são desenvolvidos para um grande número de interconexões, não apenas entre provedores de serviços elétricos localizados em um determinado país, mas também entre diferentes países do mundo.

De outro lado, as novas estruturas exigem que a energia elétrica seja transportada por linhas de transmissão bem definidas. No entanto, as redes convencionais de sistemas de energia não podem antecipar às expectativas futuras de flexibilidade e controle de energia. Nos últimos anos, a demanda por sistemas de energia aumentou e continuará aumentando, levando a uma série de problemas como sobrecargas e flutuações de energia. Ademais, o custo das linhas de transmissão e as dificuldades que surgem para a sua construção e localização, muitas vezes limitam a capacidade de transmissão.

Portanto para os problemas nomeados acima tem desenvolvido novas ferramentas. Uma das ferramentas mais populares para controlar o fluxo de potência são os dispositivos CCS. O fundamento básico dessa ferramenta é modificar a impedância de uma linha de transmissão, ou seja, se modifica a reatância original da linha de transmissão atual. Uma vez que reatância indutiva seja modificada, a impedância é reduzida e será tratada como se fosse parte de uma linha curta. Além disso, com o passar dos anos foi reconhecido que pode-se incrementar o fluxo de energia elétrica controlando o perfil de tensão ao longo da linha de transmissão, com uma compensação adequada para a potência reativa.

Nesse sentido, a principal contribuição é solucionar o problema PERT estático e multiestágio usando o modelo matemático de fluxo de potência DC e levando em conta dispositivos CCS e perdas de potencia ativa. O problema PERT nesse projeto é formulado como um problema de PNLIM, e é empregado o AGCB para adicionar linhas de transmissão e a alocação ótima de dispositivos CCS. Por outro lado, para eliminar a infactibilidade da configuração proposta pelo AGCB, será usado o algoritmo HCVG. Além disso, neste trabalho são apresentadas duas modelagens matemáticas para solucionar o PERT quando se consideram as perdas de potência, uma considerando o modelo tradicional de fluxo de potência DC e outro por meio de linearização por partes.

1.4 Organização do documento

O presente trabalho está organizado em seis capítulos como segue: no Capítulo 1 é apresentado um breve resumo do que é abordado no planejamento da expansão de redes de transmissão. No Capítulo 2 se apresenta uma revisão bibliográfica para o planejamento estático e multiestágio considerando os dispositivos CCS e perdas de potência. No Capítulo 3 são apresentados os modelos matemáticos para PERT estático e multiestágio, considerando os dispositivos CCS e perdas de potência. No Capítulo 4 se apresenta o método de otimização metaheurístico AGCB, e o algoritmo heurístico construtivo de Villasana Garver. No Capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos e as discussões. Finalmente, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões.

2 Revisão Bibliográfica

Na década de 1970, Garver propôs o modelo de programação linear inteira mista (PLIM) para representar o PERT denominado modelo de transporte (Garver 1970). Nesse modelo são consideradas a primeira lei de Kirchhoff, e as restrições de capacidade de fluxo e geração. Além disso, no modelo de transporte se deseja encontrar uma configuração que produza o menor custo de investimento no plano de expansão e condições adequadas de operação do sistema elétrico. As condições adequadas significam que o sistema deve satisfazer a primeira lei de Kirchhoff e que os circuitos e as usinas de geração operem dentro de seus limites especificados (Ruben et al. 2002).

Além do modelo de transportes, na literatura especializada existem outros modelos tais como: o modelo híbrido, o modelo disjuntivo linear, o modelo de fluxo de potência DC e o modelo de fluxo de potência AC completo (Bahense et al. 2001, Rider et al. 2007). De acordo com a literatura especializada, o modelo DC é considerado um modelo ideal para representar o problema PERT, devido às seguintes características: 1) é um modelo relativamente fácil de implementar, 2) a solução obtida pelo modelo DC é próxima da solução obtida pelo modelo AC completo quando comparado à potência ativa (Flores 2006, Silva et al. 2005), 3) os dados elétricos da rede para o modelo DC são relativamente fáceis de obter e, por último, 4) no modelo DC são consideradas as duas leis de Kirchhoff (Stott, Jardim e Alsac 2009).

Por outro lado, o problema PERT pode ser solucionado por meio de métodos exatos, heurísticos ou metaheurísticos. Dentro dos métodos exatos estão os métodos de programação linear (PL), programação não linear (PNL), programação quadrática (PQ), programação linear inteira mista (PLIM), programação não linear inteira mista (PNLIM), programação estocástica (PE), o método decomposição de Benders, e o método Branch & Bound (B&B). O método de programação linear foi o primeiro a ser formalizado para solucionar o problema PERT. Ele pode adequar modelos de transporte de fluxo de potência, baseados em algoritmos simples e eficientes para encontrar soluções ótimas em um tempo computacional aceitável (Lumbreras e Ramos 2016). Por exemplo, em (Garver 1970) é apresentado o uso de programação linear para determinar onde há sobrecarga de

fluxo, e onde os novos circuitos precisam ser adicionados para atender todas as demandas. Em (Villasana, Garver e Salon 1985) apresenta-se uma metodologia usando programação linear para solucionar simultaneamente a rede elétrica e a rede de caminhos de sobrecarga.

A programação linear inteira mista é apresentado em (Dominguez et al. 2017). Nesse trabalho são considerados os níveis de tensão em corrente contínua DC e corrente alternada AC, ademais, são utilizados os métodos de redução de espaço de busca e restrições de segurança N-1. Em (Sanchez et al. 2005) é apresentado a programação não linear para solucionar o problema PERT utilizando a técnica de pontos interiores. Em (Al-Hamouz e Al-Faraj 2002) um modelo matemático de programação não linear é proposta para solucionar o problema PERT. As perdas de potência ôhmica em todos os circuitos e as perdas de potência por corona em novos circuitos são levadas em consideração. A técnica de otimização utilizada nesse artigo é a sub-rotina de programação não linear baseada em MatLab. Em (Yadav, Singh e Gupta 2019) é apresentada uma metodologia para solucionar o problema PERT por meio do modelo de fluxo de potência AC, incorporando a potência reativa e as restrições de nível de tensão. O problema nesse artigo é formulado como um problema de programação não linear, sendo maximizado o bem-estar social do mercado elétrico sujeito às restrições operacionais de segurança.

Em (Elmetwally e Ahmad 1993) se apresenta o método de programação quadrática para solucionar o problema PERT. Nesse artigo é empregado a modelagem matemática DC considerando o custo de perdas de potência e restrições de segurança. Assim mesmo, em (Gbadamosi, Nwulu e Damisa 2019) é empregado o método de programação quadrática para solucionar o problema PERT por meio do modelo matemático DC. Ademais, nesse artigo são consideradas as perdas de potência ativa. Em (Rogers e Rolko 1992), uma nova abordagem de programação quadrática é descrita, considerando a expansão e coordenação entre as usinas geradoras e as redes de transmissão.

A programação linear inteira mista é muito usada na literatura especializada pois ela apresenta variáveis de decisão lineares e inteiras. Por exemplo em (Bahense et al. 2001) é apresentado um modelo linear disjuntivo inteiro misto para solucionar o problema PERT, ademais é empregado o código comercial de Branch and Bound. Em (Alguacil, Motto e Conejo 2003) é apresentada uma nova abordagem para solucionar o problema PERT. No referido artigo é usado o modelo disjuntivo linear considerando perdas de

potência. As perdas de potência são calculadas por meio de linearização por partes. Em (Zhang et al. 2012), é apresentado o PNLIM considerando perdas de potência através do modelo matemática AC. Em (Samarakoon, Shrestha e Fujiwara 2001) é apresentado a PLIM para solucionar o problema PERT por meio de fluxo de potência DC considerando contingências N-1.

A programação não linear inteira mista é apresentado em (Zhang et al. 2012, Al-Hamouz e Al-Faraj 2002), os autores usam variáveis quadráticas para solucionar o problema PERT, e o método de linearização por partes é empregado para modelar as perdas de potência e os custos de geração. Por outro lado, para as técnicas estocásticas está o trabalho de (Lopez, Ponnambalam e Quintana 2007), no qual, eles consideram os efeitos aleatórios de demanda elétrica, disponibilidade equivalente das usinas geradoras, e a capacidade limite de linhas de transmissão. Em (Jirutitijaroen e Singh 2008) a modelagem de programação estocástica mista é apresentada para solucionar o problema de planejamento das usinas de geração e transmissão considerando a confiabilidade do sistema. Em (Lumbreras e Ramos 2016) se apresenta um estudo das técnicas para acelerar a decomposição de Benders, tais como: as técnicas para modificar o problema mestre, e as técnicas para modificar o subproblema a partir de estruturas de cenários. Em (Asadamongkol e Euaarporn 2013) é proposto um método para solucionar o problema PERT. A metodologia desse artigo é dividido em três etapas: na primeira etapa é empregado a decomposição de Benders com a aplicação do modelo de fluxo de potência DC; na segunda etapa, o problema é decomposto em um problema de investimento e um problema de operação; na terceira etapa é empregado o modelo de fluxo de potência AC para calcular a potência reativa. Em (Asada et al. 2005) apresenta-se um algoritmo Branch & Bound para solucionar o problema PERT multiestágio através do modelo de transportes. Ademais, nesse algoritmo são empregados basicamente duas estratégias: relaxamento e separação. O objetivo das estratégias são para problemas inteiros mistos que apresentam grandes espaços de busca de ótimos locais no PERT. O trabalho (Gomes 2017) apresenta uma metodologia para solucionar o problema PERT estático e multiestágio. Nesse artigo, a metodologia é dividida em três etapas: a primeira etapa é responsável por obter melhores configurações dos circuitos propostos, a segunda é usar algoritmo Harmony Search para encontrar a melhor solução, e na terceira etapa um algoritmo híbrido que mistura os conceitos de Harmony Search e Branch & Bound é adaptado para solucionar o problema

PERT multiestágio. Em (Haffner et al. 2000) é abordada uma metodologia para solucionar o problema PERT usando a decomposição hierárquica de Benders, na qual o problema é decomposto em um subproblema mestre e um subproblema escravo. Em (Choi, El-Keib e Tran 2005) é considerado a permissibilidade e ambiguidade de custo de investimento para construção de novos circuitos e o critério de confiabilidade do sistema elétrico. A modelagem é obtida formulando o problema PERT como um problema de programação inteira difusa baseado no algoritmo de Branch & Bound.

Para solucionar o problema PERT por meio das técnicas heurísticas, destacam-se os seguintes algoritmos: algoritmos construtivos usando o modelo de Garver (modelo de transportes) (Garver 1970); modelo DC (mínimo esforço, mínimo corte de carga) (Pereira e Pinto 1985); os modelos mistos (algoritmo de Villasana Garver, algoritmo de rede marginal de Levi-Calovic) (Villasana, Garver e Salon 1985, Levi e Calovic 1991), o algoritmo pelo programa de computador iterativo, os algoritmos construtivos de busca em grafos e entre outros.

O algoritmo heurístico construtivo de Garver em (Garver 1970), foi implementado para encontrar uma solução ótima com um custo de investimento reduzido usando somente a primeira lei de Kirchhoff. A principal característica deste modelo é adicionar circuitos passo a passo até cumprir de forma satisfatória todas as condições de operação. O heurístico construtivo de mínimo esforço foi proposto por (Monticelli et al. 1982). A modelagem heurística está baseada na análise de custo/benefício dos "caminhos de menor esforço" da rede elétrica. No trabalho de (Pereira e Pinto 1985) é ilustrado o algoritmo de mínimo corte de carga através de métodos de sensibilidade. Nesse algoritmo é usado o modelo DC modificado empregando geradores artificiais para perceber a infactibilidade da configuração candidata (linhas de transmissão). Em (Villasana, Garver e Salon 1985), é proposto o algoritmo heurístico construtivo de Villasana Garver. A ideia fundamental desse algoritmo é usar somente os circuitos existentes na configuração corrente para solucionar o problema de operação e usar os circuitos artificiais somente no caso em que os circuitos existentes não sejam suficientes para solucionar o problema de operação.

Por outro lado, os algoritmos metaheurísticos, também considerados como heurísticos modernos, começaram a ser implementados na década de 1990. Graças ao surgimento dessas técnicas foi possível desenvolver métodos muito eficientes na exploração de ótimos

locais do problema PERT. Desde então, o problema PERT tornou-se um problema de otimização que poderia ser solucionado por diferentes técnicas metaheurísticas. Dentre elas, mencionam-se os algoritmos genéticos, busca tabu, recozimento simulado, re-vinculação de caminho, procedimento de busca adaptativa aleatório ganancioso, lógica difusa, otimização de enxame de partículas, otimização por colônia de formigas, algoritmos usando a imunidade adaptativa e entre outros.

Os algoritmos genéticos são técnicas de otimização baseadas no processo de evolução das espécies. O primeiro algoritmo genético foi formulado em 1975 por (Holland 1975) como adaptação em sistemas naturais e artificiais. Desde então, esse algoritmo é muito utilizado para solucionar diferentes problemas de otimização matemática como é o caso do problema PERT. Em (Gallego, Monticelli e Romero 1998) é apresentado o algoritmo genético para solucionar o problema PERT incluindo duas melhorias. Uma está baseada em métodos convencionais de otimização e outra por meio das técnicas de SA. Em (Qadikolai e Baldick 2016) é empregado o AG para solucionar o problema PERT estático e é usado o modelo matemático de fluxo de potência DC considerando incertezas N-1. Em (Kazemi et al. 2008) realiza um estudo do fator de crescimento de carga e perdas de potência usando AG. Em (Chu e Beasley 1997) é apresentado um algoritmo genético de Chu-Beasley (AGCB) para solucionar o problema de atribuição generalizada. A diferença do algoritmo genético tradicional é que nesse algoritmo só um indivíduo é modificado em toda a população, e a função objetivo está dividida em uma função aptidão e uma função inaptidão. O algoritmo proposto por (Chu e Beasley 1997) é usado em (Silva et al. 2006) para solucionar o problema do planejamento estático e multiestágio por meio do modelo matemático DC. Além disso, é apresentada uma comparação entre outros algoritmos metaheurísticos, como são: o algoritmo genético tradicional, simulated annealing e busca tabu. Da mesma forma em (Prado e Garces 2013) utiliza-se o AGCB para solucionar o problema de alocação de geradores distribuídos, se realiza uma comparação entre o AGCB e um algoritmo de busca exaustiva.

Existe o algoritmo híbrido de alto rendimento para solucionar o problema PERT em (Gallego et al. 2017). As principais características para que o algoritmo torne-se de alto rendimento são: possui um algoritmo genético especial, emprega um algoritmo construtivo eficiente e um algoritmo de re-vinculação de caminho (path-relinking) para uma busca local intensiva no problema PERT.

Para os algoritmos de busca tabu existem os trabalhos (Zakariya et al. 2003) que resolvem o problema PERT considerando as perdas de potência causadas pelo efeito corona. Além disso, (Escobar, Gallego e Toro 2009) apresentam dois modelos matemáticos e uma metodologia para solucionar o problema PERT. O primeiro modelo é por meio de planejamento estático centralizado e o segundo modelo é o planejamento considerando reprogramação. O modelo matemático proposto nesse artigo é solucionado empregando o algoritmo de busca tabu. Em (Silva et al. 2008) apresenta uma nova metodologia para solucionar o problema PERT baseado no algoritmo de busca tabu considerando o custo de investimento nos circuitos, as perdas de potência e os custos de interrupção.

Para uma melhor coordenação entre as usinas de geração e as redes de transmissão, é apresentada uma metodologia por meio de teoria de jogos em (Xiaotong et al. 2012), na qual propõe um modelo determinístico de um estágio para estudar a interação das estratégias de expansão dos empreendimentos de geração e transmissão. Em (Hariyanto et al. 2009) apresenta um modelo matemático para solucionar o problema PERT na forma de teoria de jogos cooperativos. Ademais, nesse artigo, o problema PERT é trabalhado em cenários simultâneos e com múltiplos objetivos. Em (Lopez, Aguilera e Blanco 2013), as incertezas não aleatórias são analisadas por critérios baseados na teoria dos jogos, a fim de avaliar a robustez de uma alternativa de expansão em cenários imprevistos.

Em (Romero, Gallego e Monticelli 1996) é apresentado o algoritmo metaheurístico de recozimento simulado para solucionar o problema PERT. Nesse artigo, o algoritmo tem duas características fundamentais para ser implementado, tais como, o mecanismo de transição e um esquema de resfriamento. A referência de (Gallego et al. 1997) propõe um algoritmo recozimento simulado paralelo para solucionar o problema PERT.

Em (Rahmani, Carreno e Romero 2010) é apresentado um algoritmo metaheurístico baseado em re-vinculação de caminho evolucionário de múltiplos movimentos (evolutionary multi-Move path relinking) para solucionar o problema PERT. Nesse artigo é empregado um modelo de rede relaxado associado ao custo de investimento para gerar um conjunto de soluções de alta qualidade empregando o modelo de fluxo de potência DC. Em (Escobar, Gallego e Eliana 2010) utiliza um algoritmo que aplica o conceito de path relinking, e em (Junior 2005) é utilizado o algoritmo de GRASP e o algoritmo de path relinking para solucionar o problema PERT. Em (Binato e Oliveira 2002) é usado

o algoritmo de GRASP para solucionar o PERT que consiste em duas fases: a primeira fase é a construção de novos circuitos, e a segunda fase está constituída na busca local de melhor solução dentro de uma população determinada. Em (Rahmani et al. 2012) se apresenta uma nova estratégia por meio do algoritmo de GRASP para reduzir o domínio das variáveis inteiras e o espaço de busca combinatória.

Dentro dos algoritmos metaheurísticos que utilizam lógica difusa para solucionar o problema PERT, há o trabalho de (Chanda e Bhattacharjee 1998). Nesse artigo, o algoritmo está dividido em duas partes: a primeira parte é para calcular o corte de carga que possuem os circuitos elétricos na condição de falhas elétricas do sistema até a terceira ordem. A segunda parte é para determinar o corte de carga até a primeira ordem de acordo com os critérios de falha. Em (Sousa e Asada 2011) é apresentado um algoritmo baseado em lógica difusa para solucionar o problema PERT. Este algoritmo está baseado na estratégia de dividir para conquistar e é controlado por um sistema difuso.

Em (Rocha e Saraiva 2013) é apresentado uma metodologia para solucionar o problema PERT considerando as perdas de potência, valores diferentes de energia não fornecida, e contingências $N - 1$. A natureza discreta não convexa e não linear do problema, é tratado usando o algoritmo metaheurístico PSO. Em (Astuty e Haryono 2016) propõe-se uma metodologia usando o algoritmo PSO. Nesse artigo há dois cenários de simulação. O primeiro cenário leva em consideração as perdas de potência, e o segundo é um cenário sem perdas de potência. Em (Gomes e Saraiva 2016) é empregado um algoritmo híbrido, ou seja, são empregadas duas metaheurísticas para solucionar o problema PERT. o primeiro algoritmo é um heurístico construtivo para selecionar uma lista de candidatos de equipamentos, e o segundo é um algoritmo PSO para determinar a expansão de planejamento.

Em (Alvarez et al. 2018) é apresentado um novo modelo heurístico baseado em otimização de colônia de formigas para solucionar o problema PERT. Nesse artigo são consideradas as opções de expansão para diferentes sistemas elétricos no período de 25 anos. Em (Limsakul, Pothiya e Leeprechanon 2009) apresenta o mesmo algoritmo da referência anterior, mas nesse artigo é usado para solucionar o problema PERT estático baseado no modelo de fluxo de potência DC considerando restrições de segurança.

Na literatura é oferecida uma variedade de algoritmos metaheurísticos. Além dos

mencionados anteriormente, está um algoritmo adaptativo robusto para solucionar o problema PERT, considerando incertezas de demandas futuras e produção de energia eólica apresentado em (Dehghan, Amjady e Conejo 2017).

Em (Rahmani, Romero e Rider 2013) propõe-se estratégias para solucionar o problema PERT através de redução de variáveis e espaços de busca combinatória. Nesse artigo, é utilizado o modelo disjuntivo linear com variáveis binárias inteiras para reduzir o espaço de busca local. Ademais é empregado o algoritmo GRASP-CP para solucionar o modelo disjuntivo linear.

Em (Sum-Im et al. 2007), é utilizado o modelo matemático de fluxo de potência DC e um algoritmo de evolução diferencial AED. O AED é uma metodologia metaheurística evolucionária parecida ao algoritmo genético de Holland, e possui algumas características, tais como: o AED é executado com poucos parâmetros de controle, processos paralelos e convergência rápida. Em (Vinasco, Rider e Romero 2011) é apresentado uma metodologia através de uma heurística para reduzir o espaço de busca combinatória no PERT multiestágio. O modelo é formulado como um problema de programação linear binária mista (MBLP) e um solucionador comercial com pouco esforço computacional é usado para solucionar o problema PERT.

Por outro lado, para reduzir o custo de investimento na construção de novos circuitos, existem equipamentos que podem ser instalados nas redes elétricas (Phillipe e Saraiva 2018). Esses equipamentos são os dispositivos CCS. O interesse desses equipamentos nos últimos anos tem aumentado consideravelmente no planejamento. Os dispositivos CCS são constantemente empregados no planejamento, dado que eles possuem a capacidade de reduzir a reatância do circuito original, e conseqüentemente otimizar o desempenho dos circuitos e minimizar o custo de investimento (Rahmani et al. 2013). Em (Gallego, Garcés e Contreras 2020) é apresentado um modelo matemático adicionando linhas de transmissão, transformadores e dispositivos CCS. Os dispositivos CCS são instalados para reduzir a reatância do circuito original da rede elétrica, e obter um custo de investimento mais econômico quando comparado ao PERT sem dispositivos CCS.

2.1 Planejamento da expansão considerando perdas de potência ativa

As perdas de potência nas redes elétricas são inerentes. Elas existem devido à resistência do condutor à passagem da corrente (Bamigbola, Ali e Awodele 2014). Essas perdas de potência na modelagem matemática são cada vez mais usuais na solução de problemas de planejamento. Dessa forma, a modelagem fica mais próximo ao valor real formulado pelo modelo completo AC. Além disso, diversas técnicas foram propostas na literatura para solucionar e mitigar as perdas de potência (Dominguez, Zuluaga e Gallego 2016, Silva et al. 2008).

Em (Alguacil, Motto e Conejo 2003), as perdas de potência são apresentadas através de linearização por partes, e é empregado o modelo linear disjuntivo para solucionar o problema PERT. Nos trabalhos de (Zhang et al. 2012, Zhang et al. 2013), apresentam uma programação linear inteira mista considerando perdas de potência, custos de gerador e restrições de segurança N-1. Para a linearização das perdas de potência e outras variáveis quadráticas é utilizado o método de linearização por partes. Em (Fitiwi et al. 2016), apresentam três modelos matemáticos para modelar as perdas de potência, tais como: 1) restrição de igualdade linear única; 2) restrições tangentes ou transversais de desigualdade linear e 3) uma aproximação linear por partes. Em (Fitiwi et al. 2016) a ideia principal é encontrar um modelo matemático que considere as perdas de potência no problema de planejamento de médio e longo prazo. Esses modelos são comparados e testados por meio de estudos em redes de pequeno, médio e grande porte. Em (Silva et al. 2008), é empregado o algoritmo metaheurístico de busca tabu para solucionar o problema PERT considerando o período de investimento, perdas de potência e o valor de confiabilidade. Em (Araujo 2012), apresenta-se três modelos matemáticos com o objetivo de formular alternativas que possam solucionar o problema PERT. O primeiro é uma modelagem de reconfiguração dos circuitos, o segundo é uma modelagem que incorpora as perdas de potência ativa, e o terceiro é uma modelagem que considera incertezas N-1 à rede elétrica. Em (Torre, Conejo e Contreras 2008) é apresentado um modelo de programação linear inteira mista para solucionar o problema PERT de longo prazo em um mercado competitivo de eletricidade. Ademais, eles consideram o custo de investimento de operação e as perdas de potência. Em (Dominguez, Zuluaga e Gallego 2016) é apresentado um modelo

de PLIM considerando linhas HVDC e HVAC com restrições de segurança N-1 e custos de operação do sistema elétrico.

Em (Oliveira et al. 2018) um algoritmo híbrido é apresentado com uma mistura de um algoritmo heurístico construtivo eficiente e outro usando um algoritmo inspirado em morcego. O algoritmo construtivo serve para reduzir o espaço de busca e o algoritmo inspirado no morcego soluciona a expansão de planejamento. Além disso, nesse artigo são considerados as perdas de potência e as contingências N-1.

2.2 Comentários finais do capítulo

Nesse capítulo diferentes trabalhos de pesquisa realizados nos últimos anos foram apresentados, seja usando métodos clássicos de otimização, algoritmos heurísticos e algoritmos metaheurísticos, isto com o fim de abordar as características especiais do problema PERT. Por outro lado, também foi apresentado os trabalhos que consideram linhas HVDC/HVAC, sistemas FACTS, dispositivos CCS, incertezas N-1 e as perdas de potência.

3 Modelagem Matemática para Solucionar o PERT

Neste capítulo é apresentado o modelo matemático de fluxo de potência DC incluindo os dispositivos CCS e perdas de potência ativa. Além disso, são apresentados duas modelagens matemáticas para incluir as perdas de potência no problema PERT, um com a forma tradicional de fluxo de potência DC, e outro por meio de linearização por partes. Ademais, é apresentado o modelo matemático para o algoritmo heurístico construtivo de Villasana Garver.

Segundo a literatura especializada, o modelo DC é considerado como um modelo ideal para representar o problema PERT devido às seguintes características: 1) é um modelo relativamente fácil de ser implementado; 2) a solução obtida pelo modelo DC está perto da solução obtida pelo modelo AC completo (Sanchez et al. 2005, Silva et al. 2005); e 3) ele apresenta as duas leis fundamentais de Kirchhoff (Stott, Jardim e Alsac 2009).

3.1 Modelo matemático DC

O modelo de fluxo de potência DC é um modelo simplificado do modelo matemático AC, no qual devem-se satisfazer as duas leis de Kirchhoff em condições de operação. O modelo DC fornece um bom equilíbrio entre a operação do sistema elétrico e o esforço computacional, e tem sido amplamente empregado para solucionar o problema PERT. Além disso, os níveis de tensão, os taps dos transformadores e as potências reativas são desconsiderados. A maior desvantagem do modelo DC está em não possibilitar a modelagem da potência reativa. Por outro lado, o plano de expansão obtido pelo modelo DC pode ser não factível quando se considera a operação do modelo AC.

3.1.1 Modelo matemático para o PERT estático

A representação básica do modelo DC para o planejamento estático pode ser representado da seguinte forma (Ruben et al. 2002):

$$\text{minimizar } v = \sum_{\forall(i,j) \in \Omega_l} c_{ij} n_{ij} + \alpha \sum_{\forall i \in \Omega_b} r_i \quad (3.1)$$

Sujeito a:

$$Sf + g_i + r_i = d \quad (3.2)$$

$$f_{ij} - \gamma_{ij}(n_{ij}^o + n_{ij})(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (3.3)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij}^o + n_{ij})\bar{f}_{ij} \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (3.4)$$

$$0 \leq g_i \leq \bar{g}_i \quad \forall i \in \Omega_b \quad (3.5)$$

$$0 \leq r_i \leq d_i \quad \forall i \in \Omega_b \quad (3.6)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (3.7)$$

$$n_{ij} \text{ inteiro} \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (3.8)$$

$$\theta_i \text{ ilimitado} \quad \forall i \in \Omega_b \quad (3.9)$$

sendo, (3.1) representa o custo de investimento total em (US\$ $\times 10^6$), sendo c_{ij} o custo dos circuitos adicionados no corredor $i-j$, n_{ij} número de circuitos adicionados, α o parâmetro de penalidade associado ao corte de carga em (US\$/MW); r_i gerador artificial na barra i , g_i gerador na barra i (MW); (3.2) e (3.3) representam a primeira e segunda lei de Kirchhoff, sendo S , f_{ij} , n_{ij}^o , γ_{ij} , θ_i , θ_j , respectivamente, a matriz de incidência, fluxo de potência no caminho $i-j$, número de circuitos existentes no caminho $i-j$, susceptância do circuito $i-j$, e o ângulo da tensão na barra i ou na barra j . As restrições (3.4)-(3.7) representam o limite de fluxo de potência no caminho $i-j$, limite de geração na barra i , corte de carga na barra i , e o número máximo de circuitos candidatos que podem ser adicionados no caminho $i-j$ respectivamente. Ω_b é o conjunto de barras e Ω_l é o conjunto para linhas de transmissão. A restrição (3.8) representa o tipo de variável para o número de circuitos que podem ser adicionados no caminho $i-j$. Finalmente, a restrição (3.9) representa o limite máximo para o ângulo da tensão na barra i .

3.1.2 Modelo matemático para o PERT multiestágio

O modelo matemático DC apresentado na subseção 3.1.1 pode ser modificado para solucionar o problema de planejamento multiestágio. A modelagem do problema PERT

multiestágio consiste em otimizar os custos de investimento quando são considerados vários estágios, nos quais os novos equipamentos são instalados para atender continuamente o aumento da demanda e o surgimento de novos pontos de geração e/ou demanda.

Assumindo uma taxa de desconto anual I , o valor presente de custo de investimento em relação ao ano de referência t_0 , com um ano inicial t_1 , para um horizonte de planejamento $t_T - t_1$ anos, e com t estágios pode ser representado da seguinte forma (Silva et al. 2006, Escobar, Gallego e Romero 2004, Gallego et al. 2017, Gallego, Garcés e Contreras 2020):

$$c(x) = \delta_{inv}^1 c_1(x) + \delta_{inv}^2 c_2(x) + \dots + \delta_{inv}^T c_T(x) \quad (3.10)$$

$$\delta_{inv}^t = (1 - I)^{t_T - t_0} \quad (3.11)$$

sendo x é a variável de investimento, $c_t(x)$ é o custo de investimento (linhas ou transformadores) que podem ser construídos no estágio t , e δ_{inv}^t é o valor presente de custo de investimento de operação.

Com isto, o problema do PERT multiestágio, utilizando o modelo matemático na subseção 3.1.1, assume a seguinte forma (Rahmani, Romero e Rider 2013, Gallego et al. 2017, Silva et al. 2006):

$$\text{minimizar } v = \sum_{t \in \Omega_t} \left\{ \delta_{inv}^t \left[\sum_{\forall ij \in \Omega_{it}} c_{ij}^t n_{ij}^t + \alpha \sum_{\forall i \in \Omega_{bt}} r_i^t \right] \right\} \quad (3.12)$$

Sujeito a:

$$S^t f^t + g_i^t + r_i^t = d^t \quad (3.13)$$

$$f_{ij}^t - \gamma_{ij}^t (n_{ij}^o + \sum_{t \in \Omega_t} n_{ij}^t) (\theta_i^t - \theta_j^t) = 0 \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \quad (3.14)$$

$$|f_{ij}^t| \leq (n_{ij}^o + \sum_{t \in \Omega_t} n_{ij}^t) \bar{f}_{ij}; \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \quad (3.15)$$

$$0 \leq g_i^t \leq \bar{g}_i^t \quad \forall i \in \Omega_b \quad (3.16)$$

$$0 \leq r_i^t \leq d_i^t \quad \forall i \in \Omega_b \quad (3.17)$$

$$0 \leq n_{ij}^t \leq \bar{n}_{ij}^t \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \quad (3.18)$$

$$\sum_{t \in \Omega_t} n_{ij}^t \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \quad (3.19)$$

$$n_{ij}^t \text{ inteiro} \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \quad (3.20)$$

$$\theta_i^t \text{ ilimitado} \quad \forall i \in \Omega_b \quad (3.21)$$

As variáveis para o problema PERT multiestágio são semelhantes ao PERT estático, exceto que elas são indexadas por letra t , que representa os estágios do planejamento da expansão. O conjunto Ω_t em (3.12) representa o número de estágios considerados no planejamento (Gallego et al. 2017).

3.2 Modelo matemático considerando compensação capacitiva série

Nesta seção é apresentada a modelagem matemática para solucionar o problema PERT estático e multiestágio considerando os dispositivos CCS.

Os dispositivos CCS são instalados nos circuitos elétricos para compensar a reatância indutiva do circuito original. Ademais eles podem ser exigidos a fim de otimizar o problema PERT. Por outro lado, a instalação desses dispositivos no sistema elétrico tem várias vantagens, dos quais os mais importantes são os seguintes: 1) aumentam a capacidade de transmissão, 2) melhoram a estabilidade do sistema, 3) controlam a regulação de tensão, e 4) garantem a divisão de cargas entre linhas paralelas (Anderson e Farmer 1996).

Segundo a literatura especializada em (Gallego, Garcés e Contreras 2020) são empregados os dispositivos CCS no problema PERT. A compensação é realizada para reduzir a reatância indutiva do circuito original. E para adicionar o custo dos dispositivos CCS é realizado como uma porcentagem de custo de investimento dos novos circuitos que serão adicionados ao sistema elétrico. A ideia principal é, se um circuito de um corredor é compensado, então os demais circuitos do mesmo corredor também devem ser igualmente compensados. Uma vez os dispositivos CCS são instalados nos circuitos elétricos, a reatância total x_{ij}^{total} muda, em outras palavras, se a reatância indutiva do circuito original é x_{ij} e a reatância associada aos dispositivos CCS é x_{ij}^{ccs} ; então pode ser calculada como uma porcentagem de x_{ij} . Portanto, as equações (3.22), (3.23) e (3.23) representam respectivamente, a reatância total do circuito elétrico no caminho $i - j$, a susceptância total compensada e o custo dos dispositivos CCS no caminho $i - j$.

$$x_{ij}^{total} = x_{ij} - x_{ij}^{scc} = x_{ij} - \lambda_{ij}x_{ij} = x_{ij}(1 - \lambda_{ij}) \quad (3.22)$$

$$\gamma_{ij}^{total} = \frac{1}{x_{ij}(1 - \lambda_{ij})} = \gamma_{ij} \left(\frac{1}{1 - \lambda_{ij}} \right) \quad \forall \lambda_{ij} \in [0, 1[\quad \forall (i, j) \in \Omega_l \quad (3.23)$$

$$c_{ij}^{scc} = \beta_{ij} c_{ij} \quad (3.24)$$

sendo, λ_{ij} , γ_{ij}^{total} , x_{ij}^{scc} , x_{ij} e β_{ij} respectivamente, o valor de taxa de compensação em porcentagem, a susceptância do circuito compensado, a reatância com dispositivos CCS, a reatância do circuito sem compensação de carga, e o custo de investimento dos dispositivos CCS em porcentagem. Os níveis de compensação podem ser retirados da tabela 3.2.1, o qual serão adicionados nos circuitos da rede elétrica (Gallego, Garcés e Contreras 2020, Anderson e Farmer 1996).

Tabela 3.2.1 – Tipos de compensação capacitiva série CCS

Tipo	Taxa de compensação	Custo CCS
	% λ_{ij}	% β_{ij}
1	30	10
2	40	15
3	50	20

Fonte: (Gallego, Garcés e Contreras 2020)

Para incluir os dispositivos CCS na função objetivo do modelo DC tradicional é adicionado a equação (3.25), sendo β_{ij} pode assumir valores entre 0 e 1, ou pode tomar valores de acordo com a tabela 3.2.1.

$$c_{ij}^{ccs} = \sum_{\forall (i,j) \in \Omega_{scc}} \beta_{ij} c_{ij} (n_{ij}^o + n_{ij}) \quad (3.25)$$

Ademais, a restrição (3.3) do modelo DC tradicional é modificada uma vez instalado os dispositivos CCS, ou seja, assume a equação 3.26.

$$f_{ij} - (\theta_i - \theta_j)(\eta_{ij}^o + \eta_{ij})\gamma_{ij} \left(\frac{1}{1 - \lambda_{ij}} \right) = 0; \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \quad (3.26)$$

Pode-se observar que, se na equação (3.26) não é colocado os dispositivos CCS, ou seja $\lambda_{ij} = 0$, então a restrição (3.26) torna-se igual ao modelo DC tradicional.

Portanto, o modelo matemático DC considerando os dispositivos CCS para o problema PERT estático assume a seguinte forma (Gallego, Garcés e Contreras 2020):

$$\text{minimizar } v = \sum_{\forall (i,j) \in \Omega_l} c_{ij} \eta_{ij} + \sum_{\forall (i,j) \in \Omega_{l_{scc}}} \beta_{ij} c_{ij} (\eta_{ij}^o + \eta_{ij}) + \alpha \sum_{\forall i \in \Omega_r} r_i \quad (3.27)$$

Sujeito a:

$$Sf + g_i + r_i = d \tag{3.28}$$

$$f_{ij} - \gamma_{ij} \left(\frac{1}{1 - \lambda_{ij}} \right) (\eta_{ij}^o + \eta_{ij}) (\theta_i - \theta_j) = 0; \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \tag{3.29}$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij}^o + n_{ij}) \bar{f}_{ij}; \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \tag{3.30}$$

$$0 \leq g_i \leq \bar{g}_i \quad \forall i \in \Omega_b \tag{3.31}$$

$$0 \leq r_i \leq d_i \quad \forall i \in \Omega_b \tag{3.32}$$

$$0 \leq \eta_{ij} \leq \bar{\eta}_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \tag{3.33}$$

$$\eta_{ij} \text{ inteiro} \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \tag{3.34}$$

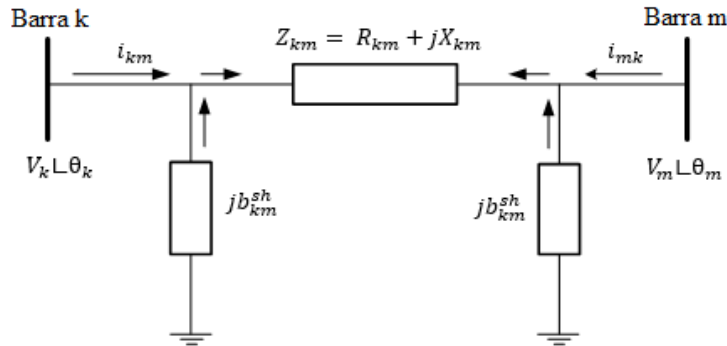
$$\theta_i \text{ ilimitado} \quad \forall i \in \Omega_b \tag{3.35}$$

As variáveis e restrições para o problema PERT multiestágio com CCS são semelhantes às variáveis e restrições do problema PERT estático tradicional, exceto que elas são indexadas pela letra t que representa o número de estágios (Gallego et al. 2017).

3.3 Modelo π equivalente de uma rede de transmissão

Na figura 3.1 é apresentado uma linha de transmissão por meio do modelo π equivalente, definida com os seguintes parâmetros: a resistência série r_{km} ; a reatância série x_{km} ; a susceptância *shunt* b_{km}^{sh} ; e a impedâncias série z_{km} (Elgerd 1982, Monticelli 1983).

Figura 3.1 – Modelo equivalente π de uma linha de transmissão.



Fonte: (Monticelli 1983).

A admitância série Y_{km} é inverso da impedância série Z_{km} , e pode ser calculada

usando a equação (3.36).

$$Y_{km} = \frac{1}{z_{km}} = g_{km} + jb_{km} = \frac{1}{r_{km} + jx_{km}} \times \frac{r_{km} - jx_{km}}{r_{km} - jx_{km}} \quad (3.36)$$

$$g_{km} + jb_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} - j \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (3.37)$$

A condutância e a susceptância do circuito elétrico $k - m$ pode ser calculada empregando a equação (3.37), onde r_k , x_k , g_{km} e b_{km} representam respectivamente, a resistência, reatância, condutância e susceptância do circuito no caminho $k - m$. Ademais, o fluxo de potência ativa P_{km} e P_{mk} para uma linha de transmissão é representado pelas equações (3.38) e (3.39):

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} - V_k V_m b_{km} \text{sen} \theta_{km} \quad (3.38)$$

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} \cos \theta_{km} + V_k V_m b_{km} \text{sen} \theta_{km} \quad (3.39)$$

A perda de potência ativa na linha $k - m$ pode ser representada pela seguinte expressão:

$$\varphi_{km} = P_{km} + P_{mk} = g_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km}) \quad (3.40)$$

Assumindo as seguintes aproximações:

$$V_k \approx V_m \approx 1 \text{ p.u.} \quad (3.41)$$

$$\cos \theta_{km} = 1 - \text{sen}^2 \frac{\theta_{km}}{2} \approx 1 - \frac{\theta_{km}^2}{2} \quad (3.42)$$

Substituindo (3.41) e (3.42) em (3.40), temos:

$$\varphi_{km} = g_{km} (2 - 2 \cos \theta_{km}) \quad (3.43)$$

$$\varphi_{km} = g_{km} \left(2 - 2 \left(1 - \frac{\theta_{km}^2}{2} \right) \right) \quad (3.44)$$

$$\varphi_{km} = g_{km} \theta_{km}^2 \rightarrow \varphi_{ij} = g_{ij} \theta_{ij}^2 \quad (3.45)$$

A equação (3.45) representa o cálculo das perdas de potência ativa nas linhas de transmissão, sendo g_{ij} a condutância do circuito no caminho $i - j$, e θ_{ij} é a diferença angular entre as barras i e j .

3.4 Metodologias para calcular as perdas de potência ativa

Nesta seção são apresentados as metodologias matemáticas para calcular as perdas de potência. Na literatura foram encontradas duas formas de calcular as perdas de

potência nos sistemas elétricos. A primeira forma é usando o modelo DC tradicional e o segundo é por meio de linearização por partes (Alguacil, Motto e Conejo 2003, Zhang et al. 2012).

Além disso, considerar as perdas de potência na solução do problema PERT é muito importante, ainda mais para linhas de transmissão longas. Se as perdas não fossem consideradas, então, poderia levar a um desequilíbrio econômico maior, e portanto poderia mudar consideravelmente a ordem de envio de energia dos geradores (Fitiwi et al. 2016). Porém, considerando as perdas de potência no problema PERT, a solução obtida está mais próxima do que acontece nos sistemas elétricos reais. No entanto, o custo de investimento dos circuitos é ligeiramente maior, mas também constitui uma representação mais precisa da rede elétrica (Alguacil, Motto e Conejo 2003).

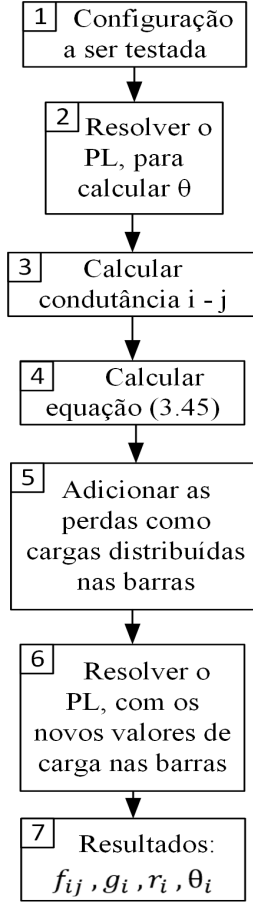
3.4.1 Perdas de potência usando o modelo tradicional

A primeira metodologia para considerar as perdas de potência ativa no problema PERT está dividida em 7 passos: no passo 1) é selecionada uma configuração da rede elétrica para ser testada, e essa configuração pode ser proposta por qualquer algoritmo de otimização heurística ou metaheurística, no passo 2) a configuração é utilizada para calcular os valores de ângulo de tensão nas barras resolvendo um problema de programação linear, no passo 3) é calculada a condutância do circuito $i - j$ usando a equação (3.37), no passo 4) são calculadas as perdas de potência utilizando a equação (3.45), no passo 5) são adicionadas as perdas de potência como cargas distribuídas nas barras do sistema elétrico, no passo 6) se resolve novamente um problema de programação linear com os novos valores de demanda em cada barra, e finalmente, no passo 7) são obtidos os valores das variáveis de fluxo de potência (f_{ij}), geração despachada (g_i), corte de carga (r_i) e ângulo de tensão (θ_i). Na figura 3.2 é ilustrado o fluxograma para incluir as perdas de potência da metodologia proposta neste trabalho.

Para calcular o custo das perdas de potência ativa na rede elétrica é empregada a equação (3.46):

$$CP_{ij} = K \cdot C_{kwh} \cdot F_p \sum_{\forall(i,j) \in \Omega_l} \varphi_{ij} \quad (3.46)$$

onde: K , C_{kwh} e F_p , representam a constante para transformar o custo incremental das perdas de potência em custos anuais, custo unitário das perdas de potência, e o fator de

Figura 3.2 – Fluxograma para incluir as perdas através do modelo tradicional.

Fonte: O próprio autor.

perdas de potência ativa (Silva et al. 2008, Astuty e Haryono 2016).

Portanto, o modelo matemático para o problema PERT estático considerando as perdas de potência por meio do modelo tradicional assume a seguinte forma (Silva et al. 2008, Kazemi et al. 2008):

$$\text{minimizar } v = \sum_{\forall(i,j) \in \Omega_l} c_{ij} n_{ij} + K \cdot C_{kwh} \cdot F_p \sum_{\forall(i,j) \in \Omega_l} \varphi_{ij} + \alpha \sum_{\forall i \in \Omega_b} r_i \quad (3.47)$$

Sujeito a:

$$Sf + g + r = d \quad (3.48)$$

$$f_{ij} - \gamma_{ij}(n_{ij}^o + n_{ij})(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (3.49)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij}^o + n_{ij}) \bar{f}_{ij} \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (3.50)$$

$$0 \leq g_i \leq \bar{g}_i \quad \forall i \in \Omega_b \quad (3.51)$$

$$0 \leq r_i \leq d_i \quad \forall i \in \Omega_b \tag{3.52}$$

$$0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \tag{3.53}$$

$$n_{ij} \text{ inteiro} \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \tag{3.54}$$

$$\theta_i \text{ ilimitado} \quad \forall i \in \Omega_b \tag{3.55}$$

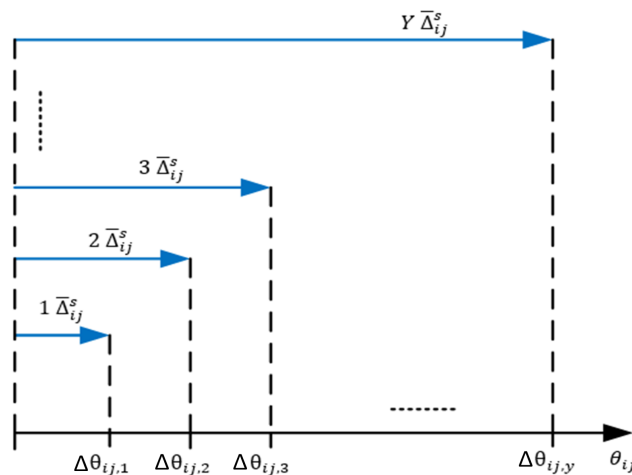
As restrições, parâmetros e variáveis são semelhantes ao modelo DC sem perdas, com a diferença que na função objetivo (3.47) é adicionada a equação (3.46) para determinar o custo das perdas de potência.

3.4.2 Perdas de potência usando o método de linearização por partes

A segunda metodologia apresentada neste trabalho é usando o método de linearização por partes.

Na figura 3.3 é ilustrada a discretização por partes dos ângulos de tensões. Ademais se define como uma variável não negativa por partes da variável contínua θ_{ij} . Observe-se, que a partir de Y elementos discretos se pode representar a variável não linear (variável quadrática). A partir da figura 3.3 e a equação (3.58) é possível dizer que $\bar{\Delta}_{ij}^s$ representa o valor máximo dos elementos discretos da variável $\Delta\theta_{ij,y}$.

Figura 3.3 – Discretização da variável quadrática contínua não negativa θ_{ij} por Y elementos discretos.



Fonte: O próprio autor.

Para a linearização da variável θ_{ij}^2 , é empregada a seguinte formulação (Alguacil,

Motto e Conejo 2003):

$$\theta_{ij}^+ - \theta_{ij}^- = \theta_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (3.56)$$

$$\theta_{ij}^+ + \theta_{ij}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta\theta_{ij,y} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad y = 1, \dots, Y \quad (3.57)$$

$$0 \leq \Delta\theta_{ij,y} \leq \frac{\bar{\theta}_{ij}^{max}}{Y} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad \forall y \in 1 \dots Y \quad (3.58)$$

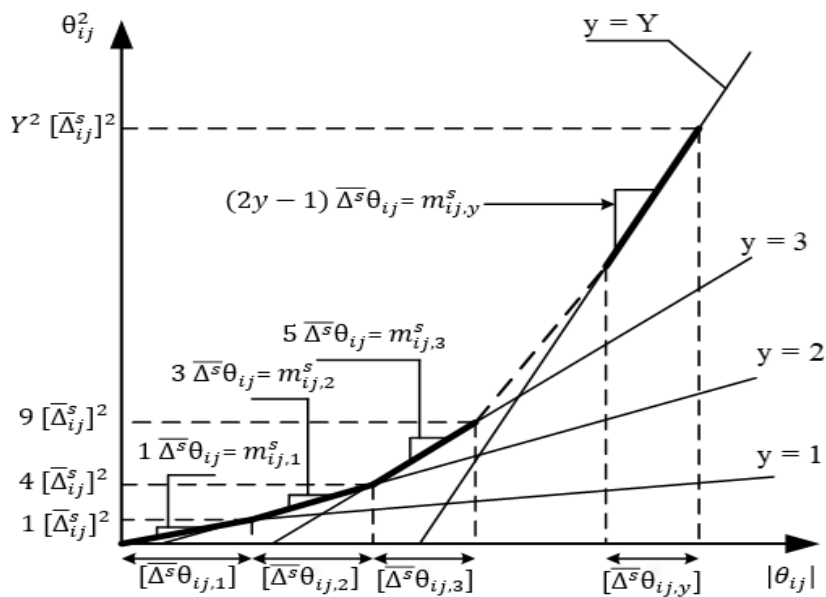
$$m_{ij,y} = (2y - 1) \frac{\bar{\theta}_{ij,y}^{max}}{Y} \quad (3.59)$$

$$0 \leq \theta_{ij}^+, \theta_{ij}^- \quad \forall ij \in \Omega_l$$

sendo as combinações lineares das duas variáveis não negativas θ_{ij}^+ e θ_{ij}^- são usados para representar o ângulo de tensão das barras, e o valor absoluto da figura 3.4 $|\theta_{ij}|$ é representado pelas equações (3.56) e (3.57). Os limites inferiores e superiores de cada intervalo $\Delta\theta_{ij}$ é representado pela equação (3.58). A restrição (3.59) representa a inclinação de cada bloco linearizado, um aumento da inclinação depende do crescimento de y . Observe que a partir da equação (3.56) até a equação (3.59), garantem a linearidade de θ_{ij} .

A figura 3.4, mostra a linearização por partes da variável θ_{ij} com Y funções lineares discretos. A inclinação $m_{ij,y}^s$ representa o quadrado do ângulo de tensão θ_{ij} , tal como indica a equação (3.60).

Figura 3.4 – Linearização por partes de θ_{ij}^2 .



Fonte: O próprio autor.

$$\theta_{ij}^2 \approx \sum_{y=1}^Y m_{ij,y} \cdot \Delta\theta_{ij,y} \quad \forall ij \in \Omega_l; \quad y = 1, 2, \dots, Y \quad (3.60)$$

onde a inclinação é calculada usando a equação (3.61).

$$m_{ij,y} = (2y - 1)\Delta\theta_{ij} \approx (2y - 1) \frac{\bar{\theta}_{ij}^{max}}{Y} \quad (3.61)$$

incluindo as equações (3.56) até (3.60) o problema PERT estático considerando perdas de potência assume a seguinte forma:

$$\text{minimizar } v = \sum_{\forall i,j \in \Omega_l} c_{ij} n_{ij} + K \cdot C_{kwh} \cdot F_p \sum_{\forall (i,j) \in \Omega_l} \varphi_{ij} + \alpha \sum_{i \in \Omega_r} r_i \quad (3.62)$$

Sujeito a:

$$Sf - \frac{1}{2} \sum_{i,j} g_{ij} \sum_{y=1}^Y m_{ij,y} \cdot \Delta\theta_{ij,y} + g + r = d; \quad y = 1, \dots, Y \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (3.63)$$

$$f_{ij} - \gamma_{ij}(n_{ij}^o + n_{ij})(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (3.64)$$

$$\theta_{ij}^+ - \theta_{ij}^- = \theta_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (3.65)$$

$$\theta_{ij}^+ + \theta_{ij}^- = \sum_{y=1}^Y \Delta\theta_{ij,y} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad y = 1, \dots, Y \quad (3.66)$$

$$0 \leq \Delta\theta_{ij,y} \leq \frac{\bar{\theta}_{ij}^{max}}{Y} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad \forall y \in 1 \dots Y \quad (3.67)$$

$$0 \leq \theta_{ij}^+, \theta_{ij}^- \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (3.68)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij}^o + n_{ij}) \bar{f}_{ij} \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (3.69)$$

$$0 \leq g_i \leq \bar{g}_i \quad \forall i \in \Omega_b \quad (3.70)$$

$$0 \leq r_i \leq d_i \quad \forall i \in \Omega_b \quad (3.71)$$

$$0 \leq \eta_{ij} \leq \bar{\eta}_{ij} \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (3.72)$$

$$\eta_{ij} \text{ inteiro} \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (3.73)$$

$$\theta_i \text{ ilimitado} \quad \forall i \in \Omega_b \quad (3.74)$$

$$m_{ij,y} = (2y - 1) \frac{\bar{\theta}_{ij}^{max}}{Y}; \quad \forall ij \in \Omega_l; \quad y = 1, \dots, Y \quad (3.75)$$

A descrição da função objetivo e todas as restrições foram apresentados na subseção (3.1.1).

3.5 Modelo matemático para o PERT considerando CCS e perdas de potência ativa

Nesta seção, é apresentado o modelo matemático para solucionar o problema PERT estático e multiestágio considerando os dispositivos CCS e as perdas de potência conjuntamente. O modelo assume a seguinte forma:

$$\begin{aligned} \text{minimizar } v = & \sum_{\forall(i,j) \in \Omega_l} c_{ij} n_{ij} + \sum_{\forall(i,j) \in \Omega_{l_{ccs}}} \beta_{ij} c_{ij} (n_{ij}^o + n_{ij}) + K \cdot C_{kwh} \cdot F_p \sum_{\forall(i,j) \in \Omega_l} \varphi_{ij} \\ & + \alpha \sum_{\forall i \in \Omega_b} r_i \end{aligned} \quad (3.76)$$

Sujeito a:

$$Sf - \frac{1}{2} \sum_{ij} g_{ij} \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^s \Delta \theta_{ij,y} + G_i + r_i = d_i \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad \forall y = 1, \dots, Y \quad (3.77)$$

$$f_{ij} - \gamma_{ij} \left(\frac{1}{1 - \lambda_{ij}} \right) (n_{ij}^o + n_{ij}) (\theta_i - \theta_j) = 0 \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (3.78)$$

$$\theta_{ij} = \theta_{ij}^+ - \theta_{ij}^- \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (3.79)$$

$$\sum_{y=1}^Y \Delta \theta_{ij,y} = \theta_{ij}^+ + \theta_{ij}^- \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad y = 1, \dots, Y \quad (3.80)$$

$$0 \leq \theta_{ij}^+ \quad \theta_{ij}^- \quad (3.81)$$

$$0 \leq \Delta \theta_{ij,y} \leq \frac{\Delta \theta_{ij}^{max}}{Y} \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad y = 1, \dots, Y \quad (3.82)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij}^o + n_{ij}) \bar{f}_{ij} \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (3.83)$$

$$0 \leq G_i \leq \bar{G}_i \quad \forall i \in \Omega_b \quad (3.84)$$

$$0 \leq r_i \leq d_i \quad \forall i \in \Omega_b \quad (3.85)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (3.86)$$

$$n_{ij} \text{ inteiro} \quad \forall(i,j) \in \Omega_l$$

$$\theta_i \text{ ilimitado} \quad \forall i \in \Omega_b$$

onde, c_{ij} , n_{ij} , β_{ij} , n_{ij}^o , α e r_i na equação (3.76) representam respectivamente o custo das linhas de transmissão, número de circuitos candidatos a ser adicionados, custo da instalação em porcentagem dos dispositivos CCS (entre 0 e 1), número de circuitos base, fator de penalidade e corte de carga. O corte de carga define a inafectibilidade das configurações propostas. Além disso, a equação (3.76) representa o custo total de investimento em US\$ $\times 10^6$. A equação (3.77) e (3.78) representam a primeira e segunda

lei de Kirchhoff com variáveis S matriz de incidência, f_{ij} vetor de fluxo de potência, g_{ij} condutância do circuito $i - j$, Y número de blocos lineares por partes usadas para aproximar as perdas de potência, G_i gerador na barra i , d demanda na barra i e $\Delta\theta_{i,j} = \theta_{i,y} - \theta_{j,y}$ é a diferença de ângulo de tensão do circuito $i - j$. As restrições (3.79)-(3.81) representam a formulação linear das perdas de potência, e finalmente as restrições (3.83)-(3.86) representam o limite de fluxo de carga por ramo, limites do gerador e demanda elétrica, e o número de linhas máximos candidatos.

Os conjuntos Ω_b , Ω_l , e $\Omega_{l_{ccs}}$, representam respectivamente o conjunto de barras base, conjunto de linhas base, e o conjunto de linhas com dispositivos de CCS.

3.6 Algoritmo para implementar a heurística construtiva de Villasana-Garver

O algoritmo heurístico construtivo de Villasana-Garver (HCVG) soluciona o problema PERT passo a passo, isto é, a partir da configuração base da rede, se adicionam circuitos até ter um sistema elétrico adequado de operação (todas as demandas atendidas). Portanto, o algoritmo HCVG empregado neste trabalho, consiste em solucionar o problema de operação, de duas formas, um considerando somente a configuração original, e outro usando circuitos artificiais, caso seja insuficiente os circuitos existentes para solucionar o problema de operação. Portanto, o modelo matemático para a implementação do algoritmo HCVG assume a seguinte forma (Villasana, Garver e Salon 1985):

$$\text{minimizar } v = \sum_{\forall ij \in \Omega_l} c_{ij} n_{ij} \quad (3.87)$$

Sujeito a:

$$Sf + B\theta + g = d \quad (3.88)$$

$$|\theta_i - \theta_j| \leq \bar{\phi}_{ij} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (3.89)$$

$$0 \leq g_i \leq \bar{g}_i \quad \forall i \in \Omega_b \quad (3.90)$$

$$n_{ij} \geq 0$$

$$n_{ij} \text{ inteiro } \quad \forall (i, j) \in \Omega_l$$

$$\theta_j \text{ ilimitado}$$

$$\text{onde: } \bar{\phi}_{ij} = \frac{\bar{f}_{ij}}{\gamma_{ij}} \quad (3.91)$$

Pode-se observar que no modelo apresentado acima, não é considerado o fator de penalidade. Além disso, a quantidade máxima de circuitos e os limites de fluxos de potência por corredor são desconsiderados. A equação (3.87) é a função de custo de investimento, a restrição (3.88) representa as duas leis de Kirchhoff de forma simplificada, a restrição (3.89) é o máximo fluxo de potência com respeito á susceptância de todos os caminhos em que existem circuitos na configuração corrente, e finalmente a restrição (3.90) é o limite do valor de gerador na barra i . A equação (3.91) é o fluxo máximo sobre a susceptância de um circuito $i - j$.

3.7 Comentários finais do capítulo

Neste capítulo foi apresentado os modelos matemáticos para solucionar o problema PERT estático e multiestágio considerando os dispositivos CCS e perdas de potência. Ademais, foram apresentadas as duas modelagens matemáticas para calcular as perdas de potência, um com a forma tradicional do modelo matemático DC, e outro por meio de linearização por partes.

4 Métodos de Otimização

Nesta seção são apresentados os métodos de otimização heurístico e metaheurístico para solucionar o problema PERT estático e multiestágio. Mais especificamente dentro dos métodos heurísticos está o algoritmo heurístico construtivo de Villasana-Garver (HCVG), e dentro dos métodos metaheurísticos estão: o algoritmo genético (AG) tradicional e o algoritmo genético de Chu-Beasley (AGCB).

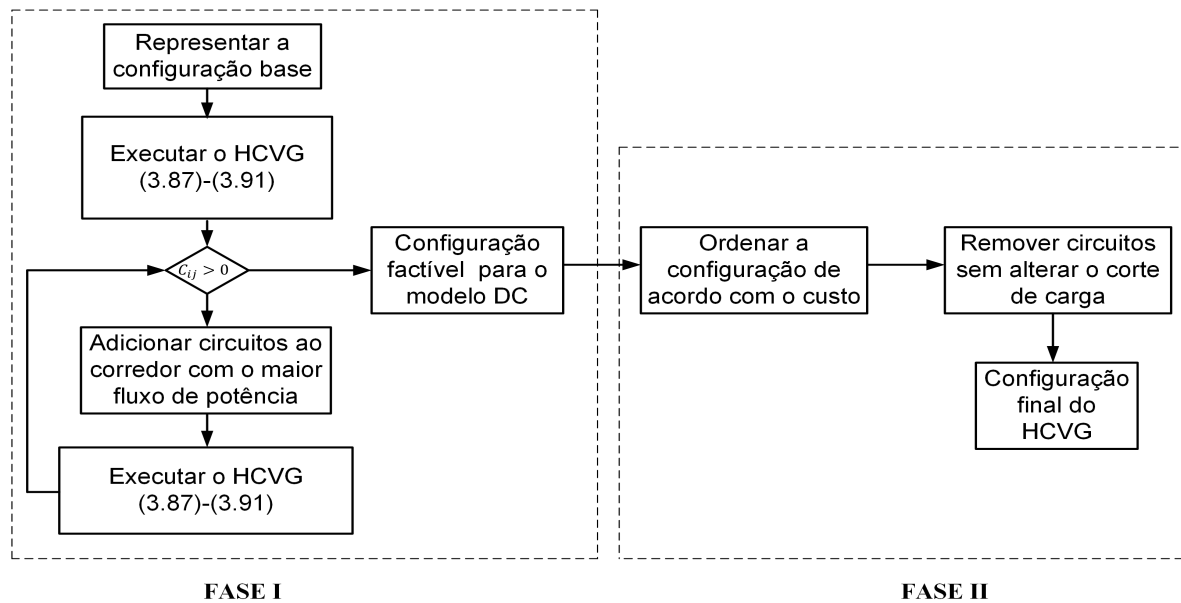
4.1 Algoritmo heurístico construtivo de Villasana-Garver

O algoritmo heurístico construtivo de Villasana-Garver está classificado em duas etapas: a primeira etapa é para gerar a população inicial do AGCB, e a segunda etapa é para tornar factível a configuração proposta pelo AGCB, caso a configuração seja infactível. Segundo a figura 4.1 e o pseudocódigo 1, o algoritmo HCVG está dividido em duas fases. Na Fase I, são desconsiderados os limites de fluxo de potência dos circuitos da rede e o número de circuitos que podem ser adicionados, ou seja, é permitido que existam circuitos sobrecarregados. A ideia fundamental dessa fase é adicionar circuitos ao corredor que apresenta a maior sobrecarga de fluxo de potência. O processo é repetido até que não existam corredores com sobrecargas. Ao terminar este passo, encontrou-se uma configuração sem sobrecargas, isto é, solução factível para o modelo DC do PERT. Na fase II, existe a possibilidade que se tenham circuitos desnecessários, portanto, nesta fase são eliminados os circuitos desnecessários de acordo com o custo de cada circuito sem alterar o corte de carga.

4.2 Métodos metaheurísticos

Os métodos metaheurísticos são métodos aproximados desenvolvidos na década do 1980. Uma parte desses métodos tenta solucionar o problema através dos comportamentos encontrados na natureza, procurando soluções ótimas para problemas muito complexos com técnicas combinatoriais. As metaheurísticas combinam os procedimentos dos modelos matemáticos e algoritmos heurísticos. Embora eles não possam garantir a solução

Figura 4.1 – Algoritmo heurístico construtivo Villasana-Garver.



Fonte: O próprio autor.

Algorithm 1: Pseudocódigo do HCVG

```

Representar a configuração base-original;
Fase I;
while  $Custo\ n_{ij} > 0$  do
  k = (find == fluxo max) ;
  configuração k = configuração(k) + 1 ;
  executar o modelo matemático (3.87)-(3.91);
  if  $Custo\ n_{ij} = 0$  then
    break;
  end
end
Fase II;
ordenar a configuração de acordo com o custo;
for i = 1:length(configuração) do
  configuração(i) = configuração(i) - 1;
  executar PL modelo DC;
  if  $r_i > 0$  then
    configuração(i) = configuração(i) + 1;
  end
end
end
  
```

ótimo global são reconhecidos pela capacidade de explorar todas as regiões factíveis e escapar das soluções ótimas locais. A maior diferença entre os algoritmos heurísticos e metaheurísticos é que os métodos heurísticos são técnicas de problemas dependentes, isto significa, que geralmente estão adaptados ao problema. Mas, os algoritmos metaheurísticos são técnicas independentes, em outras palavras, não é necessário o conhecimento específico do problema (Chu e Beasley 1997, Gallego et al. 2017).

4.2.1 Algoritmo genético tradicional

O algoritmo genético (AG) foi inicialmente desenvolvido no ano 1975 por (Holland 1975) baseado no principio da evolução das espécies, no qual os indivíduos que melhor se adaptam às mudanças tem maior possibilidade de sobreviver e transmitir seu código genético a seus descendentes (Gallego, Monticelli e Romero 1998).

A seguir são apresentadas as principais características do algoritmo genético tradicional para solucionar o problema PERT.

1. **Codificação:** A codificação é uma forma de representar uma configuração proposta de solução. Em geral é um aspecto muito importante do algoritmo genético e pode ser representada através de números binários ou números inteiros positivos. Para a implementação do AG deste trabalho é empregado a codificação inteira positiva, ou seja, o número de linhas a serem construídas.
2. **População inicial:** A população do AG pode ser inicializada usando um algoritmo heurístico constrictivo de Villasana-Garver ou gerar uma população aleatória com números inteiros positivos. A escolha de iniciar com ou sem algoritmo heurístico construtivo vai depender do tamanho de sistema, seja de médio ou grande porte.
3. **Avaliação da população:** Uma vez gerado a população inicial, começa a ser avaliado a função objetivo de cada indivíduo. A função objetivo está classificada em duas subfunções. Uma subfunção *fitness* que representa o custo de investimento das linhas de transmissão a serem adicionadas ao sistema elétrico, e outra uma subfunção *unfitness* que representa o corte de carga (infectibilidade) provocada pelo indivíduo.

4. **Seleção:** A seleção consiste em determinar melhores configurações (indivíduos) da população atual. Existem uma variedade de métodos de seleção, dos quais os mais importantes são os seguintes: método da roleta e o método por torneio. No método da roleta a cada configuração é designado uma parte da roleta que é proporcional ao número de descendentes.
5. **Recombinação:** A recombinação consiste em trocar o código genético para gerar novos descendentes na população atual. Há diferentes tipos de recombinação, dos quais os mais importantes são: a recombinação de um ponto, multipontos e uniformes. Portanto, nesse trabalho é usado o método de um ponto. Além disso, neste mecanismo se pode intercambiar informações de forma parcial e aleatória.
6. **Mutação:** Este é o último passo da modificação do novo indivíduo, que consiste em gerar ou destruir informações do indivíduo. Neste mecanismo também há uma necessidade de gerar números aleatórios segundo a uma taxa de mutação.

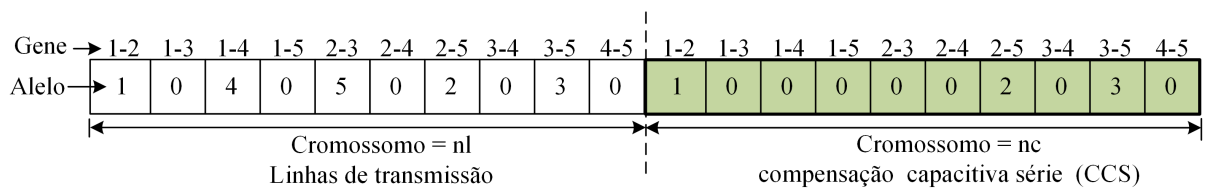
4.2.2 Algoritmo genético de Chu-Beasley

O algoritmo de otimização metaheurístico baseado na genética dos indivíduos foi proposto pelos autores P.C Chu e J. E. Beasley, no ano 1997, com o objetivo de solucionar problemas de designação generalizada. Nos últimos anos a aplicação do algoritmo genético através da metodologia de Chu-Beasley está sendo continuamente implementada para solucionar o problema PERT (Prado e Garces 2013, Silva et al. 2006, Gallego, Monticelli e Romero 1998). Os procedimentos do AGCB são semelhantes ao algoritmo genético de Holland, mas apresenta algumas diferenças que o tornam um algoritmo mais eficiente e competitivo, resolvendo problemas muito complexos com tempo computacional reduzido (Chu e Beasley 1997). As características mais importantes estão listadas abaixo:

1. **Codificação:** A codificação é a parte inicial do AGCB. Esta parte é muito importante para problemas de otimização matemática, já que uma codificação apropriada pode levar a obter bons resultados em um tempo computacional reduzido. Por outro lado, a codificação se pode representar por meio de uma codificação binária ou uma codificação decimal. Neste trabalho é empregado uma codificação decimal com vetores de tamanho n_l e n_c como é mostrado na figura 4.2. Ademais, observe-se que

o tamanho desses vetores são iguais. Na figura 4.2 se mostra a codificação proposta, em que o lado esquerdo das linhas tracejadas é a codificação para linhas de transmissão, e o lado direito é a codificação para os dispositivos CCS; onde o cromossomo do indivíduo representa o número de corredores, ramos ou caminhos; o gene é o caminho da barra i até a barra j , e o alelo representa o número de circuitos elétricos a serem construídas na codificação de linhas de transmissão, e na codificação dos dispositivos CCS representa o tipo de capacitor (1, 2 e 3) segundo a tabela 3.2.1.

Figura 4.2 – Proposta de codificação

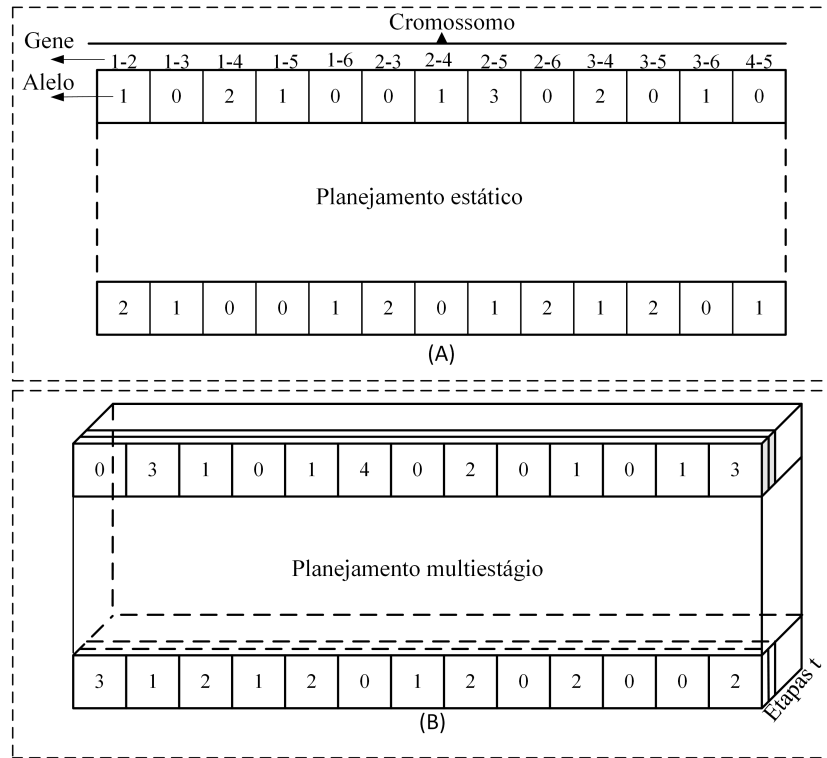


Fonte: O próprio autor.

2. **População Inicial:** A população inicial pode ser gerada aleatoriamente ou usando um algoritmo heurístico construtivo (AHC). Se for gerada aleatoriamente no sistema de médio ou grande porte, o algoritmo pode precisar um maior esforço computacional. Neste trabalho é empregado o algoritmo HCVG para gerar um indivíduo factível (corte de carga igual a zero) e os outros indivíduos são gerados a partir do indivíduo obtido no HCVG. A figura 4.3 parte (a) mostra a população gerada do problema PERT estático, e a parte (b) mostra a população gerada do problema PERT multiestágio. Ademais, utilizou-se um processo aleatório para a população inicial dos dispositivos CCS com números 1, 2 e 3 que indicam o tipo de capacitor.

3. **Seleção:** Este mecanismo genético permite selecionar indivíduos (configurações) da população atual com o fim de gerar configurações para uma nova população de acordo com sua função objetivo. Neste trabalho, o mecanismo de seleção foi escolhido por meio do torneio. A ideia fundamental do torneio é escolher de forma aleatória indivíduos da população atual para criar dois grupos, e em cada grupo é gerada uma competição entre os indivíduos. Isto se faz com o fim de selecionar os dois melhores indivíduos (aqueles com menor custo de investimento) de cada grupo. Observe-se que este mecanismo é feito de forma separada, ou seja, seleção

Figura 4.3 – População inicial do AGCB



Fonte: O próprio autor.

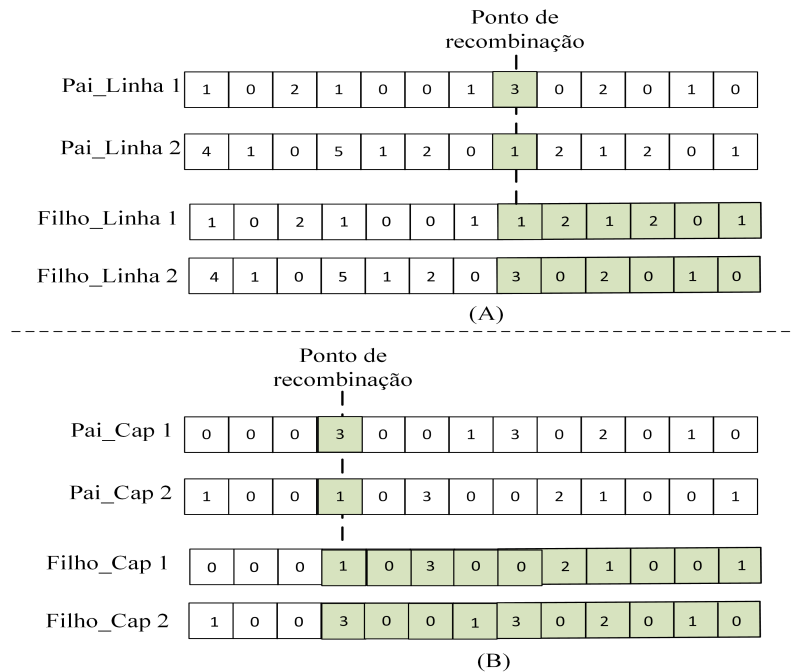
para linhas de transmissão e outro para dispositivos CCS. Portanto, esses novos indivíduos passam ser nomeados como pai_linha 1, pai_linha 2, pai_cap 1, pai_cap 2.

4. **Recombinação:** A recombinação (crossover) tem como objetivo eleger duas configurações selecionadas para trocar informações e formar duas novas configurações. Geralmente, as duas configurações selecionadas são nomeados como pais, e as duas novas configurações (descendentes) como filhos.

Uma vez que os melhores pais são obtidos no processo de seleção, o processo de recombinação é iniciado. Neste trabalho é usado o método de um ponto para fazer a recombinação. Na figura 4.4 parte (a) representa a recombinação para linhas de transmissão e parte (b) representa a recombinação para dispositivos CCS. Suponha que o ponto aleatório é representado pelas linhas tracejadas da figura 4.4, as informações trocadas serão a partir desse ponto para direita. Depois as novas configurações passam ser nomeados como filho_linha 1, filho_linha 2, filho_cap 1 e filho_cap 2. Em seguida, é calculada a função objetivo para avaliar a qualidade

de cada filho, aquele filho que apresenta a melhor função objetivo passa ao processo da mutação.

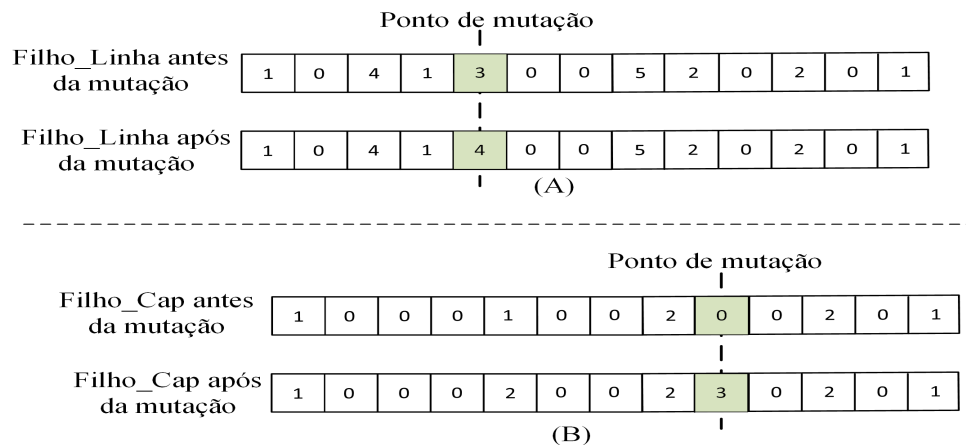
Figura 4.4 – Etapa de recombinação do AGCB.



Fonte: O próprio autor.

- 5. Mutação:** A mutação é um mecanismo que permite modificar características nos indivíduos da população. Esse processo é realizado adicionando, eliminando e/ou trocando elementos (linhas de transmissão e/ou dispositivos CCS) nos indivíduos. Na figura 4.5 parte (a) mostra o processo de mutação para linhas de transmissão. Suponha que o ponto aleatório caia nas linhas tracejadas, então, a mutação do indivíduo com 3 circuitos torna-se em um indivíduo com 4 circuitos, e parte (b) dessa figura mostra-se a mutação para dispositivos CCS acompanhando a mesma lógica das linhas de transmissão, mas nesse caso o indivíduo sem capacitor torna-se em um indivíduo com capacitor tipo 3. Observe-se que na mutação do dispositivo CCS, haverá apenas três opções (0, 1, 2 e 3). Este processo depende de uma taxa de mutação k_{tm} , que normalmente varia entre 5,0% a 10,0%. Essa taxa indica a probabilidade de que uma posição seja modificada.
- 6. Melhoramento local do indivíduo:** Após os processos de seleção, recombinação e mutação, um novo indivíduo está disponível. Esse indivíduo pode ser factível ou

Figura 4.5 – Etapa de mutação do AGCB.



Fonte: O próprio autor.

infectível (com ou sem corte de carga). A função objetivo do AGCB está dividida em duas subfunções, a primeira é a subfunção aptidão (fitness) que corresponde ao custo de investimento, e a segunda é a função inaptidão (unfitness), que representa a inactibilidade dos indivíduos (corte de carga diferente de zero). Se o indivíduo for infectível ele passa à etapa de melhoramento da função inaptidão, e se for factível, esse indivíduo passa à etapa de melhoramento da função aptidão.

- a) **Melhoramento da função inaptidão:** Neste passo é usado o algoritmo HCVG apresentado em (Villasana, Garver e Salon 1985), para eliminar a inactibilidade do indivíduo, isto é, que esse indivíduo tenha um corte de carga igual a zero. No algoritmo HCVG dois conceitos fundamentais são considerados: (1) quando são desconsiderados os limites de fluxo de potência dos circuitos da rede, ou seja, que se permite que existam circuitos sobrecarregados. A ideia fundamental é adicionar circuitos ao corredor que apresenta a maior sobrecarga de fluxo de potência, e esse processo é repetido até que não existam corredores com sobrecargas. Ao terminar esse passo, encontrou-se uma configuração sem sobrecargas, e (2) quando existe a possibilidade de ter circuitos desnecessários que poderiam ser eliminados de acordo com o custo de cada circuito e sem alterar o corte de carga.
- b) **Melhoramento da função aptidão:** Neste passo, há um indivíduo factível graças ao melhoramento da função inaptidão (corte de carga zero). Quando os passos de seleção, recombinação, mutação e melhoramento da função inaptidão

foram realizados, pode ser que o indivíduo tenha elementos (linhas de transmissão, transformadores e/ou dispositivos CCS) desnecessários, levando ter uma função objetivo com custo de investimento maior. Portanto, neste passo são removidos os elementos desnecessários de acordo com o custo de cada elemento e respeitando o corte de carga igual a zero.

7. **Substituição da População:** No AGCB é desconsiderada a substituição geracional da população como acontece no AG tradicional, já que em cada passo apenas um indivíduo da população é substituído. Além disso, o indivíduo candidato a substituir outro indivíduo da população deve seguir os critérios de aceitação tais como: (1) o indivíduo dever ser diferente em k_c características a cada indivíduo da população atual, sendo k_c o fator de diversidade. Esse valor é calculado empregando uma taxa de diversidade k_{td} , que normalmente varia de 2.0% a 5,0%. Se o indivíduo for diferente a todos os indivíduos da população, então, esse indivíduo é apto para ser parte da população atual, e (2) se a função aptidão do descendente é de melhor qualidade que a função aptidão do pior indivíduo da população atual, então, o descendente substitui esse indivíduo. O fator de diversidade pode ser calculado com a equação (4.1), sendo n_l o número total de circuitos na rede elétrica (Gallego et al. 2017).

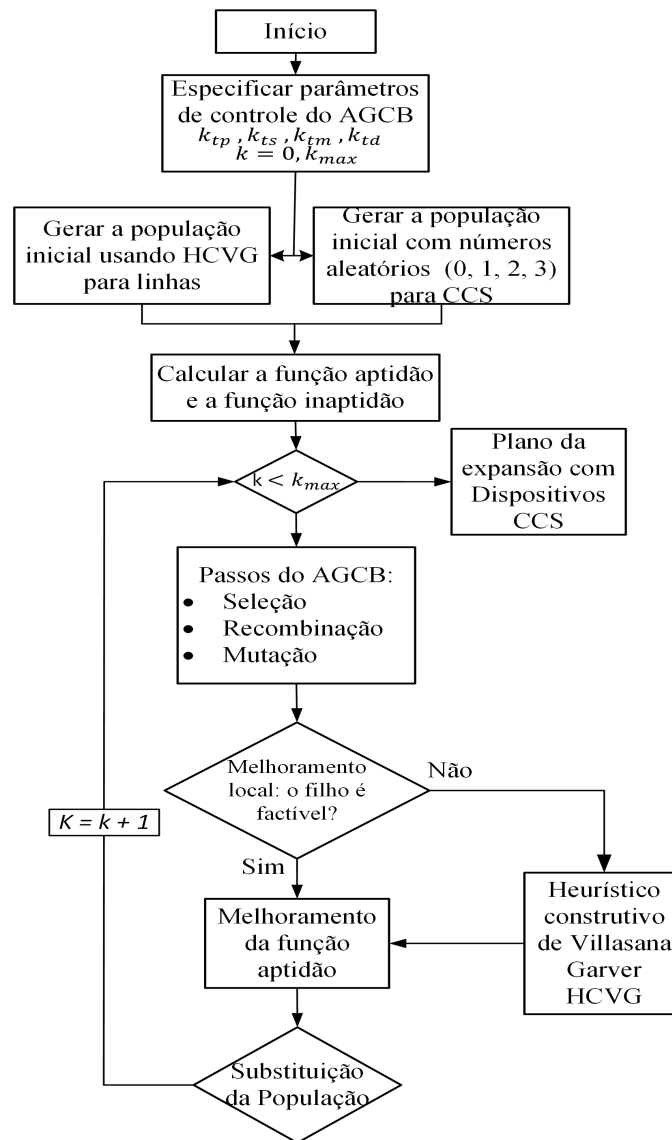
$$k_c = k_{td} \times n_l \quad (4.1)$$

8. **Crítérios de parada:** Existem uma variedade de critérios de paradas, por exemplo: pelo número de iterações (gerações), quando a incumbente não melhora durante um número de gerações e quando as configurações são muito parecidas e praticamente não existe diversidade de indivíduos na população. Portanto, este trabalho opta pelo critério de número de iterações. A figura 4.6 mostra de forma detalhada as principais características do AGCB, sendo k o contador de iterações e k_{max} o contador máximo de iterações.

4.3 Comentário finais do Capítulo

Neste capítulo, foi apresentada a técnica heurística do algoritmo HCVG para gerar a população inicial das técnicas metheurísticas, e foi apresentado também de forma expli-

Figura 4.6 – Fluxograma do AGCB.



Fonte: O próprio autor.

cita o AG tradicional e o AGCB para solucionar o problema PERT estático e multiestágio considerando dispositivos CCS.

5 Testes, Resultados e Discussões

Nesta seção são apresentadas as discussões, resultados e testes obtidos pelo AGCB para solucionar o problema PERT estático e multiestágio com alocação ótima dos dispositivos CCS considerando perdas de potência. Diferentes sistemas elétricos foram empregados neste trabalho e se podem verificar, no anexo, segundo cada sistema ou via autores (Haffner 2000). Ademais, todos os algoritmos foram implementados em um computador pessoal Intel(R) Core(TM) i5-3210M CPU @ 2.50GHz com 8GB de memória RAM na linguagem de programação MatLab.

5.1 Planejamento de Expansão Estática Convencional

Neste tipo de planejamento foram empregados os seguintes sistemas: sistema Garver, sistema IEEE-24, sistema sul brasileiro de 46 barras, sistema colombiano de 93 barras e o sistema brasileiro Norte-Nordeste de 87 barras. O fator de penalidade α para todos os sistemas é igual a 1. Os resultados são mostrados nas tabelas 5.1.1 e 5.1.2. Observe-se que os custos de investimento e planos da expansão para cada sistema são os mesmos reportados nos trabalhos reportados em (Sebastian et al. 2015, Gallego et al. 2017, Gallego et al. 1997, Rahmani et al. 2013, Sebastian et al. 2015, Rocha e Saraiva 2013).

A tabela 5.1.1 mostra os resultados do algoritmo genético tradicional com seus respectivos parâmetros de controle. E a tabela 5.1.2 mostra os resultados do algoritmo genético de Chu-Beasley. Pode-se observar que o número de Pls executados e o tempo computacional para o AG tradicional é mais elevado que o AGCB. Devido a que o AG tradicional leva mais iterações para encontrar a solução ótima do problema. Ademais o AG tradicional tem uma estratégia de substituição geracional da população, ou seja, toda ou quase toda a população é substituída por uma outra (Flores 2006, Gallego et al. 2017).

Na Fig. 5.1 é apresentado o processo de convergência para o AG tradicional e para o AGCB com e sem o algoritmo HCVG. O sistema colombiano de 93 barras é testado

Tabela 5.1.1 – Parâmetros do AG-Planejamento Estático

Sistema	Parâmetros do AG					Custo US\$ × 10 ⁶	PLs	Tempo min
	k_{tp}	k_{ts}	k_{tm} (%)	k_{td} (%)	k_{max}			
Garver I	20	4	10	2	60	200,0	12 670	2,038
Garver II	20	4	10	2	45	110,0	1 924	0,419
IEEE-24	20	4	10	2	5	152,0	632	0,152
Sul-Brasil 46 barras	20	4	10	2	5	72,87	1,682	0,384
Colombiano 93 barras	20	4	10	2	80	560,42	19,066	5,45
Norte-Brasil 87 barras	150	8	5	5	1x10 ¹⁰	1 550,13	30 352 740	180.40 hrs

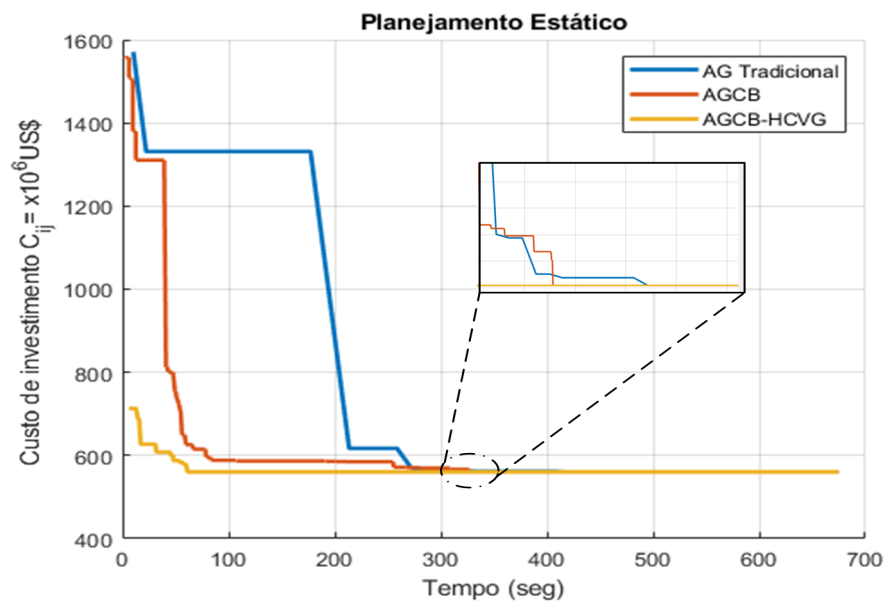
fonte: O próprio autor.

Tabela 5.1.2 – Parâmetros do AGCB-Planejamento Estático

Sistema	Parâmetros do AGCB					Custo US\$ × 10 ⁶	PLs	Tempo min
	k_{tp}	k_{ts}	k_{tm} (%)	k_{td} (%)	k_{max}			
Garver I	20	4	10	2	1	200,0	46	0,047
Garver II	20	4	10	2	1	110,0	40	0,045
IEEE-24	20	4	10	2	1	152,0	46	0,046
Sul-Brasil 46 barras	20	7	10	2	11	72,87	274	0,131
Colombiano 93 barras	20	7	10	2	54	560,42	2 513	0,945
Norte-Brasil 87 barras	100	5	5	5	1x10 ⁶	1350,13	10 302 574	90,40 hrs

fonte: O próprio autor.

Figura 5.1 – Convergência para diferentes estratégias de solução do sistema colombiano de 93 barras.



Fonte: O próprio autor.

para verificar o esforço computacional. Este sistema tem um custo de investimento igual a US\$ $560,00 \times 10^6$, valor reportado em (Gallego et al. 2017), e encontrado pelos algoritmos testados neste trabalho. O sistema de 93 barras é um sistema de grande porte que serve para testar a eficiência do AGCB proposto neste trabalho. Pode-se notar que o AG tradicional leva mais tempo computacional para encontrar a solução do problema. De outro lado, o AGCB com HCVG empregado neste trabalho mostrou ser um algoritmo mais eficiente, pois encontrou a solução do PERT em menos iterações e com um tempo computacional reduzido.

5.2 Planejamento de Expansão Multiestágio Convencional

Para este tipo de planejamento foram considerados os seguintes sistemas: sistema 6 barras, o sistema IEEE-24 barras, sistema sul brasileiro de 46 barras e o sistema colombiano. Foi assumida uma taxa de desconto anual $I = 10\%$ e são considerados três estágios nomeados como P1, P2 e P3. Neste tipo de planejamento os circuitos que são adicionados em P1 são apresentados na função objetivo com seus custos nominais, e os circuitos adicionados em P2, e P3 são multiplicados por 0,729 e 0,478 respectivamente (Escobar, Gallego e Romero 2004, Gallego et al. 2017, Gallego, Garcés e Contreras 2020).

- **Sistema Garver:** Este sistema está composto por 6 barras, 6 circuitos existentes na topologia base, três geradores de potência, 15 circuitos candidatos e 4 linhas máximas por corredor. Os dados podem ser verificados no anexo C.1.1. Cada estágio com seu próprio custo de investimento e com uma geração de 1,130 MW, e as demandas de $P1 = 456$ MW, $P2 = 608$ MW e $P3 = 760$ MW respectivamente.
- **Sistema IEEE-24:** Este sistema é considerado um sistema de médio porte, já que ele possui 24 barras, 41 corredores e 5 linhas máximos por corredor. Os dados das barras para o sistema IEEE-24 podem-se verificar no anexo C.1.2. Cada estágio com seu próprio custo de investimento e geração de $P1= 10\ 215$ MW, $P2=10\ 726$ MW e $P3=11\ 262$ MW e as demandas respectivamente de 8 560 MW, 8 988 MW e 9 437 MW para os estágios P1, P2 e P3.

- **Sistema sul brasileiro:** Este sistema é considerado um sistema de grande porte, já que ele possui 46 barras, 71 corredores e 10 linhas máximos por corredor. Os dados das barras para o sistema sul brasileiro podem-se verificar no anexo C.1.3. Cada estágio com seu próprio custo de investimento e geração de P1= 10 845MW, P2=10 895MW e P3=10 895MW e as demandas de 7 743,52MW, 8 976,83MW e 10 406,2MW para estágios P1, P2 e P3 respectivamente.
- **Sistema colombiano:** O sistema colombiano tem 93 barras e 155 circuitos com uma geração de 14 559 MW, 14 559 MW de demanda, e 5 linhas máximos por corredor. Os dados das barras para o sistema de Colômbia com 93 barras, podem-se verificar no anexo C.1.4. As gerações são: P1= 9 750,10MW, P2=12 162,10MW e P3=14 559,10MW, e as demandas respectivamente de 9 750,10MW, 12 162MW e 14 559MW para os estágios P1, P2 e P3.

Tabela 5.2.1 – PERT multiestágio convencional

Sistema	Plano de expansão	Custo cto. US\$ × 10 ⁶		Corte carga r_i
		× etapas	Total	
Garver	$n_{4-6}^1 = 1,$	30,00	80,79	0,0
	$n_{3-5}^2 = 1, n_{4-6}^2 = 2$	36,45		
	$n_{4-6}^3 = 1$	14,34		
IEEE-24	$n_{6-10}^1 = 1, n_{7-8}^1 = 2, n_{10-12}^1 = 1,$	164,00	220,286	0,0
	$n_{11-13}^1 = 1, n_{4-6}^1 = 1$	21,87		
	$n_{20-23}^2 = 1,$			
	$n_{1-5}^3 = 1, n_{3-24}^3 = 1$			
Sul brasileiro	$n_{12-14}^1 = 1, n_{20-21}^1 = 1, n_{42-43}^1 = 2,$	116,00	183,213	0,0
	$n_{46-6}^1 = 1, n_{19-25}^1 = 1, n_{24-25}^1 = 2$	40,015		
	$n_{5-6}^1 = 2$			
	$n_{2-5}^2 = 1, n_{32-43}^2 = 1, n_{20-21}^2 = 1$	27,198		
	$n_{5-6}^2 = 2$			
$n_{18-20}^3 = 2, n_{18-19}^3 = 2, n_{42-43}^3 = 1$	77,060			
$n_{31-32}^3 = 1 \text{ e } n_{28-31}^3 = 1$				
93 barras	$n_{57-81}^1 = 2, n_{55-57}^1 = 1, n_{55-62}^1 = 1$	338,744	492,167	0,0
	$n_{45-81}^1 = 1, n_{82-85}^1 = 1$	76,363		
	$n_{27-29}^2 = 1, n_{62-73}^2 = 1, n_{72-73}^2 = 1$			
	$n_{19-82}^2 = 1$			
	$n_{43-88}^3 = 2, n_{15-18}^3 = 1, n_{30-65}^3 = 1$			
$n_{30-72}^3 = 1, n_{55-84}^3 = 1, n_{27-64}^3 = 1,$	77,060			
$n_{19-82}^3 = 1, n_{68-86}^3 = 1$				

fonte: O próprio autor.

A tabela 5.2.1 mostra as resultados para cada sistemas do PERT multiestágio

com seus respectivos circuitos a serem construídas, custos de investimento em cada etapa e o corte de carga. Além disso, a tabela 5.2.2 mostra os parâmetros de controle do AGCB, número de PLs executados e o tempo computacional. Por outro lado os resultados coincidem com os trabalhos (Gallego et al. 2017, Silva et al. 2006, Dominguez et al. 2017, Rahmani, Romero e Rider 2013).

Tabela 5.2.2 – Parâmetro do AGCB-planejamento Multiestágio

Sistema	Parâmetros do AGCB					Custo US\$ $\times 10^6$	PLs	Tempo min
	k_{tp}	k_{ts}	k_{tm} (%)	k_{td} (%)	k_{max}			
Garver	20	2	5	1	23	80,79	924	0,277
IEEE-24	50	5	10	1	15	220,286	1 585	0,480
Sul-Brasil 46	50	5	10	2	51	183,22	8 988	2,68
Colombiano 93	100	7	10	2	1×10^6	492,16	195 703	55,68

fonte: O próprio autor.

5.3 Planejamento estático com dispositivos CCS

Para testar a metodologia proposta no PERT estático considerando dispositivos CCS foram empregados os seguintes sistemas: sistemas sul brasileiro de 46 barras, Norte-Nordeste de 87 barras e o sistema colombiano de 93 barras.

- **Sistema sul brasileiro 46 buses:** O sistema sul brasileiro tem 46 barras e 71 ramos com uma geração de 10 545 MW e 6 880 MW de demanda, ele possui $(10 + 1)^{71}$ possíveis soluções, com 10 circuitos máximo por corredor.
- **Sistema brasileiro Norte-Nordeste 87 barras:** Este sistema tem 87 barras e 183 ramos, com gerador e demanda igual a 20 316MW, e $(15 + 1)^{183}$ possíveis soluções, com 15 circuitos máximo por corredor.
- **Sistema colombiano 93 barras:** O sistema colombiano tem 93 barras e 155 ramos com uma geração de 14 559 MW e 14 559 MW de demanda, ele possui $(5 + 1)^{155}$ possíveis soluções. A melhor solução ótima para este sistema é como seguiu:

A tabela 5.3.1 mostra as configurações de cada sistema com seus respectivos dispositivos CCS e custos de investimento:

Tabela 5.3.1 – PERT estático com CCS

Sistema	Plano de expansão	Custo cto. US\$ $\times 10^6$			Corte carga r_i
		Linha	CCS	Total	
Sul brasileiro	$n_{20-23} = 1, n_{20-21} = 2, n_{42-43} = 1,$ $n_{46-06} = 1, n_{05-06} = 2, n_{5-8}^o = 1$ (tipo 1) $n_{13-20}^o = 1$ (tipo 2)	63,16	1,82	64,98	0,0
Norte Nordeste	$n_{2-60} = 2, n_{4-69} = 1, n_{5-58} = 2,$ $n_{5-60} = 2, n_{5-68} = 1, n_{8-17} = 3,$ $n_{8-62} = 2, n_{13-14} = 1, n_{13-15} = 3,$ $n_{15-16} = 2, n_{15-46} = 1, n_{16-44} = 4,$ $n_{17-18} = 3, n_{18-50} = 6, n_{20-21} = 1,$ $n_{20-38} = 2, n_{24-43} = 1, n_{25-55} = 3,$ $n_{26-29} = 2, n_{29-30} = 2, n_{30-31} = 1,$ $n_{34-41} = 2, n_{35-51} = 1, n_{36-39} = 2,$ $n_{36-46} = 3, n_{40-45} = 1, n_{42-85} = 1,$ $n_{43-55} = 2, n_{43-58} = 2, n_{48-49} = 2,$ $n_{49-50} = 1, n_{62-67} = 2, n_{67-69} = 1$ $n_{5-60} = 2$ (tipo 1), n_{12-13}^o (tipo 1), $n_{20-21}^o = 1$ (tipo 1), n_{52-59}^o (tipo 3)	1321,23	10,34	1331,57	0,0
Colômbia	$n_{43-88} = 2, n_{55-57} = 1, n_{55-84} = 1,$ $n_{56-57} = 1, n_{55-62} = 1, n_{27-29} = 1,$ $n_{62-73} = 1, n_{19-82} = 2, n_{82-85} = 1,$ $n_{68-86} = 1, n_{45-50}^o = 2$ (tipo 2), $n_{29-31}^o = 2$ (tipo 1), $n_{18-20}^o = 1$ (tipo 1), n_{52-59}^o (tipo 3)	489,11	17,34	506,45	0,0

fonte: O próprio autor.

5.4 Planejamento multiestágio com dispositivos CCS

Para o planejamento multiestágio considerando dispositivos CCS nas linhas de transmissão foram empregados os seguintes sistemas: sistema IEEE-24 barras e o sistema colombiano. Observe-se que as características de cada sistema já foram descritos anteriormente.

Na tabela 5.4.1 são ilustrados os resultados para o PERT multiestágio com seus planos de expansão de linhas de transmissão e dispositivos CCS respectivamente.

5.5 Análise do planejamento com dispositivos CCS

Nesta seção, se apresenta um análise crítica de cada sistema segundo o custo de investimento das tabelas 5.1.2, 5.2.2 e 5.5.1. Pode-se ver que o planejamento multiestágio

Tabela 5.4.1 – PERT multiestágio com CCS

Sistema	Plano de expansão	Custo cto. US\$ × 10 ⁶			Corte carga <i>r_i</i>
		Linha	CCS	Total	
IEEE-24	Etapa P1	$n_{06-10} = 1, n_{07-08} = 2,$ $n_{10-12} = 1, n_{14-16} = 1$ Sem CCS	152,00	-	
	Etapa P2	$n_{12-13} = 1,$ Sem CCS	48,114	-	209,243
	Etapa P3	Sem linhas $n_{1-3} = 1$ (tipo 3), $n_{14-16} = 1$ (tipo 2)	-	9,129	
93 barras	Etapa P1	$n_{57-81} = 1, n_{55-57} = 1, n_{55-62} = 1,$ $n_{45-85} = 1$ e $n_{82-85} = 1$ $n_{56-57} = 1$ tipo 2	279,85	12,52	
	Etapa P2	$n_{57-81} = 1, n_{27-29} = 1, n_{62-73} = 1$ $n_{19-82} = 1, n_{72-73} = 2$ tipo 1	109,61	1,93	469,090
	Etapa P3	$n_{43-88} = 2, n_{55-84} = 1, n_{19-82} = 1$ $n_{68-86} = 1, n_{13-23} = 1$ (tipo 1) $n_{29-31} = 1$ (tipo 2), $n_{16-18} = 1$ (tipo 1) $n_{27-64} = 1$ (tipo 1)	60,85	4,33	

fonte: O próprio autor.

com CCS do sistema IEEE-24 é US\$ $11,046 \times 10^6$, ou seja 5,014% mais econômico do que o planejamento sem CCS. No PERT estático com CCS do sistema de 46 barras é US\$ $7,89 \times 10^6$ ou seja, 10,828% mais econômico do que o PERT sem CCS. No PERT estático do sistema colombiano com CCS é US\$ $53,55 \times 10^6$ ou seja, 9,56% mais econômico do que o PERT estático sem CCS, e no PERT multiestágio do mesmo sistema com CCS é US\$ $23,04 \times 10^6$ ou seja, 4,68% mais econômico do que o PERT sem CCS, finalmente no sistema de 87 barras com CCS é US\$ $18,57 \times 10^6$ ou seja, 1,375% mais econômico do que o PERT sem CCS.

Tabela 5.5.1 – Parâmetros do AGCB com CCS

Sistema	Tipo de planejamento	Parâmetros do AGCB					Custo US\$ × 10 ⁶	PLs	Tempo min
		k_{tp}	k_{ts}	k_{tm} (%)	k_{td} (%)	k_{max}			
IEEE 24	Multiestágio	20	2	5	2	2 300	209,24	190 375	44,09
46 barras	Estático	20	2	5	2	180	64,98	3 154	2,28
Colômbia	Estático	20	2	5	2	1,350	506,45	53 608	5,46
93 barras	Multiestágio	100	5	5	10	3×10^5	469,12	16×10^6	6 871,20
87 barras	Estático	150	2	7	10	1×10^9	1331,56	21×10^6	7 512,00

fonte: O próprio autor.

Tabela 5.5.2 – Comparação com (Gallego, Garcés e Contreras 2020) [1] e (Gallego et al. 2017) [2]

Descrição	87 barras-PERT estático			IEEE-24 barras-PERT multiestágio		
	Próprio autor	[1] com CCS	[2] sem CCS	Próprio autor	[1] com CCS	[2] sem CCS
Custo US\$ $\times 10^6$	1 331,56	1 346,21	1 350,13	209,2438	218,75	220,28
Corte carga MW	0,00	0,00	0,38	0,00	0,00	0,38
PLs	21,155.574	83,179	20,316	190,375	2,525	1,360
Tempo	125 hrs	0,58 min	0,01 min	44,10 min	0,06 min	0,03 min
Software	MatLab	C++	C++	MatLab	C++	C++

fonte: O próprio autor.

A partir dos resultados obtidos na tabela 5.5.2, para o sistema Norte-Nordeste brasileiro de 87 barras, a solução encontrada com a metodologia proposta é US\$ $14,65 \times 10^6$, ou seja, 1,407% mais econômico do que reportado em (Gallego, Garcés e Contreras 2020). Analogamente, para o planejamento multiestágio IEEE-24 foi encontrado um custo de US\$ $9,506 \times 10^6$, ou seja, 4,35% mais econômico do que foi encontrado em (Gallego, Garcés e Contreras 2020). Observe-se que o algoritmo apresentado nesse trabalho não é empregado um algoritmo construtivo de path relinking como apresentado em (Gallego, Garcés e Contreras 2020). Além disso, os resultados obtidos nesse trabalho são melhores porque os parâmetros de controle do AGCB são manipulados e a semente é definida para números aleatórios no software.

5.6 Planejamento estático considerando perdas de potência ativa

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos do planejamento estático e multiestágio considerando as perdas de potência por meio das duas modelagens.

5.6.1 Perdas usando o modelo matemático tradicional

Para empregar esta modelagem matemática foram empregados os sistemas: Garver de 6 barras, IEEE-24 barras e o sistema sul brasileiro. Os parâmetros para calcular as perdas de potência estão definidas como: $\alpha = 1$, $F_p = 1$, $C_{kw-h} = 0,02$ e $K = 1$. As tabelas 5.6.1 e 5.6.2, apresentam: os tipos de sistemas, configurações para a construção de

novas linhas de transmissão, os parâmetros de controle do AGCB, o custo de investimento, perdas de potência ativa, o número de PLs executados e o tempo de execução do algoritmo.

Tabela 5.6.1 – Parâmetros do AGCB com perdas usando o modelo tradicional PERT estático

Sistema	Plano expansão	Parâmetros do AGCB				Custo US\$×10 ⁶	Perdas PLs MW	Tempo min		
		k_{tp}	k_{ts}	k_{tm} (%)	k_{td} (%)				k_{max}	
Garver	$n_{2-3} = 1, n_{2-6} = 1,$ $n_{3-5} = 1, n_{4-6} = 2$	20	2	5	2	15	130,00	29,512	129	0,120
IEEE-24	$n_{6-10} = 1, n_{7-8} = 2,$ $n_{10-12} = 1, n_{14-16} = 1$ $n_{20-23} = 1$	20	2	10	1	50	182,00	186,395	653	0,48
46 barras	$n_{18-20} = 1, n_{20-23} = 1,$ $n_{20-21} = 2, n_{42-43} = 1$ $n_{14-15} = 1, n_{46-6} = 1$ $n_{5-6} = 2$	100	7	5	2	994	78,780	712,66	6577	5,28

fonte: O próprio autor.

Tabela 5.6.2 – Parâmetros do AGCB com perdas usando o modelo tradicional no PERT multiestágio

Sistema	Plano expansão	Parâmetros do AGCB				Custo US\$×10 ⁶	Perdas PLs MW	Tempo min		
		k_{tp}	k_{ts}	k_{tm} (%)	k_{td} (%)				k_{max}	
Garver	$n_{4-6}^1 = 1,$ $n_{2-6}^2 = 1, n_{3-5}^2 = 2$ $n_{2-3}^3 = 1, n_{4-6}^3 = 2$	20	2	5	2	35	90,35	68,436	1358	0,540
IEEE-24	$n_{6-10}^1 = 1, n_{7-8}^1 = 2,$ $n_{10-12}^1 = 1, n_{14-16}^1 = 1$ $n_{20-23}^1 = 1$ $n_{12-13}^2 = 1$ $n_{9-12}^3 = 1$	100	5	10	5	567	254,01	623,44	43911	13,32

fonte: O próprio autor.

5.6.2 Perdas por meio de linearização por partes

Para empregar este tipo de modelagem matemática, foram usados os mesmos sistemas da subseção anterior, mas também foi adicionado o sistema multiestágio de 46 barras. O fator de penalidade é igual a 1 com Y blocos discretos.

As tabelas 5.6.3 e 5.6.4 mostram de forma detalhada todos os parâmetros do AGCB juntamente com as configurações correspondentes. Também é indicado o número de blocos discretos de cada sistema.

Tabela 5.6.3 – Parâmetros do AGCB com perdas usando o método de linearização por partes no PERT estático

Sistema	Plano expansão	Parâmetros do AGCB					Custo US\$×10 ⁶	Blocos Y	Perdas MW	PLs	Tempo min
		k_{tp}	k_{ts}	k_{tm}	(%)	k_{td}					
Garver	$n_{2-3} = 1, n_{3-5} = 1, n_{4-6} = 3$	20	2	10	2	5	130,00	5	42,164	33	0,120
	$n_{2-6} = 2, n_{3-5} = 1, n_{4-6} = 2$	20	2	5	2	5	140,00	6	31,434	55	0,120
	$n_{2-3} = 1, n_{2-6} = 1, n_{3-5} = 1, n_{4-6} = 2$	20	2	5	2	5	130,00	11	32,552	16	0,060
IEEE-24	$n_{6-10} = 1, n_{7-8} = 2, n_{10-12} = 1, n_{14-16} = 1, n_{20-23} = 1$	20	2	5	1	5	182,00	4	216,195	20	0,120
46 barras	$n_{18-20} = 1, n_{20-23} = 1, n_{20-21} = 2, n_{42-43} = 1, n_{46-6} = 1, n_{5-6} = 2$	20	2	5	2	32	75,90	4	603,18	608	0,480

fonte: O próprio autor.

Tabela 5.6.4 – Parâmetros do AGCB com perdas usando o método de linearização por partes no PERT Multiestágio

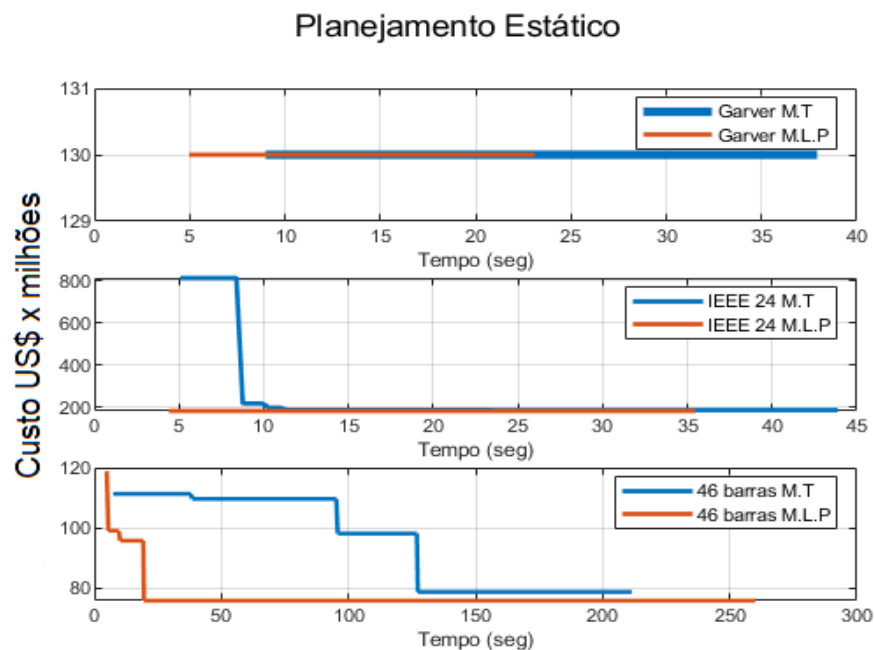
Sistema	Plano expansão	Parâmetros do AGCB					Custo US\$×10 ⁶	Blocos Y	Perdas MW	LPs	Tempo min
		k_{tp}	k_{ts}	k_{tm}	(%)	k_{td}					
Garver	$n_{4-6}^1 = 1,$	20	2	10	2	12	90,35	5	113,89	571	0,240
	$n_{2-6}^2 = 1, n_{3-5}^2 = 2$										
	$n_{2-3}^3 = 1, n_{4-6}^3 = 2$										
IEEE-24	$n_{6-10}^1 = 1, n_{7-8}^1 = 2, n_{10-12}^1 = 1, n_{14-16}^1 = 1, n_{12-13}^2 = 1$	100	7	10	5	172	238,35	8	693,994	15395	5,82
	$n_{9-12}^3 = 1, n_{20-23}^3 = 1$										
	$n_{12-14}^1 = 1, n_{20-21}^1 = 1, n_{42-43}^1 = 2, n_{46-6}^1 = 1, n_{19-25}^1 = 1, n_{24-25}^1 = 2, n_{5-6}^1 = 2$										
46 barras	$n_{2-5}^2 = 1, n_{20-21}^2 = 1, n_{31-41}^2 = 1, n_{40-41}^2 = 1, n_{5-6}^2 = 1$	100	7	10	5	216	195,08	5	2370,38	34326	13,74
	$n_{19-21}^3 = 1, n_{20-21}^3 = 1$										
	$n_{42-43}^3 = 1, n_{28-31}^3 = 1$										
	$n_{41-43}^3 = 1$										

fonte: O próprio autor.

5.6.3 Análises do planejamento com perdas de potência ativa

Fazendo uma análise comparativa entre as duas modelagens, o método tradicional e o método de linearização por partes, e as tabelas 5.6.1, 5.6.2, 5.6.3 e 5.6.4, e a figura 5.2 pode-se concluir, que o método de linearização por partes é mais eficiente e rápido. No entanto, para sistemas de pequeno porte, qualquer método pode ser usado. A partir da

Figura 5.2 – Solução ótima com perdas. Modelo tradicional (MT) - Método de linearização por partes (MLP).



Fonte: O próprio autor.

figura 5.2, se observa que o plano de expansão para o sistema de Garver e sistema IEEE-24, o método de linearização por partes resolve em menor tempo computacional. E na figura 5.2 pode-se observar que o custo de investimento por meio do método tradicional é mais caro quando comparado ao método de linearização por partes, ou seja, o método de linearização por partes encontrou uma solução de US\$ $2,88 \times 10^6$ mais econômico do que o método tradicional. Ademais o método de linearização por partes, em vez de encontrar um circuito no corredor n_{14-15} encontrou uma circuito no corredor n_{46-6} o qual tem um custo menor do que outro corredor.

Para uma análise comparativa dos custos de investimento, será considerado o sistema de 6 barras feito através das duas formulações e com outros trabalhos, tais como (Alguacil, Motto e Conejo 2003) e (Oliveira et al. 2005). Por exemplo, a configuração e o

custo de investimento para ambas formulações M.T e M.L.P coincidem conforme o relatado em (Oliveira et al. 2005), com custo de investimento igual a US\$ $130,00 \times 10^6$ e número de blocos $Y = 11$. Porém, há uma diferença com respeito a (Alguacil, Motto e Conejo 2003) que é US\$ $140,00 \times 10^6$, e se o número de blocos é 6 o resultado coincide, tal como é ilustrado na tabela 5.6.3.

5.7 Planejamento considerando CCS e perdas de potência ativa

Nesta seção são apresentados os resultados do planejamento considerando CCS e perdas de potência. Para calcular as perdas de potência será usado o método de linearização por partes. O fator de penalidade α é igual a 1.

5.7.1 Planejamento estático

Para solucionar o planejamento estático com CCS e perdas de potência conjuntamente, são usados os sistemas: Garver, IEEE-24 e o sistema sul brasileiro de 46 barras. Os dados podem ser verificados nos anexos B.1.1, C.1.1, C.1.2 e B.1.5. Aplicando a metodologia proposta foram encontradas as seguintes configurações:

- **Sistema Garver** custo de investimento total: $v = \text{US\$ } 116,00 \times 10^6$
 - **Linhas de transmissão:** $v = \text{US\$ } 110,00 \times 10^6$.
 $n_{2-6} = 1, n_{3-5} = 1, n_{4-6} = 2$
 - Perdas de potência $P1 = 36,625\text{MW}$
 - **Topologia de CCS:** $v = \text{US\$ } 6,00 \times 10^6$.
 $n_{4-6} = 2$ tipo 1.
- **Sistema IEEE-24** custo de investimento total: $v = \text{US\$ } 154,40 \times 10^6$
 - **Linhas de transmissão:** $v = \text{US\$ } 152,00 \times 10^6$.
 $n_{6-10} = 1, n_{7-8} = 2, n_{10-12} = 1$ e $n_{14-16} = 1$
 - Perdas de potência $P1 = 225,525\text{MW}$

– **Topologia de CCS:** $v = \text{US\$ } 2,40 \times 10^6$.

$$n_{15-16}^0 = 1 \text{ tipo 1.}$$

• **Sistema sul brasileiro** custo de investimento total: $v = \text{US\$ } 75,45 \times 10^6$

– **Linhas de transmissão:** $v = \text{US\$ } 74,73 \times 10^6$.

$$n_{13-18} = 1, n_{20-23} = 1, n_{20-21} = 2, n_{42-43} = 1, n_{46-6} = 1, \text{ e } n_{5-6} = 2$$

– Perdas de potência P3 = 642,664MW

– **Topologia de CCS:** $v = \text{US\$ } 0,713 \times 10^6$.

$$n_{13-20}^0 = 1 \text{ tipo 1.}$$

5.7.2 Planejamento Multiestágio

Para solucionar o planejamento multiestágio com CCS e perdas de potência são empregados os mesmos sistemas do planejamento de acima.

• **Sistema Garver** custo de investimento total: $v = \text{US\$ } 83,66 \times 10^6$

– **Estágio P1** ($\text{US\$ } 30,00 \times 10^6$)

* Topologia para o circuito ($\text{US\$ } 30,00 \times 10^6$): $n_{4-6} = 1$

* Perdas de potência P1 = 19,27MW

* Sem capacitor

– **Estágio P2** ($\text{US\$ } 36,45 \times 10^6$)

* Topologia para o circuito ($\text{US\$ } 36,45 \times 10^6$): $n_{3-6} = 1, n_{4-6} = 1$

* Perdas de potência P2 = 31,097MW

* Sem capacitor

– **Estágio P3** ($\text{US\$ } 17,208 \times 10^6$)

* Topologia para o circuito ($\text{US\$ } 14,34 \times 10^6$): $n_{4-6} = 1$

* Perdas de potência P3 = 49,247MW

* Topologia para o capacitor ($\text{US\$ } 2,868 \times 10^6$) $n_{1-2}^0 = 1$ tipo 1 e $n_{3-5}^0 = 1$ tipo 1

• **Sistema IEEE-24** custo de investimento total: $v = \text{US\$ } 227,264 \times 10^6$

- **Estágio P1** (US\$152,00 × 10⁶)
 - * Topologia para o circuito (US\$ 152.00 × 10⁶): $n_{6-10} = 1$, $n_{7-8} = 2$, $n_{10-12} = 1$ e $n_{14-16} = 1$
 - * Perdas de potência P1 = 220,47MW
 - * Sem capacitor

- **Estágio P2** (US\$ 48,114 × 10⁶)
 - * Topologia para o circuito (US\$ 66,00 × 10⁶): $n_{12-13} = 1$
 - * Perdas de potência P2 = 232,373MW
 - * Sem capacitor

- **Estágio P3** (US\$ 27,150 × 10⁶)
 - * Topologia para o circuito (US\$ 14,340 × 10⁶): $n_{20-23} = 1$
 - * Perdas de potência P3 = 263,243MW
 - * Topologia para o capacitor (US\$ 12,810 × 10⁶) $n_{1-3}^0 = 1$ tipo 3, $n_{2-6}^0 = 1$ tipo 1, $n_{14-16}^0 = 1$ tipo 3.

- **Sistema 46 barras** custo de investimento total: $v = \text{US\$}191,68 \times 10^6$
 - **Estágio P1** (US\$ 116,10 × 10⁶)
 - * Topologia para o circuito (US\$ 116,10 × 10⁶): $n_{12-14} = 1$, $n_{20-21} = 1$, $n_{42-43} = 2$, $n_{46-6} = 1$, $n_{19-25} = 1$, $n_{24-25} = 2$ e $n_{5-6} = 2$,
 - * Perdas de potência P1 = 406,39MW
 - * Sem capacitor

 - **Estágio P2** (US\$ 43,558 × 10⁶)
 - * Topologia para o circuito (US\$ 43,558 × 10⁶): $n_{2-5} = 1$, $n_{20-21} = 1$, $n_{31-41} = 1$, $n_{40-41} = 1$ e $n_{5-6} = 1$
 - * Perdas de potência P2 = 943,51MW
 - * Sem capacitor

 - **Estágio P3** (US\$ 32,021 × 10⁶)

- * Topologia para o circuito (US\$ $31,433 \times 10^6$): $n_{13-18} = 1$, $n_{18-20} = 1$, $n_{18-19} = 1$, $n_{42-43} = 1$, $n_{28-31} = 1$ e $n_{41-43} = 1$
- * Perdas de potência P3 = 1064,23MW
- * Topologia para o capacitor (US\$ $0,588 \times 10^6$) $n_{20-21}^0 = 1$ tipo 2.

Tabela 5.7.1 – Parâmetros e resultados do AGCB

Sistema	Tipo de planejamento	Parâmetros do AGCB					Custo US\$ $\times 10^6$	PLs	Blocos (Y)	Tempo min
		k_{tp}	k_{ts}	k_{tm} (%)	k_{td} (%)	k_{max}				
Garver 6 barras	Estático	20	4	10	2	1	110,00	40	-	0,045
	Estático perdas	20	2	5	2	5	130,00	53	3	0,120
	Estático perdas-CCS	20	5	5	2	230	116,00	139	5	0,180
	Multiestágio	20	2	10	1	23	80,79	924	-	0,277
	Multiestágio perdas	20	5	5	2	15	90,35	571	4	0,240
	Multiestágio perdas-CCS	20	2	5	2	1,300	83,66	57179	5	18,420
IEEE-24 barras	Estático	20	4	10	2	1	152,00	46	-	0,045
	Estático perdas	20	2	5	2	5	182,00	20	4	0,120
	Estático perdas-CCS	20	5	5	2	450	154,40	8170	5	3,30
	Multiestágio	50	5	10	1	15	220,28	1585	-	0,48
	Multiestágio perdas	100	7	10	2	172	238,35	15,395	8	5,820
	Multiestágio perdas-CCS	100	7	10	2	2,291	227,26	179863	8	60,48
46 barras	Estático sem perdas	20	7	10	2	11	72,87	274	-	0,131
	Estático perdas	20	2	5	2	50	75,90	608	4	0,480
	Estático perdas-CCS	20	2	10	2	850	75,45	16698	4	9,840
	multiestágio	50	5	10	2	51	183,22	8988	-	2,68
	Multiestágio Perdas	100	7	10	5	250	195,08	34326	5	13,74
	Multiestágio Perdas-CCS	150	7	5	2	7581	191,68	782938	5	287,88

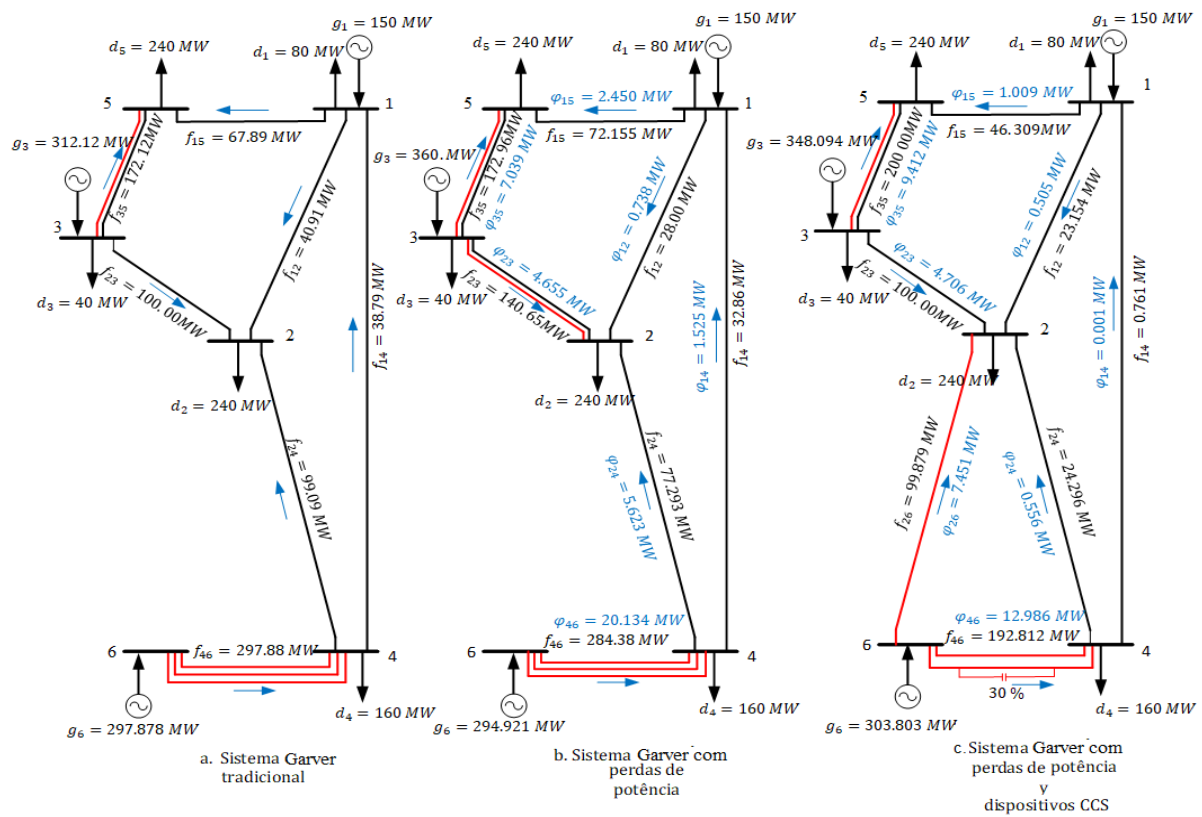
fonte: O próprio autor.

5.7.3 Análise do planejamento com CCS e perdas de potência ativa

Nesta seção são apresentadas as análises e algumas discussões sobre o planejamento estático e multiestágio. Dos resultados da tabela 5.7.1, no planejamento estático com perdas do sistema Garver empregando a segunda metodologia para calcular as perdas de potência, encontrou-se uma diferença de US\$ $14,00 \times 10^6$, ou seja, 10,78% mais econômico do que o planejamento com perdas mas sem dispositivos CCS. Para o planejamento multiestágio do mesmo sistema foi encontrado US\$ $6,690 \times 10^6$, ou seja, 7,405% mais econômico do que o planejamento com perdas e sem CCS. Para o PERT estático do sistema IEEE-24, se obteve US\$ $27,600 \times 10^6$, ou seja, 15,165% mais econômico do que o planejamento

com perdas e sem CCS, e para o planejamento multiestágio foi US\$ $11,090 \times 10^6$, ou seja, 4,653% mais econômico do que o planejamento com perdas e sem CCS. Analogamente, para o sistema sul brasileiro no planejamento estático foi US\$ $0,450 \times 10^6$, ou seja, 0,593% mais econômico do que o planejamento com perdas e sem CCS, e para o planejamento multiestágio foi US\$ $3,40 \times 10^6$, ou seja, 1,743% mais econômico do que o planejamento com perdas e sem CCS.

Figura 5.3 – Sistema Garver com CCS e perdas de potência usando o método de linearização por partes



Fonte: O próprio autor.

A figura 5.3 e segundo a tabela 5.7.1, o sistema Garver na topologia (a) apresenta um custo de investimento de US\$ $110,00 \times 10^6$ com 4 circuitos, sendo o valor ótimo do sistema Garver tradicional. Na topologia (b) mostra o sistema ótimo considerando somente perdas de potência com custo de investimento igual a US\$ $130,00 \times 10^6$, onde é adicionado 5 linhas de transmissão, nesta topologia o custo de investimento é mais caro que a topologia (a), porque como foi dito na introdução, a consideração de perdas de potência faz que o investimento seja mais preciso e confiável na operação do sistema. Na

topologia (c), mostra o sistema com 4 novos circuitos incluindo perdas de potência e os dispositivos CCS, e segundo a tabela 5.7.1 ele apresenta um custo de investimento igual a US\$ $116,00 \times 10^6$. Pode-se ver que esta configuração é mais econômico do que a topologia (b) devido à instalação dos dispositivos CCS e é removido uma linha de transmissão do corredor n_{2-3} . Os dispositivos CCS são instalados no corredor n_{4-6} .

A figura 5.3 mostra o sistema Garver com seus respectivos fluxos de potência. O valor das perdas de potência é de cor azul e o fluxo de potência é de cor preto. Observe-se que os fluxos de potência em alguns corredores aumentam quando se instalam os dispositivos CCS, e portanto, se assume que esses corredores foram compensados. Mas também, pode-se ver que as perdas de potência em alguns corredores aumentam quando é instalado os dispositivos CCS, devido à mudança do valor da reatância do circuito original (Gallego, Garcés e Contreras 2020).

6 Conclusão

O presente trabalho abordou o problema PERT considerando dispositivos CCS e perdas de potência. A revisão da literatura especializada apresentada no Capítulo 2 permitiu identificar alternativas de soluções, e como o problema PERT estático e multiestágio poderiam ser tratados. Tendo conhecimento prévio, chegaram-se às seguintes conclusões:

- Neste trabalho o problema PERT estático e multiestágio foi solucionado usando modelos matemáticos e considerando os dispositivos CCS e perdas de potência. Além disso, foi empregado o HCVG para reduzir o tempo computacional e tornar factível a configuração proposta pelo AGCB, caso a configuração seja infactível. Conclui-se também que o número de PLs executadas e o tempo computacional na busca de soluções ótimas obtidos pelo AGCB são menores em relação ao algoritmo genético tradicional. Ademais se fez múltiplas excussões para o AG e AGCB.
- O AGCB foi empregado para adicionar linhas de transmissão e dispositivos CCS nos modelos matemáticos. Além disso, o algoritmo também foi usado para tornar o problema de programação não linear inteiro misto em um problema de programação linear. Além disso, para solucionar o problema de programação linear foi usado o comando Linprog (MatLab).
- As perdas de potência foram calculadas por meio de duas metodologias. O primeiro através do método tradicional de fluxo de potência DC, e o segundo por meio de linearização por partes. Pode-se concluir que a metodologia com mínimo esforço computacional segundo os resultados obtidos foi o método de linearização por partes.
- Ademais, o custo de investimento é consideravelmente reduzido quando se consideram os dispositivos CCS, seja para o PERT estático ou multiestágio, com ou sem perdas de potência. Além disso, pode-se ver que a capacidade de transporte de energia em alguns corredores aumenta quando os dispositivos CCS são considerados

Além disso, o modelo matemático de fluxo de potência DC possibilitou encontrar soluções ótimas com valores de investimentos ainda mais reduzidos, tornando-se uma

alternativa útil nos trabalhos futuros para o PERT estático e multiestágio.

6.1 Trabalhos futuros

Nesta seção, se identifica os trabalhos futuros que poderiam ser abordados usando a metodologia proposta.

- solucionar o problema de planejamento considerando os dispositivos CCS e perdas de potência ativa utilizando o modelo matemático AC.
- Modificar os modelos matemáticos adicionando unidades de armazenamento de energia elétrica. Além disso, poderiam ser analisados os impactos dos dispositivos CCS e unidades de armazenamento empregando o modelo matemático AC.
- Adicionar linhas HVDC, contingências N-1, e demandas incertas considerando dispositivos CCS nos modelos matemáticos, podem também ser alternativa para trabalhos futuros por ser um assunto pouco explorado na literatura especializada.

Referências

- AL-HAMOUZ, Z. M.; AL-FARAJ, A. S. Transmission expansion planning using nonlinear programming. *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, v. 1, p. 50–55 vol.1, 2002. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1178259>>. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 28.
- ALGUACIL, N.; MOTTO, A. L.; CONEJO, A. J. Transmission expansion planning: a mixed-integer LP approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 3, p. 1070–1077, 2003. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/1216148>>. Citado 7 vezes nas páginas 22, 27, 34, 43, 45, 71 e 72.
- ALVAREZ, F. M. et al. Coronavirus optimization algorithm: A bioinspired metaheuristic based on the covid-19 propagation model. *University of Seville ES-41012, Seville Spain*, 03 2020. Disponível em: <<https://www.liebertpub.com/doi/10.1089/big.2020.0051>>. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 21.
- ALVAREZ, R. et al. Ant colony optimization algorithm for the multiyear transmission network expansion planning. *2018 IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC)*, p. 1–8, 2018. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8477760>>. Citado na página 32.
- ANDERSON, P. M.; FARMER, R. G. Series compensation of power systems. *CA: EUA: PBLSH, Inc.*, 1996. Disponível em: <<https://www.worldcat.org/title/series-compensation-of-power-systems/oclc/833001064>>. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 40.
- ARAUJO, P. F. de M. *Planejamento da Expansão da Transmissão Considerando Perdas, Reconfiguração e Confiabilidade*. Tese (mestrado) - Universidade Federal Rio de Janeiro, Faculdade de Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ, 2012. Disponível em: <<http://pee.ufrj.br/teses/textocompleto/2012032801.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 34.
- ASADA, E. N. et al. A branch-and-bound algorithm for the multi-stage transmission expansion planning. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, p. 171–176 Vol. 1, 2005. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/1489071>>. Citado na página 28.
- ASADAMONGKOL, S.; EUA-ARPORN, B. Transmission expansion planning with ac model based on generalized benders decomposition. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 47, p. 402 – 407, 2013. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061512006400>>. Citado na página 28.
- ASTUTY; HARYONO, T. Novel binary PSO algorithm based optimization of transmission expansion planning considering power losses. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, IOP Publishing, v. 128, p. 012023, apr 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1088/1757-899x/128/1/012023>>. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 44.

- BACCHINI, L. et al. A mixed integer disjunctive model for transmission network expansion. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 16, n. 3, p. 560–565, 2001. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/932295>>. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.
- BAMIGBOLA, O.; ALI, M.; AWODELE, K. Predictive models of current, voltage and power losses on electric transmission lines. *Journal of Applied Mathematics*, v. 2014, 03 2014. Disponível em: <<https://doi.org/10.1155/2014/146937>>. Citado na página 34.
- BINATO, S.; OLIVEIRA, G. C. A reactive GRASP for transmission network expansion planning. *Essays and surveys in metaheuristics*, Springer, p. 81–100, 2002. Disponível em: <https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-1-4615-1507-4_4>. Citado na página 31.
- CHANDA, R.; BHATTACHARJEE, P. A reliability approach to transmission expansion planning using fuzzy fault-tree model. *Electric Power Systems Research*, v. 45, n. 2, p. 101 – 108, 1998. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779697012261>>. Citado na página 32.
- CHOI, J.; EL-KEIB, A. A.; TRAN, T. A fuzzy branch and bound-based transmission system expansion planning for the highest satisfaction level of the decision maker. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 1, p. 476–484, 2005. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/1388542>>. Citado na página 29.
- CHU, P.; BEASLEY, J. E. A genetic algorithm for the generalised assignment problem. *Computers & Operations Research*, Elsevier, v. 24, n. 1, p. 17–23, 1997. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0305054896000329>>. Citado 3 vezes nas páginas 30, 53 e 54.
- CONTRERAS, S. T.; CASTRO, C.; RIDER, M. J. Transmission expansion planning by using DC and AC models and particle swarm optimization. *Swarm Intelligence for Electric and Electronic Engineering*, p. 260–284, 12 2012. Disponível em: <<https://www.igi-global.com/chapter/content/72832>>. Citado na página 22.
- DEHGHAN, S.; AMJADY, N.; CONEJO, A. J. Adaptive robust transmission expansion planning using linear decision rules. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 5, p. 4024–4034, 2017. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7819517>>. Citado na página 33.
- DOMINGUEZ, A.; ZULUAGA, A. E.; GALLEGOS, R. An MILP model for the static transmission expansion planning problem including HVAC/HVDC links, security constraints and power losses with a reduced search space. *Electric Power Systems Research*, v. 143, 11 2016. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S037877961630462X>>. Citado 3 vezes nas páginas 21, 23 e 34.
- DOMINGUEZ, A. H. et al. Multistage security-constrained HVAC/HVDC transmission expansion planning with a reduced search space. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 6, p. 4805–4817, 2017. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7855788>>. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 65.
- ELGERD, O. I. Electric energy systems theory: an introduction. 1 1982. Disponível em: <<https://www.osti.gov/biblio/5599996>>. Citado na página 41.

- ELMETWALLY, M.; AHMAD, H. Transmission planning using admittance approach and quadratic programming. *Electric Machines and Power Systems*, Taylor & Francis, v. 21, n. 1, p. 69–83, 1993. Disponível em: <<https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/07313569308909635>>. Citado na página 27.
- ESCOBAR, A.; GALLEGO, R.; ELIANA, E. T. Path-relinking algorithm applied to transmission system expansion planning problem. *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, p. 185–195, 06 2010. Disponível em: <http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_abstract&pid=S0120-62302010000300017>. Citado na página 31.
- ESCOBAR, A.; GALLEGO, R.; TORO, E. Tabu search applied to transmission system expansion planning considering deplanning. *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, p. 164–175, 03 2009. Disponível em: <http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0120-62302009000100015>. Citado na página 31.
- ESCOBAR, A. H.; GALLEGO, R. A.; ROMERO, R. Multistage and coordinated planning of the expansion of transmission systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 2, p. 735–744, 2004. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/1294976>>. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 63.
- FITIWI, D. Z. et al. Finding a representative network losses model for large-scale transmission expansion planning with renewable energy sources. *Energy*, v. 101, p. 343–358, 2016. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544216300573>>. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 43.
- FLORES, M. J. R. Planejamento da expansão de sistemas de transmissão usando os modelos CC – CA e técnicas de programação não – linear. *Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, SP*, 2006. Disponível em: <<http://www.repositorio.unicamp.br/handle/REPOSIP/260508>>. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 61.
- GALLEGO, L.; GARCÉS, L.; CONTRERAS, J. Optimal placement of series capacitive compensation in transmission network expansion planning. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, v. 31, p. 165–176, 02 2020. Disponível em: <<https://link.springer.com/article/10.1007/s40313-019-00534-2>>. Citado 9 vezes nas páginas 12, 21, 33, 38, 39, 40, 63, 68 e 77.
- GALLEGO, L. A. et al. High-performance hybrid genetic algorithm to solve transmission network expansion planning. *IET Generation, Transmission Distribution*, v. 11, n. 5, p. 1111–1118, 2017. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/iet-gtd.2016.0511>>. Citado 11 vezes nas páginas 12, 30, 38, 39, 41, 53, 59, 61, 63, 65 e 68.
- GALLEGO, R.; ESCOBAR, R., R. Optimización en sistemas eléctricos i: Programacion lineal. *Pereira (Colombia): Universidad Tecnológica de Pereira*, v. 100, p. 360, 2003. Disponível em: <<https://academia.utp.edu.co/planeamiento/produccion-bibliografica/libros-2/libros/>>. Citado na página 20.
- GALLEGO, R. A. et al. Parallel simulated annealing applied to long term transmission network expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 1, p.

181–188, 1997. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/574938>>. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 61.

GALLEGO, R. A.; MONTICELLI, A.; ROMERO, R. Transmission system expansion planning by an extended genetic algorithm. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, v. 145, n. 3, p. 329–335, 1998. Disponível em: <https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/ip-gtd_19981895>. Citado 4 vezes nas páginas 21, 30, 53 e 54.

GARVER, L. Transmission network estimation using linear programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), PAS-89, n. 7, p. 1688–1697, sep 1970. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/4074249>>. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 29.

GBADAMOSI, S. L.; NWULU, N. I.; DAMISA, U. Impact of power losses on optimal expansion planning using quadratic programming. *2019 IEEE 6th International Conference on Engineering Technologies and Applied Sciences (ICETAS)*, p. 1–4, 2019. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9117363>>. Citado na página 27.

GOMES et al. Impact of decision-making models in transmission expansion planning considering large shares of renewable energy sources. *Electric Power Systems Research*, v. 174, p. 105852, 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.04.030>>. Citado na página 20.

GOMES, O. F. da S. Dynamic and static transmission network expansion planning via harmony search and branch and bound on a hybrid algorithm. *In EPIA conference on artificial intelligence*, p. 271–282, 2017. Disponível em: <https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-65340-2_23>. Citado na página 28.

GOMES, P. V.; SARAIVA, J. T. Static transmission expansion planning using heuristic and metaheuristic techniques. *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, p. 1–6, 2015. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7232377>>. Citado na página 23.

GOMES, P. V.; SARAIVA, J. T. Hybrid discrete evolutionary PSO for AC dynamic transmission expansion planning. *2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, p. 1–6, 2016. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7514130>>. Citado na página 32.

HAFFNER, S. O planejamento da expansão dos sistemas elétricos no contexto de um ambiente competitivo. *Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, SP*, 2000. Disponível em: <<http://repositorio.unicamp.br/handle/REPOSIP/260331>>. Citado na página 61.

HAFFNER, S. et al. Branch and Bound algorithm for transmission system expansion planning using a transportation model. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, v. 147, n. 3, p. 149–156, 2000. Disponível em: <https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/ip-gtd_20000337>. Citado na página 29.

HARIYANTO, N. et al. Decentralized and simultaneous generation and transmission expansion planning through cooperative game theory. *Int. J. Electr. Eng. Inf*, v. 1, n. 2,

p. 149–164, 2009. Disponível em: <<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/summary?doi=10.1.1.619.7973>>. Citado na página 31.

HOLLAND, J. H. *Adaptation in Natural and Artificial Systems*. Ann Arbor, MI: University of Michigan Press, 1975. Second edition, 1992. Disponível em: <<https://www.bibsonomy.org/bibtex/2c29f3ed4d5bbe62a26e61a0e786e176a/butz>>. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 53.

JIRUTITIJAROEN, P.; SINGH, C. Reliability constrained multi-area adequacy planning using stochastic programming with sample-average approximations. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 2, p. 504–513, 2008. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/4494601>>. Citado na página 28.

JUNIOR, H. de F. Uma nova metaheurística para problemas combinatórios aplicada ao planejamento da expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica. *Tese (doutorado) - Universidade Federal de Rio de Janeiro- COPPE, Rio de Janeiro, RJ*, 2005. Disponível em: <<http://pee.ufrj.br/teses/?Resumo=2005090251>>. Citado na página 31.

KAZEMI, A. et al. Genetic algorithm-based investigation of load growth factor effect on the network loss in tneq. *2008 3rd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, p. 764–769, 2008. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/4582618>>. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 44.

LEVI, V. A.; CALOVIC, M. S. A new decomposition based method for optimal expansion planning of large transmission networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 6, n. 3, p. 937–943, 1991. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/119232>>. Citado na página 29.

LIMSAKUL, P.; POTHIIYA, S.; LEEPRECHANON, N. Application of ant colony optimization to transmission network expansion planning with security constraint. p. 1–6, 2009. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/5526690>>. Citado na página 32.

LOPEZ, J. A.; PONNAMBALAM, K.; QUINTANA, V. H. Generation and transmission expansion under risk using stochastic programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 3, p. 1369–1378, 2007. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/4282005>>. Citado na página 28.

LOPEZ, S.; AGUILERA, A.; BLANCO, G. Transmission expansion planning under uncertainty: An approach based on real option and game theory against nature. *IEEE Latin America Transactions*, v. 11, n. 1, p. 566–571, 2013. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6502862>>. Citado na página 31.

LUMBRERAS, S.; RAMOS, A. How to solve the transmission expansion planning problem faster: acceleration techniques applied to benders decomposition. *IET Gener. Transm. Distrib.*, n. 10, p. 2351–2359, 2016. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/iet-gtd.2015.1075>>. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 28.

LUMBRERAS, S.; RAMOS, A. The new challenges to transmission expansion planning. survey of recent practice and literature review. *Electric Power Systems Research*, v. 134,

p. 19–29, 2016. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.eprs.2015.10.013>>. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 26.

MONTICELLI, A. et al. Interactive transmission network planning using a least-effort criterion. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-101, n. 10, p. 3919–3925, 1982. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/4111207>>. Citado na página 29.

MONTICELLI, A. J. *Fluxo de carga em Redes de energia elétrica*. Editora Edgar Bucher Ltda., 1983. Disponível em: <<http://www.eletrica.ufpr.br/ufpr2/professor/8/Liv-Monticelli%20Fluxo%20De%20Carga-1983.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 41.

OLIVEIRA, E. D. et al. Efficient hybrid algorithm for transmission expansion planning. *Electrical Engineering*, Springer, v. 100, n. 4, p. 2765–2777, 2018. Disponível em: <<https://link.springer.com/article/10.1007/s00202-018-0744-2>>. Citado na página 35.

OLIVEIRA, E. J. de et al. Transmission system expansion planning using a sigmoid function to handle integer investment variables. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 3, p. 1616–1621, 2005. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/1490616>>. Citado 2 vezes nas páginas 71 e 72.

PEREIRA, M.; PINTO, G. Application of sensitivity analysis of load supplying capability to interactive transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-104, n. 2, p. 381–389, 1985. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/4113093>>. Citado na página 29.

PHILLIPE, V.; SARAIVA, J. A novel efficient method for multiyear multiobjective dynamic transmission system planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 100, p. 10–18, 09 2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.02.020>>. Citado na página 33.

PRADO, I. F.; GARCES, L. P. Chu-beasley genetic algorithm applied to the allocation of distributed generation. p. 1–7, 2013. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6554425>>. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 54.

QADIKOLAI, M.; BALDICK, R. Stochastic transmission capacity expansion planning with special scenario selection for integrating N-1 contingency analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 6, p. 4901–4912, 2016. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7406771>>. Citado na página 30.

RAHMANI, M.; CARRENO, E.; ROMERO, R. Evolutionary multi-move path-relinking for transmission network expansion planning. *IEEE PES General Meeting, PES 2010*, v. 1, p. 1–6, 07 2010. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/5590080>>. Citado na página 31.

RAHMANI, M.; ROMERO, R.; RIDER, M. J. Strategies to reduce the number of variables and the combinatorial search space of the multistage transmission expansion planning problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 3, p. 2164–2173, 2013. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6397576>>. Citado 3 vezes nas páginas 33, 38 e 65.

- RAHMANI, M. et al. Domain reduction using GRASP construction phase for transmission expansion planning problem. *Evolutionary Computation in Combinatorial Optimization*, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, p. 87–98, 2012. Disponível em: <https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-642-29124-1_8>. Citado na página 32.
- RAHMANI, M. et al. Multistage transmission expansion planning considering fixed series compensation allocation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 4, p. 3795–3805, 2013. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6547762>>. Citado 3 vezes nas páginas 21, 33 e 61.
- RIDER, M. J. et al. Heuristic algorithm to solve the short term transmission network expansion planning. *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, p. 1–7, 2007. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/4275323>>. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 26.
- ROCHA, M. C. da; SARAIVA, J. T. A discrete evolutionary PSO based approach to the multiyear transmission expansion planning problem considering demand uncertainties. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 45, n. 1, p. 427 – 442, 2013. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206151200539X>>. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 61.
- ROGERS, J.; ROLKO, M. A quadratic programming model for planning generation and inter-utility transmission. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 14, n. 1, p. 18 – 22, 1992. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/014206159290004S>>. Citado na página 27.
- ROMERO, R.; GALLEGO, R. A.; MONTICELLI, A. Transmission system expansion planning by simulated annealing. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 1, p. 364–369, 1996. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 31.
- ROMERO, R.; MONTICELLI, A. Um método de decomposição para planejamento a longo prazo de sistemas de transmissão. *Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, SP*, 1993. Disponível em: <<http://www.repositorio.unicamp.br/handle/REPOSIP/260359>>. Citado na página 20.
- ROMERO, R.; RIDER, M.; SILVA, I. A metaheuristic to solve the transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 4, p. 2289–2291, 2007. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/4349121>>. Citado na página 20.
- RUBEN, R. et al. Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, v. 149, p. 27 – 36, 02 2002. Disponível em: <https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/ip-gtd_20020026>. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 36.
- SAMARAKOON, H.; SHRESTHA, R.; FUJIWARA, O. A mixed integer linear programming model for transmission expansion planning with generation location selection. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 23, n. 4, p. 285 – 293, 2001. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061500000429>>. Citado na página 28.

- SANCHEZ, I. et al. Transmission-expansion planning using the DC model and nonlinear programming technique. *IEEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, n. 152, p. 763–769, 2005. Disponível em: <<https://repositorio.unesp.br/handle/11449/39654>>. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 36.
- SEBASTIAN, M. et al. Algoritmos heurísticos aplicados ao planejamento de redes de transmissão. *XLVII SBPO Simposio brasileiro de pesquisa de operacao*, 08 2015. Disponível em: <<http://din.uem.br/sbpo/sbpo2015/pdf/142826.pdf>>. Citado na página 61.
- SILVA, A. da et al. Tabu search applied to transmission expansion planning considering losses and interruption costs. *Proceedings of the 10th International Conference on Probablistic Methods Applied to Power Systems*, p. 1–7, 2008. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/4912634>>. Citado 3 vezes nas páginas 31, 34 e 44.
- SILVA, I. et al. Transmission network expansion planning with security constraints. *IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, v. 152, n. 6, p. 828–836, 2005. Disponível em: <<https://repositorio.unesp.br/handle/11449/32844>>. Citado 3 vezes nas páginas 22, 26 e 36.
- SILVA, I. et al. Genetic algorithm of Chu and Beasley for static and multistage transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2006. Disponível em: <<https://repositorio.unesp.br/handle/11449/69250>>. Citado 4 vezes nas páginas 30, 38, 54 e 65.
- SOUSA, A.; ASADA, N. Combined heuristic with fuzzy system to transmission system expansion planning. *Electric Power Systems Research*, v. 81, n. 1, p. 123 – 128, 2011. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779610001847>>. Citado na página 32.
- STOTT, B.; JARDIM, J.; ALSAC, O. DC power flow revisited. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 3, p. 1290–1300, 2009. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/4956966>>. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 36.
- SUM-IM, T. et al. A differential evolution algorithm for multistage transmission expansion planning. *2007 42nd International Universities Power Engineering Conference*, p. 357–364, 2007. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/4468974>>. Citado na página 33.
- TEJADA, D.; LEZAMA, J. L.; RIDER, M. Transmission network expansion planning considering repowering and reconfiguration. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, n. 69, p. 213–221, 2015. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.01.008>>. Citado na página 20.
- TORRE, S. de la; CONEJO, A. J.; CONTRERAS, J. Transmission expansion planning in electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 1, p. 238–248, 2008. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/4435945>>. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 34.
- VILLASANA, R.; GARVER, L. L.; SALON, S. J. Transmission network planning using linear programming. *IEEE Power Engineering Review*, PER-5, n. 2, p. 36–37, 1985.

Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/4113089>>. Citado 4 vezes nas páginas 27, 29, 49 e 58.

VINASCO, G.; RIDER, M. J.; ROMERO, R. A strategy to solve the multistage transmission expansion planning problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, n. 4, p. 2574–2576, 2011. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/5744145>>. Citado na página 33.

WONG, L. *A Review of Transmission Losses in Planning Studies*. [S.l.]: California Energy Commission, 2011. Citado na página 23.

WU, Z. et al. Automatic selection method for candidate lines in transmission expansion planning. *IEEE Access*, v. 6, p. 11605–11613, 2018. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8276586>>. Citado na página 20.

XIAOTONG, L. et al. Generation and transmission expansion planning based on game theory in power engineering. *Systems Engineering Procedia*, v. 4, p. 79 – 86, 2012. ISSN 2211-3819. Information Engineering and Complexity Science - Part II. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211381911002050>>. Citado na página 31.

YADAV, V.; SINGH, K.; GUPTA, S. Market-oriented transmission expansion planning using non-linear programming and multi-criteria data envelopment analysis. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, v. 19, p. 100234, 07 2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.segan.2019.100234>>. Citado na página 27.

ZAKARIYA, H. et al. Transmission expansion planning based on tabu search algorithm. *Electrical Engineering*, v. 100, p. 1, 2003. Disponível em: <<http://www.frontiersinai.com/ecai/ecai2004/ecai04/pdf/p0951.pdf>>. Citado na página 31.

ZHANG, H. et al. An improved network model for transmission expansion planning considering reactive power and network losses. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 3, p. 3471–3479, 2013. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6495738>>. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 34.

ZHANG, H. et al. A mixed-integer linear programming approach for multi-stage security-constrained transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 27, n. 2, p. 1125–1133, 2012. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6112698>>. Citado 3 vezes nas páginas 28, 34 e 43.

A Artigos submetidos e publicados em revista

A.1 Anexo I

Chu and Beasley Genetic Algorithm to Solve the Transmission Network Expansion Planning Problem Considering Active Power Losses

D. H. Huanca, Luis A. Gallego, *Member, IEEE*

Abstract—Due to the accelerated growth of electricity demand, the scarcity of primary resources to produce electricity, and technological advances in recent years, electricity companies must face and solve these challenges in the best possible way, and for that, the Transmission Network Expansion Planning (TNEP) plays a crucial role, since the decisions taken in long-term planning determine the optimal form of expansion of the networks. On the other hand, there is also the tendency to leave the TNEP problem solution more efficient, robust, and closer to what happens in real electrical networks. For these reasons, this article proposes a methodology to solve the TNEP problem considering active power losses. The problem is formulated as a mixed-integer nonlinear programming (MINLP) problem. The Chu-Beasley Genetic Algorithm (CBGA) is used to transform the MINLP problem into a linear programming (LP) problem. Furthermore, the Villasana Garver constructive heuristic (VGCH) algorithm is used to make the investment proposals made by the AGCB feasible. To measure the efficiency and effectiveness of the proposed methodology several tests are performed on the 6-bus Garver system, the IEEE 24-bus test system, and the South Brazilian 46-bus test system.

Index terms— Transmission network expansion planning, DC model, Chu and Beasley genetic algorithm, power losses.

NOMENCLATURA

Acrônimos

AG	Algoritmo genético
AGCB	Algoritmo genético de Chu-Beasley
HCVG	Heurístico construtivo de Villasana Garver
PERT	Planejamento da expansão de redes de transmissão
PL	Programação linear
PNLIM	Programação não linear inteiro misto

Conjuntos

Ω_b	Conjunto de todas as barras
Ω_l	Conjunto de todas as linhas de transmissão
Ω_t	Conjunto de estágios considerados no planejamento multiestágio

Parâmetros

α	Parâmetro de penalidade associado ao corte de carga (US\$/MW)
\bar{f}_{ij}	Máximo fluxo de potência por circuito no caminho $i - j$ (MW)
\bar{g}_i	Geração máxima na barra i (MW)
\bar{n}_{ij}	Máximo número de circuitos no caminho $i - j$
c_{ij}	Custo dos circuitos adicionados no caminho $i - j$

d	Vetor de demanda com d_i elementos correspondentes à demanda na barra i (MW)
d_i	Demanda máxima na barra i (MW)
I	Taxa de desconto anual
k	Contador de iteração
k_{max}	Número máximo de iterações
k_{td}	Taxa de diversidade (%)
k_{tm}	Taxa de mutação (%)
k_{tp}	Tamanho da população
k_{ts}	Taxa seleção
n_{ij}^o	Número de circuitos existentes no caminho $i - j$
V_i	Vetor de tensão na barra i
V_j	Vetor de tensão na barra j

Variáveis

γ_{ij}	Susceptância do circuito no caminho $i - j$ (p.u)
θ_{ij}	Diferença angular entre as barras i e j (radians)
θ_i	Ângulo de tensão na barra i (radians)
φ_{ij}	Perdas de potência do circuito no caminho $i - j$ (MW)
f_{ij}	Fluxo de potência do circuito no caminho $i - j$ (MW)
g	Vetor de geração de potência com g_i elementos correspondentes à geração na barra i (MW)
g_{ij}	Condutância do circuito no caminho $i - j$ (MW)
g_i	Geração despachada na barra i (MW)
n_{ij}	Número de circuitos adicionados no caminho $i - j$
P_{ij}	Fluxo de potência da barra i até a barra j (MW)
P_{ji}	Fluxo de potência da barra j até a barra i (MW)
r	Vetor de geradores artificiais com r_i elementos correspondentes à geração artificial na barra i (MW)
r_i	Geração artificial na barra i (MW)
S	Matriz de incidência da rede elétrica

I. INTRODUÇÃO

Dentro das análises de sistemas elétricos está o problema do planejamento da expansão das redes de transmissão (PERT), que tem como objetivo principal adicionar novos elementos (linhas ou transformadores) na rede de transmissão ao menor custo possível em um horizonte de longo prazo e respeitando uma série de restrições elétricas para garantir a projeção da demanda. O problema do PERT pode ser dividido em um planejamento estático e um planejamento multiestágio [1], [2]. No planejamento estático, é considerado só um horizonte de planejamento e se determina onde e quantos novos elementos devem ser adicionados à rede elétrica, e no planejamento multiestágio os investimentos à rede elétrica são realizados por estágios, neste caso, se determina onde, quantos e quando os novos elementos devem ser adicionados [3].

O problema do PERT é considerado como um problema de otimização de grande complexidade matemática devido a uma variedade de características, dentro das quais se destacam:

D. H. Huanca, é mestrando em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Londrina, UEL, PR-Brasil (dahuanca10@gmail.com)

L. A. Gallego P., Atualmente, trabalha como professor no Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Estadual de Londrina, UEL, PR-Brasil (gallegopareja@gmail.com)

Manuscript received July 29, 2020; revised August 29, 2020.

1) o problema é de programação não linear inteiro misto (PNLIM), 2) o espaço de busca é não convexo, de modo que vários algoritmos de solução podem convergir de forma prematura a ótimos locais, 3) apresenta o fenômeno da explosão combinatória, que significa que as soluções ótimas crescem exponencialmente de acordo com o tamanho do sistema, 4) elevado esforço computacional para encontrar a solução ótima global ou para encontrar uma solução de alta qualidade, 5) durante o processo de solução se pode ter sistemas isolados, e 6) incertezas associadas aos valores previstos das demandas futuras [4], [5].

Atualmente, existe uma variedade muito grande de técnicas de solução que podem fazer frente às características mencionadas acima, tais como: os algoritmos de otimização clássica, algoritmos heurísticos construtivos e algoritmos metaheurísticos [6], [7]. Dentro dos algoritmos de otimização clássica utilizados para solucionar o problema do PERT se encontram o método decomposição de Benders [8], [9], [10], o método Branch and Bound [11], [12], [13], os algoritmos de programação linear [14], [15], programação quadrática [16], programação linear inteira mista [17], e programação não linear inteira mista [18]. As técnicas clássicas em geral encontram a solução ótima global para sistemas elétricos de pequeno porte. No entanto, para sistemas elétricos de grande porte precisam de um esforço computacional muito elevado, e por isto muitas vezes essas técnicas tornam-se inadequadas para solucionar o problema do PERT [19].

Os algoritmos heurísticos construtivos se definem como procedimentos simplificados que possuem a capacidade de identificar soluções factíveis de boa qualidade para problemas com complexidade matemática mediana. Esses algoritmos raramente encontram a solução ótima global do problema, os mais conhecidos para resolver o problema do PERT são: algoritmos construtivos usando o modelo de transportes, modelo DC e o modelo misto [20], [21], [22]. Em [23] um algoritmo heurístico construtivo é proposto, baseado em índices de sensibilidade de uma função tangente hiperbólica, para iniciar um processo de otimização multimodal e resolver o problema do PERT.

Os algoritmos metaheurísticos são técnicas inspirados em processos naturais. O foco principal desses algoritmos é resolver problemas complexos e combinatórios, encontrando soluções ótimas de alta qualidade com esforço computacional aceitável. Na literatura especializada se encontram uma variedade grande de algoritmos metaheurísticos, tais como: algoritmos genéticos AG [3], [4], [24], [25], busca tabu [26], [27], Simulated Annealing [28], [29], colônia de formigas [30], algoritmo de otimização de coronavírus [31], algoritmo de Grasp [32], busca dispersa [33], path relinking [34], e busca de vizinhança variável [35]. De outro lado, na literatura existem metodologias que formulam o problema do PERT como um problema multiobjetivo. Em [36], a função objetivo está dividido em três partes: uma para o custo de investimento, a segunda para a confiabilidade do sistema e a terceira para o custo do congestionamento. Em [37] é apresentado um algoritmo multiobjetivo que considera dentro da função objetivo o custo de investimento de linhas e/ou transformadores, o custo da energia eólica inserida, e um custo pela energia não

subministrada. A natureza multiobjetivo dos métodos proposto em [36] e [37] são tratados usando o NSGA II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-II).

Algoritmos híbridos também estão disponíveis na literatura, nos quais são combinadas duas metaheurísticas para solucionar o problema do PERT de forma mais eficiente. Em [38] é usado um algoritmo de Busca Tabu e um algoritmo de otimização ordinal, em [39] é usado o algoritmo de Simulated Annealing juntamente com o algoritmo de busca local, e em [29] é empregado o algoritmo genético de Chu-Beasley, combinado com o algoritmo de Path-Relinking para solucionar o planejamento estático e multiestágio considerando compensação série.

No problema PERT, existe uma necessidade constante de melhorar a representação da modelagem matemática incluindo distintos parâmetros, variáveis e/ou restrições que tornem o problema ainda mais realista. Por exemplo, resolver o problema levando em consideração os efeitos naturais que acontecem no transporte da energia. Um dos efeitos mais importantes que pode ser considerado no planejamento da expansão são as perdas de potência. As perdas de potência representam uma pequena porcentagem da energia total da rede elétrica. Por outro lado, estimativas imprecisas de perdas de potência podem alterar o funcionamento da rede elétrica e levar a um desequilíbrio econômico maior, fazendo com que as concessionárias precisem comprar mais energia para satisfazer o balanço energético [40], [41]. Portanto, é importante considerar as perdas de potência no problema do planejamento da expansão.

Na literatura especializada se podem encontrar artigos que consideram as perdas de potência no planejamento da expansão. Por exemplo, em [42], é apresentada uma formulação de programação linear inteira mista para resolver o problema do PERT num mercado de eletricidade competitivo. Além disso, são definidos os números de cenários de demanda futura considerando as perdas de potência. Em [17], é apresentada uma abordagem de programação linear inteira mista para solucionar o problema do PERT considerando as perdas de potência. A linearização das perdas de potência é realizada por meio de funções lineais por partes. Da mesma forma em [43] são consideradas as perdas de potência por meio de funções lineares por partes, mas, neste artigo é usado o modelo matemático de fluxo de potência AC. Em [44] se apresenta uma nova modelagem matemática considerando as perdas de potência, neste artigo é usado uma função sigmóide (Sigmoid Function), e para modelar o fluxo de potência ótimo é usado a técnica de ponto interior primal-dual, e em [45] é apresentado um algoritmo híbrido eficiente para reduzir o espaço de busca, através de multiplicadores de Lagrange, também consideram o critério de contingência N-1, e vários cenários de carga e perdas de potência. Os autores em [46] apresentam três modelos matemáticos para modelar as perdas de potência no problema do PERT: 1) considerando uma restrição de igualdade linear única, 2) restrições tangentes ou transversais de desigualdade linear, e 3) uma aproximação linear por partes.

A principal contribuição deste artigo é apresentar uma modelagem matemática para resolver o problema do PERT estático e multiestágio considerando perdas de potência ativa. Para o cálculo das perdas é apresentada uma metodologia

que está dividida em duas fases: na primeira fase, se resolve um PL para calcular os ângulos das barras, e na segunda fase, são calculadas as perdas de potência nas linhas de transmissão, a partir dos resultados obtidos na primeira fase. Essas perdas são distribuídas como cargas nas barras da rede elétrica, uma vez adicionadas as perdas são executadas um novo PL para obter os resultados do fluxo de potência nas linhas, geração despachada, corte de carga e os novos ângulos de tensão. Para resolver o problema do PERT é empregado um algoritmo genético de Chu-Beasley (AGCB) [47]. Além disso, é implementado um algoritmo HCVG para tornar factível a configuração proposta pelo AGBC em cada ciclo geracional, caso essa configuração seja infactível.

Este artigo está organizado da seguinte forma: na seção II são apresentadas as equações matemáticas para calcular as perdas de potência ativa nas linhas de transmissão. Na seção III são apresentados os modelos matemáticos para o planejamento estático e multiestágio considerando as perdas de potência. Na seção IV é apresentado o algoritmo genético de Chu-Beasley para resolver o problema do PERT, assim como também, o algoritmo HCVG. Na seção V são apresentados os resultados obtidos pela metodologia proposta para diferentes sistemas elétricos, na seção VI é apresentada uma análise crítica dos resultados obtidos, e finalmente, na seção VII são apresentadas as conclusões deste trabalho.

II. METODOLOGIA PARA RESOLVER O PERT CONSIDERANDO AS PERDAS DE POTÊNCIA ATIVA

Para calcular as perdas de potência ativa na literatura especializada há duas modelagens matemáticas. A primeira é por meio do modelo do fluxo de potência DC [27], [48], [49], e a segunda, emprega um método de linearização por partes [17], [43], [46]. Neste artigo será empregada a primeira abordagem.

O fluxo de potência ativa P_{ij} e P_{ji} para uma linha de transmissão é representado por (1) e (2):

$$P_{ij} = V_i^2 g_{ij} - V_i V_j g_{ij} \cos \theta_{ij} - V_i V_j b_{ij} \sin \theta_{ij} \quad (1)$$

$$P_{ji} = V_j^2 g_{ij} - V_i V_j g_{ij} \cos \theta_{ij} + V_i V_j b_{ij} \sin \theta_{ij} \quad (2)$$

A perda de potência ativa na linha $i - j$ pode ser calculada como:

$$\varphi_{ij} = P_{ij} + P_{ji} = g_{ij}(V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}) \quad (3)$$

Assumindo as seguintes aproximações:

$$V_i \approx V_j \approx 1 \text{ p.u.} \quad (4)$$

$$\cos \theta_{ij} \approx 1 - \frac{\theta_{ij}^2}{2} \quad (5)$$

Substituindo (4) e (5) em (3), temos:

$$\varphi_{ij} = g_{ij}(2 - 2 \cos \theta_{ij}) \quad (6)$$

$$\varphi_{ij} = g_{ij} \left(2 - 2 \left(1 - \frac{\theta_{ij}^2}{2} \right) \right) \quad (7)$$

$$\varphi_{ij} = g_{ij} \theta_{ij}^2 \quad (8)$$

A equação (8) representa o cálculo das perdas de potência ativa nas linhas de transmissão. A metodologia proposta neste

artigo para considerar as perdas dentro do planejamento estático dividida em duas fases: na primeira fase, se resolve um PL para calcular os ângulos das barras, e na segunda fase, são calculadas as perdas de potência nas linhas de transmissão (Eq. (8)) a partir dos resultados obtidos na primeira fase. Essas perdas são distribuídas como cargas virtuais nas barras i e j da rede elétrica, uma vez adicionadas as perdas é executado um novo PL para obter os resultados do fluxo de potência nas linhas, geração despachada, corte de carga e os novos ângulos de tensão. Na Fig. 1 é ilustrado o fluxograma para incluir as perdas de potência no modelo do planejamento proposto.

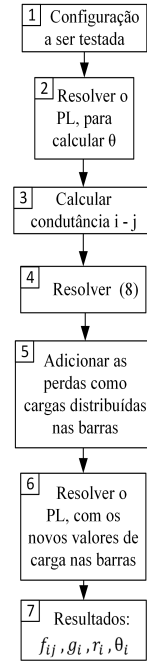


Fig. 1. Fluxograma para incluir as perdas no problema PERT.

Para calcular o custo das perdas de potência ativa na rede elétrica pode ser empregado a seguinte expressão [27], [50]:

$$CP_{ij} = K \cdot C_{kWh} \cdot F_p \sum_{\forall (i,j) \in \Omega_l} \varphi_{ij} \quad (9)$$

onde: K é a constante para transformar o custo incremental das perdas de potência em custos anuais, C_{kWh} é o custo unitário das perdas, e F_p é o fator de perdas e representa a relação entre as perdas de potência média e a perda de potência máxima do sistema elétrico em um intervalo de tempo determinado.

III. MODELO MATEMÁTICO PARA O PLANEJAMENTO CONSIDERANDO AS PERDAS DE POTÊNCIA ATIVA

Nesta seção são apresentados os modelos para o planejamento estático e multiestágio considerando as perdas de potência ativa [3], [51].

A. Planejamento estático com Perdas de Potência Ativa

A função objetivo do modelo matemático para o PERT estático apresentado em [21] será modificada neste artigo para incluir o custo das perdas de potência ativa da rede elétrica (Eq. 9), da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \text{minimizar } v = & \sum_{\forall(i,j) \in \Omega_l} c_{ij} n_{ij} \\ & + K \cdot C_{kWh} \cdot F_p \sum_{\forall(i,j) \in \Omega_l} \varphi_{ij} + \alpha \sum_{\forall i \in \Omega_b} r_i \end{aligned} \quad (10)$$

Sujeito a:

$$Sf + g + r = d \quad (11)$$

$$f_{ij} - \gamma_{ij}(n_{ij}^o + n_{ij})(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (12)$$

$$|f_{ij}| \leq (n_{ij}^o + n_{ij}) \bar{f}_{ij} \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (13)$$

$$0 \leq g_i \leq \bar{g}_i \quad \forall i \in \Omega_b \quad (14)$$

$$0 \leq r_i \leq d_i \quad \forall i \in \Omega_b \quad (15)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (16)$$

$$n_{ij} \text{ inteiro } \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (17)$$

$$\theta_i \text{ ilimitado } \quad \forall i \in \Omega_b \quad (18)$$

onde, (10) representa o custo de investimento total (US\$). As equações (11) e (12) representam a primeira e segunda lei de Kirchhoff. As restrições (13)-(16) representam o limite do fluxo de potência no caminho $i - j$, limite da geração na barra i , o limite do corte de carga na barra i , e o número máximo de circuitos candidatos que podem ser adicionados no caminho $i - j$. A restrição (17) representa o tipo de variável para o número de circuitos que podem ser adicionadas no caminho $i - j$, e finalmente, a restrição (18) representa o limite máximo para o ângulo da tensão na barra i .

B. Planejamento Multiestágio com Perdas de Potência Ativa

A função objetivo do modelo matemático para o PERT multi-estágio apresentado em [1], [3], [51] será modificada neste artigo para incluir o custo das perdas de potência ativa da rede elétrica (Eq. 9), da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \text{minimizar } v = & \sum_{t \in \Omega_t} \left\{ \delta_{inv}^t \left[\sum_{\forall(i,j) \in \Omega_{lt}} c_{ij}^t n_{ij}^t \right. \right. \\ & \left. \left. + K \cdot C_{kWh} \cdot F_p \sum_{\forall(i,j) \in \Omega_{lt}} \varphi_{ij}^t + \alpha \sum_{\forall i \in \Omega_{bt}} r_i^t \right] \right\} \end{aligned} \quad (19)$$

Sujeito a:

$$S^t f^t + g^t + r^t = d^t \quad (20)$$

$$f_{ij}^t - \gamma_{ij}^t (n_{ij}^o + \sum_{t \in \Omega_t} n_{ij}^t) (\theta_i^t - \theta_j^t) = 0 \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (21)$$

$$|f_{ij}^t| \leq (n_{ij}^o + \sum_{t \in \Omega_t} n_{ij}^t) \bar{f}_{ij}; \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (22)$$

$$0 \leq g_i^t \leq \bar{g}_i \quad \forall i \in \Omega_b \quad (23)$$

$$0 \leq r_i^t \leq d_i \quad \forall i \in \Omega_b \quad (24)$$

$$0 \leq n_{ij}^t \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (25)$$

$$\sum_{t \in \Omega_t} n_{ij}^t \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (26)$$

$$n_{ij}^t \text{ inteiro } \quad \forall(i,j) \in \Omega_l \quad (27)$$

$$\theta_i^t \text{ ilimitado } \quad \forall i \in \Omega_b \quad (28)$$

As variáveis para o problema do PERT multiestágio são parecidos às variáveis do PERT estático, exceto que elas são indexadas por letra t , que representa os estágios do planejamento da expansão [3].

Assumindo uma taxa de desconto anual I , o valor presente do custo de investimento em relação ao ano de referência t_0 , com um ano inicial t_1 , para um horizonte de planejamento $t_T - t_1$ anos, e com t estágios pode ser representado da seguinte forma [1], [2], [3], [47]:

$$c(x) = \delta_{inv}^1 c_1(x) + \delta_{inv}^2 c_2(x) + \dots + \delta_{inv}^T c_T(x) \quad (29)$$

$$\delta_{inv}^t = (1 - I)^{t - t_0} \quad (30)$$

onde x , $c_t(x)$ e δ_{inv}^t , representam a variável de investimento, custo de investimento (linhas ou transformadores) que podem ser construídos no estágio t , e o valor presente do custo de operação, respectivamente.

IV. ALGORITMO GENÉTICO DE CHU-BEASLEY

Nesta seção é apresentado o AGCB para resolver o problema do PERT. As principais características do AGCB que fazem dele um algoritmo competitivo são: 1) emprega a função aptidão para identificar o valor da função objetivo, e a função inaptidão para identificar a infactibilidade das propostas de solução, 2) apenas um indivíduo é substituído em toda a população, e 3) o indivíduo candidato a fazer parte da população, deve ser diferente de todos os indivíduos da população atual, isto é realizado para manter a diversidade da população. Atualmente, na literatura especializada podem ser encontrados vários artigos onde se empregam o AGCB para resolver o problema do PERT [1], [7], [52].

A. Codificação

A codificação é uma parte muito importante na solução de problemas de otimização matemática, já que uma codificação apropriada pode levar a ter bons resultados. Por outro lado, a codificação pode ser representada por números binários, contínuos ou inteiros. Para resolver o problema do PERT proposto neste artigo é considerada a codificação inteira.

B. População inicial

A população inicial pode ser gerada aleatoriamente, ou através de um algoritmo heurístico simples. Neste artigo é empregado um algoritmo HCVG para gerar um indivíduo factível (corte de carga igual a zero), e os outros indivíduos da população são gerados a partir do indivíduo obtido no HCVG, porém, adicionando aleatoriamente linhas de transmissão ou transformadores.

C. Seleção

A seleção nos algoritmos genéticos pode ser realizada pelo método da roleta ou pelo método de torneio. Neste artigo é empregado a seleção por torneio. A ideia fundamental do torneio é escolher de forma aleatória k_{ts} indivíduos da população atual para criar dois grupos, e em cada grupo é gerada uma competição entre os indivíduos, com o fim de selecionar os dois melhores indivíduos de cada grupo, que serão nomeados como pai 1 e pai 2.

D. Recombinação

Uma vez que os dois melhores pais são obtidos no processo de seleção, o processo de recombinação é iniciado. A recombinação consiste em trocar uma parte da informação que cada pai possui. Neste artigo é usado o método de um ponto para fazer a recombinação. Suponha que o ponto aleatório tenha caído onde estão as linhas tracejadas da Fig. 2, as informações trocadas serão a partir desse ponto para a direita, depois as novas configurações passam ser nomeados como filho 1 e filho 2. Em seguida, é calculada a função objetivo para avaliar a qualidade de cada filho, aquele filho que apresenta a melhor função objetivo passa ao processo da mutação.

E. Mutação

A mutação é um mecanismo que permite criar novas características nos indivíduos da população. Esse processo é realizado adicionando, eliminando e/ou trocando características (linhas e/ou transformadores) nos indivíduos. Na Fig. 3 é apresentado o processo de mutação, no qual é adicionado um elemento. Este processo depende de uma taxa de mutação k_{tm} , que normalmente varia entre 5% a 10%.

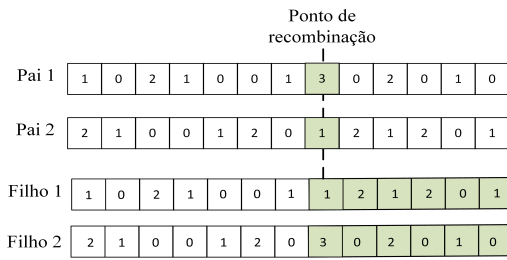


Fig. 2. Processo de recombinação do AGCB.

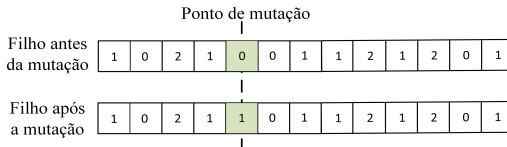


Fig. 3. Processo de mutação do AGCB.

F. Melhoria local do AGCB

Após os processos de seleção, recombinação e mutação, um novo indivíduo estará disponível. Esse indivíduo pode ser factível ou infactível (com ou sem corte de carga). A função objetivo do AGCB empregada neste artigo está dividida em duas funções, a primeira é a função aptidão que corresponde ao custo de investimento em novos elementos, e a segunda é a função inaptidão, que representa a infactibilidade dos indivíduos (corte de carga diferente de zero). Se o indivíduo for infactível ele passa à etapa de melhoramento da função inaptidão, e se for factível, esse indivíduo passa à etapa de melhoramento da função aptidão.

1) *Melhoramento da função inaptidão*: Neste passo é usado o algoritmo HCVG apresentado em [15], para eliminar a infactibilidade do indivíduo, isto é, que esse indivíduo tenha um corte de carga igual a zero. O algoritmo HCVG está dividido em duas fases. Na Fase I, são desconsiderados os limites de fluxo de potência dos circuitos da rede, ou seja, que se permite que existam circuitos sobrecarregados. A ideia fundamental desta fase é adicionar circuitos ao corredor que apresenta a maior sobrecarga de fluxo de potência. O processo é repetido até que não existam corredores com sobrecargas, ao terminar este passo, encontrou-se uma configuração sem sobrecargas. Na fase II, existe a possibilidade que se tenham circuitos desnecessários, portanto, nesta fase, são eliminados os circuitos desnecessários de acordo com o custo de cada circuito, sem alterar o corte de carga.

2) *Melhoramento da função aptidão*: Neste passo, há um indivíduo factível graças ao melhoramento da função inaptidão (corte de carga zero). Quando os passos de seleção, recombinação, mutação e melhoramento da função inaptidão foram realizados, pode ser que o indivíduo tenha elementos (linhas e/ou transformadores) desnecessários, levando ter uma função objetivo com custo de investimento maior. Portanto, neste passo são removidos os elementos desnecessários de acordo com o custo de cada elemento, sem alterar o corte de carga.

G. Critério de aceitação do AGCB

As seguintes condições devem ser atendidas para que o novo indivíduo faça parte da população atual: 1) o indivíduo dever ser diferente em k_c características a cada indivíduo da população atual, sendo k_c o fator de diversidade. Esse valor é calculado empregando uma taxa de diversidade k_{td} , que normalmente varia de 2% a 5%. Se o indivíduo for diferente a todos os indivíduos da população, portanto, esse indivíduo está apto para fazer parte da população atual, e 2) se a função aptidão do descendente é de melhor qualidade que a função aptidão do pior indivíduo da população atual, então, o descendente substitui esse indivíduo. O fator de diversidade pode ser calculado

segundo a Eq. 31, sendo n_l o número total de ramos da rede elétrica onde podem ser instalados os circuitos (linhas e/ou transformadores) [3].

$$k_c = k_{td}(\%) \times n_l \quad (31)$$

H. Critério de parada

O AGCB proposto neste artigo para quando é alcançado um número predeterminado de iterações, ou quando a função objetivo não muda durante um número de iterações.

A Fig. 4 são ilustrados os passos do AGCB proposto neste artigo. Esse fluxograma começa especificando os parâmetros de controle, como: k_{tp} , k_{ts} , k_{tm} , k_{td} , k e k_{max} .

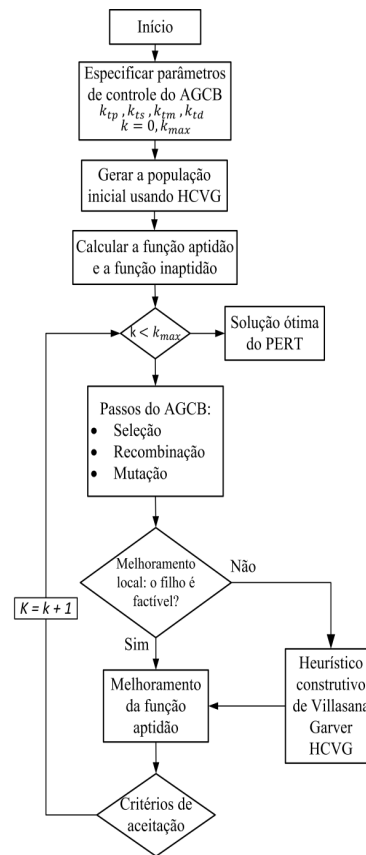


Fig. 4. Fluxograma do AGCB.

V. TESTES E RESULTADOS

Nesta seção se apresenta os resultados obtidos pelo AGCB proposto para resolver o problema do PERT estático e multiestágio. Os sistemas elétricos empregados neste trabalho foram: o sistema Garver de 6 barras, o sistema IEEE-24 barras, e o sistema Sul brasileiro de 46 barras. Os dados elétricos desses sistemas podem ser consultados em [53], [54], ou via autores. Os algoritmos foram implementados em um computador pessoal Intel(R) Core(TM) i5-3210M CPU @ 2.50GHz com 8GB de memória RAM na linguagem de programação MatLab. Os parâmetros para calcular as perdas de potência estão definidas como: $\alpha = 1$, $F_p = 0.6144$, $C_{kWh} = 0.10$ US\$/kWh, e $K = 1$ [27], [55].

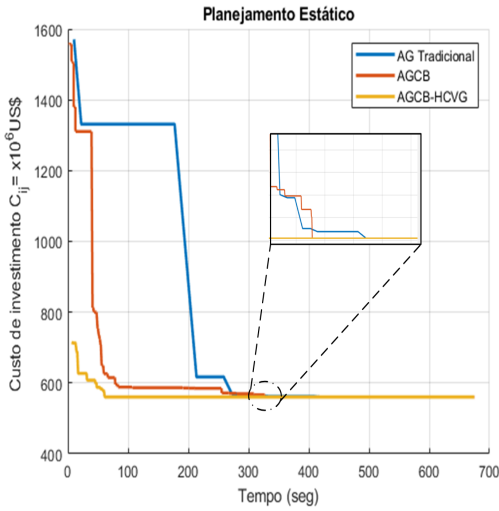


Fig. 5. Processo de convergência dos algoritmos testados.

A. Planejamento Estático

1) *Sistema Garver*: Este sistema está composto por 6 barras, 6 circuitos existentes na topologia base, três geradores de potência, 15 circuitos candidatos, 4 linhas máximas por corredor, uma carga prevista de 760 MW, e uma geração de 1110 MW. A melhor solução encontrada utilizando a metodologia proposta considerando as perdas de potência possui um custo de investimento em circuitos igual a 130×10^6 US\$, perdas de potência igual a 29.51 MW com um custo de 1.813×10^3 US\$/h. A topologia encontrada é a seguinte: $n_{2-3} = 1$, $n_{2-6} = 1$, $n_{3-5} = 1$ e $n_{4-6} = 2$.

A solução obtida é mostrada na Fig. 6, na qual os circuitos com linhas mais grossas representam a configuração proposta pelo AGCB.

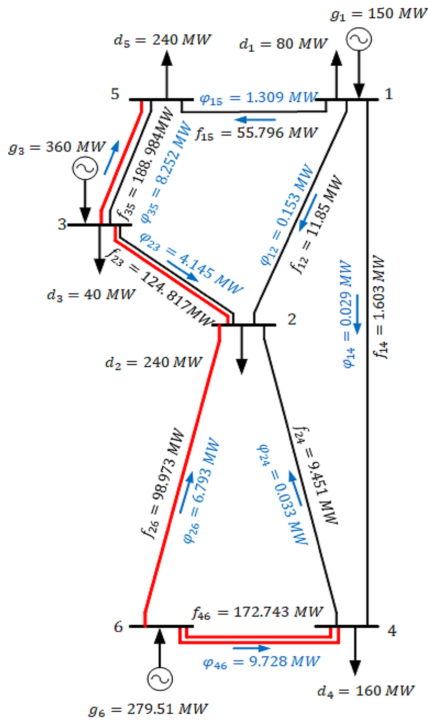


Fig. 6. Sistema Garver com perdas de potência.

2) *Sistema IEEE-24 barras*: Este sistema está composto por 24 barras, 38 circuitos existentes na topologia base, 10 geradores de potência, 41 corredores candidatos, 5 linhas máximas por corredor, e uma carga total de 8550 MW. Usando a metodologia proposta, encontrou-se um custo de investimento em circuitos igual a $v = 182.00 \times 10^6$ US\$, perdas de potência igual a 194.82 MW e com um custo de 11.969×10^3 US\$/h. A topologia encontrada é a seguinte: $n_{6-10} = 1$, $n_{7-8} = 2$, $n_{10-12} = 1$, $n_{14-16} = 1$, $n_{20-23} = 1$.

3) *Sistema Sul brasileiro de 46 barras*: Este sistema está composto por 46 barras, 62 circuitos existentes na topologia base, 12 geradores de potência, 41 corredores candidatos, 10 linhas máximas por corredor, e uma carga prevista de 6880 MW. Usando a metodologia proposta, encontrou-se um custo de investimento em circuitos igual a $v = 78.78 \times 10^6$ US\$, perdas de potência igual a 712.66 MW e com um custo de 43.786×10^3 US\$/h. A topologia encontrada é a seguinte: $n_{18-20} = 1$, $n_{20-23} = 1$, $n_{20-21} = 2$, $n_{42-43} = 1$, $n_{14-15} = 1$, $n_{46-6} = 1$ e $n_{5-6} = 2$.

B. Planejamento Multiestágio

Para este tipo de planejamento dois sistemas elétricos são considerados: sistema 6 barras e o sistema IEEE-24 barras, assumindo uma taxa de desconto anual $I = 10\%$ e são considerados três estágios, nomeados neste artigo como P1, P2 e P3. No problema do PERT multiestágio os circuitos que são adicionados em P1, são apresentados na função objetivo com seus custos nominais, e os circuitos adicionados em P2, e P3 são multiplicados por 0.729 e 0.478 respectivamente [2], [56], [3], [47].

1) *Sistema Garver*: A solução encontrada pelo AGCB para o planejamento multiestágio tem um custo de investimento em circuitos igual a $v = 90.35 \times 10^6$ US\$, com perdas de potência totais igual a 47.36 MW e com um custo de 2.91×10^3 US\$/h. A topologia encontrada é a seguinte:

- **Estágio P1** (30.34×10^6 US\$)
 - Topologia para o circuito (30.00×10^6 US\$): $n_{4-6} = 1$.
 - Perdas de potência $P1 = 17.02$ MW
- **Estágio P2** (36.785×10^6 US\$)
 - Topologia para o circuito (50.00×10^6 US\$): $n_{2-6} = 1$ e $n_{3-5} = 1$
 - Perdas de potência $P2 = 16.71$ MW
- **Estágio P3** (24.172×10^6 US\$)
 - Topologia para o circuito (50.00×10^6 US\$): $n_{2-3} = 1$ e $n_{4-6} = 1$
 - Perdas de potência $P3 = 13.62$ MW

2) *Sistema IEEE-24*: A solução obtida pelo AGCB para o planejamento multiestágio possui um custo de investimento em circuitos igual a $v = 254.01 \times 10^6$ US\$, as perdas de potência totais são iguais a 450.43 MW e com um custo de 27.674×10^3 US\$/h. A topologia encontrada é a seguinte:

- **Estágio P1** (185.942×10^6 US\$)
 - Topologia para o circuito (182.00×10^6 US\$): $n_{6-10} = 1$, $n_{7-8} = 2$, $n_{10-12} = 1$, $n_{14-16} = 1$ e $n_{20-23} = 1$
 - Perdas de potência $P1 = 197.11$ MW
- **Estágio P2** (50.99×10^6 US\$)
 - Topologia para o circuito (66.00×10^6 US\$): $n_{20-23} = 1$
 - Perdas de potência $P2 = 143.87$ MW
- **Estágio P3** (26.089×10^6 US\$)
 - Topologia para o circuito (50.00×10^6 US\$): $n_{9-12} = 1$
 - Perdas de potência $P3 = 109.45$ MW

Na Tabela I são apresentados os parâmetros de controle do AGCB proposto neste artigo, tais como: tamanho da população (k_{tp}), taxa de seleção (k_{ts}), taxa de mutação (k_{tm}), taxa de diversidade (k_{td}), e o número máximo de iterações. Além disso, são apresentados o custo de investimento dos circuitos, as perdas de potência e o custo

das perdas, o número de PLs executados, e o tempo de simulação para cada sistema elétrico testado.

VI. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Na Tabela II é apresentada uma comparação dos resultados obtidos no artigo com os obtidos nas referências [17], [45], [43], [44]. Segundo mostrado na Tabela II o custo de investimento em circuitos encontrado pelo AGCB proposto neste artigo coincidem com os obtidos pelas referências [17], [45], [43], e foi encontrada uma melhor solução quando comparada com [17].

Na Tabela III é apresentada uma comparação entre o PERT estático e multiestágio sem e com perdas de potência. Pode-se notar desta tabela que os custos de investimento quando se consideram as perdas são maiores, mas os planos de expansão obtidos pelo AGCB ficam mais próximos do que acontece nos sistemas reais.

Na Tabela IV é apresentada uma comparação para o sistema IEEE-24 barras em relação às referências [45]. Pode-se notar que o custo de investimento encontrado pela metodologia proposta é 6×10^6 US\$, isto é, 3.191% mais barato do que foi reportado no artigo [45]. Na Tabela V é apresentada uma comparação para o sistema de 46 barras em relação às referências [45], [57]. Pode-se notar que o custo de investimento em circuitos encontrado é 10.40×10^6 US\$, isto é, 11.66% mais barato do que foi reportado em [45].

Na Fig. 5 é apresentado o processo de convergência para o AG tradicional, para AGCB com e sem o algoritmo HCVG, para sistema Colombiano de 93 barras. Este sistema tem um custo de investimento igual a 560.00×10^6 US\$, valor reportado em [3], e encontrado pelos algoritmos testados neste trabalho. O sistema de 93 barras é um sistema de mediano porte que serve para testar a eficiência de AGCB proposto neste trabalho. Pode-se notar que o AG tradicional leva mais tempo computacional para encontrar a solução do problema, isso porque a cada iteração todos os indivíduos da população são modificados. De outro lado, o AGCB com HCVG empregado neste trabalho mostrou ser um algoritmo mais eficiente, já que encontrou a solução do planejamento para o sistema de 93 barras em um número de iterações e tempo de computo menor.

VII. CONCLUSÃO

Neste artigo foi apresentada uma metodologia para resolver o problema do PERT estático e multiestágio considerando as perdas de potência. Além disso, foi utilizado o AGCB para transformar o problema de PNLIM em um problema de PL, e também foi empregado o algoritmo heurístico construtivo de Villasana Garver HCVG para tornar factível as propostas do AGCB.

Os resultados obtidos pelo AGCB considerando as perdas de potência para os sistemas de IEEE-24 barras e sistema Sul brasileiro de 46 barras apresentam um custo de investimento menor que os reportados na literatura especializada, e para o sistema Garver de 6 barras o algoritmo encontrou o mesmo custo de investimento, mas com diferença no plano da expansão. De outro lado, o custo de investimento é ligeiramente maior quando são considerados as perdas de potência dentro do modelo matemático, que quando comparado com o modelo matemático sem perdas de potência. Porém, o modelo considerando as perdas está mais próximo do que acontece na vida real nos sistemas elétricos.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer à Capes pelo suporte financeiro.

REFERÊNCIAS

- [1] I. J. Silva, M. J. Rider, R. Romero, and C. A. Murari, "Genetic algorithm of chu and beasley for static and multistage transmission expansion planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, 2006.
- [2] A. H. Escobar, R. A. Gallego, and R. Romero, "Multistage and coordinated planning of the expansion of transmission systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 2, pp. 735–744, 2004.
- [3] L. A. Gallego, L. P. Garcés, M. Rahmani, and R. A. Romero, "High-performance hybrid genetic algorithm to solve transmission network expansion planning," *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 11, no. 5, pp. 1111–1118, 2017.
- [4] R. R. Gallego Romero, A. Monticelli, "Transmission system expansion planning by extended genetic algorithm," in *Proc. Inst. Elect. Eng.—Generation, Transmission, and Distribution*, vol. 145, pp. 329–335, 1998.
- [5] N. D. H. George A. Orfanos Pavlos S. Georgilakis, "Transmission expansion planning of systems with increasing wind power integration," *IEEE transaction on power systems*, vol. 28, pp. 1355–1362, 2013.
- [6] A. H. Dominguez, L. H. Macedo, A. H. Escobar, and R. Romero, "Multistage security-constrained HVAC/HVDC transmission expansion planning with a reduced search space," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 6, pp. 4805–4817, 2017.
- [7] R. Romero, M. J. Rider, and I. d. J. Silva, "A metaheuristic to solve the transmission expansion planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 2289–2291, 2007.
- [8] R. A. Lumbereras S., "How to solve the transmission expansion planning problem faster: acceleration techniques applied to Benders' decomposition," *IET Gener. Transm. Distrib.*, no. 10, pp. 2351–2359, 2016.
- [9] S. Lumbereras and A. Ramos, "Transmission expansion planning using an efficient version of Benders' decomposition. a case study," in *2013 IEEE Grenoble Conference*, 2013, pp. 1–7.
- [10] S. Dehghan, H. Saboori, A. Kazemi, and S. Jadid, "Transmission network expansion planning using a DEA-based Benders decomposition," *2010 18th Iranian Conference on Electrical Engineering*, pp. 955–960, 2010.
- [11] O. F. da Silva Gomes, "Dynamic and static transmission network expansion planning via harmony search and branch and bound on a hybrid algorithm," in *EPIA conference on artificial intelligence*, pp. 271–282, 2017.
- [12] E. N. Asada, E. Carreno, R. Romero, and A. V. Garcia, "A branch-and-bound algorithm for the multi-stage transmission expansion planning," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005*, 2005, pp. 171–176 Vol. 1.
- [13] S. Haffner, A. Monticelli, A. Garcia, and R. Romero, "Specialised branch-and-bound algorithm for transmission network expansion planning," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 148, no. 5, pp. 482–488, 2001.
- [14] L. Garver, "Transmission network estimation using linear programming," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-89, no. 7, pp. 1688–1697, sep 1970.
- [15] R. Villasana, L. L. Garver, and S. J. Salon, "Transmission network planning using linear programming," *IEEE Power Engineering Review*, vol. PER-5, no. 2, pp. 36–37, 1985.
- [16] S. L. Gbadamosi, N. I. Nwulu, and U. Damisa, "Impact of power losses on optimal expansion planning using quadratic programming," *2019 IEEE 6th International Conference on Engineering Technologies and Applied Sciences (ICETAS)*, pp. 1–4, 2019.
- [17] N. Alguacil, A. L. Motto, and A. J. Conejo, "Transmission expansion planning: a mixed-integer LP approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 3, pp. 1070–1077, 2003.
- [18] Z. Hamouz and A. Al-Faraj, "Transmission expansion planning using nonlinear programming," *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, vol. 1, pp. 50 – 55 vol.1, 11 2002.
- [19] R. M. Tejada D., López-Lezama J.M., "Transmission network expansion planning considering repowering and reconfiguration," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, no. 69, pp. 213–221, 2015.
- [20] S. Manrique, A. A. Kida, A. Alvarez, and L. Gallego, "Algoritmos heurísticos aplicados ao planejamento de redes de transmissão," *XLVII SBPO Simposio brasileiro de pesquisa de operacao*, 2015.
- [21] R. Romero, A. Monticelli, A. Garcia, and S. Haffner, "Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning," *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 149, pp. 27 – 36, 02 2002.
- [22] Z. Wu, X. Du, W. Gu, X. Zhang, and J. Li, "Automatic selection method for candidate lines in transmission expansion planning," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 11 605–11 613, 2018.
- [23] I. Mendonça, I. Junior, B. Dias, and A. Marcato, "Identification of relevant routes for static expansion planning of electric power transmission systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 140, 05 2016.
- [24] P. C. Chu and J. E. Beasley, "A genetic algorithm for the generalised assignment problem," *Computers & Operations Research*, vol. 24, no. 1, pp. 17–23, 1997.

TABELA I
PARÂMETROS E RESULTADOS DO AGCB

Sistema	Tipo de planejamento	Parâmetros de controle do AGCB					Custo de investimento × 10 ⁶ US\$	Perdas (φ_{ij}) MW	Custo das perdas de potência × 10 ³ US\$/h	LPs	Tempo (min)
		k_{tp}	k_{ts}	k_{tm} (%)	k_{td} (%)	k_{max}					
Garver 6 barras	Estático sem perdas	20	2	5	2	1	110.00	-	-	33	0.043
	Estático com perdas	20	5	5	2	10	130.00	29.51	1.813	67	0.050
	Multiestágio sem perdas	20	5	5	2	50	80.79	-	-	634	1.44
	Multiestágio com perdas	20	5	5	2	100	90.35	47.36	2.910	3,705	3.04
IEEE-24 barras	Estático sem perdas	20	2	5	2	1	152.00	-	-	41	0.045
	Estático com perdas	20	2	5	2	50	182.00	194.82	11.969	687	0.191
	Multiestágio sem perdas	20	2	5	2	100	220.28	-	-	5,025	3.48
	Multiestágio com perdas	100	5	10	5	600	254.01	450.43	27.674	43,911	13.31
46 barras	Estático sem perdas	20	2	5	2	11	72.87	-	-	248	0.113
	Estático com perdas	100	7	5	2	1000	78.78	712.66	43.786	6,577	5.28

TABELA II
COMPARAÇÃO COM OUTROS ARTIGOS PARA O SISTEMA GARVER CONSIDERANDO AS PERDAS DE POTÊNCIA

Descrição	Este artigo	[45]	[43]	[44]	[17]
Custo × 10 ⁶ US\$	130.00	130.00	130.00	130.00	140.00
Configuração	$n_{2-3} = 1, n_{2-6} = 1$ $n_{3-5} = 1, n_{4-6} = 2$	$n_{2-3} = 1, n_{3-5} = 1$	$n_{2-6} = 3,$ $n_{3-5} = 2$	$n_{2-3} = 1, n_{2-6} = 1$ $n_{3-5} = 1, n_{4-6} = 2$	$n_{2-6} = 2, n_{3-5} = 1$ $n_{4-6} = 2$
Corte de carga MW	0.00	0.00	-	0.00	0.00
PLs executados	67	-	-	-	-
Tempo	0.050 min	3.45min	-	-	-
Software	MatLab	MatLab	AMPL	-	GAMS

TABELA III
COMPARAÇÃO ENTRE O PERT ESTÁTICO E MULTIESTÁGIO COM E SEM PERDAS.

Descrição	Planejamento Estático		Planejamento Multiestágio	
	Sem Perdas	Com Perdas	Sem Perdas	Com Perdas
Custo × 10 ⁶ US \$	110.00	130.00	80.79	90.35
Configuração	$n_{3-5} = 1, n_{4-6} = 1$	$n_{2-3} = 1, n_{2-6} = 1$ $n_{3-5} = 1, n_{4-6} = 2$	$n_{4-6} = 1, n_{3-5} = 1$ $n_{4-6} = 1, n_{3-5} = 1$	$n_{4-6} = 1, n_{2-6} = 1$ $n_{3-5} = 1, n_{2-3} = 1$ $n_{4-6} = 1$
Corte de carga MW	0.00	0.00	0.00	0.00
PLs executados	33	67	634	3,705
Tempo	0.043 min	0.050 min	1.44 min	3.04 min
Custo × 10 ⁶ US \$	152.00	182.00	220.286	254.01
Configuração	$n_{6-10} = 1, n_{7-8} = 2$ $n_{10-12} = 1, n_{14-16} = 1$	$n_{6-10} = 1, n_{7-8} = 2$ $n_{10-12} = 3, n_{14-16} = 1$ $n_{20-23} = 1$	$n_{6-10} = 1, n_{7-8} = 2$ $n_{10-12} = 1, n_{11-13} = 1$ $n_{3-6} = 1, n_{20-23} = 1$ $n_{1-5} = 1 e n_{3-24} = 1$	$n_{6-10} = 1, n_{7-8} = 2,$ $n_{10-12} = 1, n_{14-16} = 1$ $n_{20-23} = 1, n_{9-12} = 1$
Corte de carga MW	0.00	0.00	0.00	0.00
PLs executados	41	687	5,025	43,911
Tempo	0.045 min	0.191 min	3.48 min	13.31 min
Custo × 10 ⁶ US \$	72.87	78.78	-	-
Configuração	$n_{2-5} = 1, n_{13-20} = 1$ $n_{20-23} = 1, n_{20-21} = 2$ $n_{42-43} = 1, n_{46-6} = 1$ $n_{5-6} = 2$	$n_{18-20} = 1, n_{20-23} = 1$ $n_{20-21} = 2, n_{42-43} = 1$ $n_{14-15} = 1, n_{46-6} = 1$ $n_{5-6} = 2$	-	-
Corte de carga MW	0.00	0.00	-	-
PLs executados	248	6,577	-	-
Tempo	0.113 min	5.28min	-	-

- [25] I. F. Prado and L. P. Garces, "Chu-Beasley genetic algorithm applied to the allocation of distributed generation," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 2013.
- [26] Z. Hamouz, A. Mantawy, H. Al-Duwaish, I. El-Amin, and A. Al-Faraj, "Transmission expansion planning based on tabu search algorithm," *Proceedings of the 16th European Conference on Artificial Intelligence*, 2004.
- [27] A. M. L. da Silva, L. A. da Fonseca Manso, L. C. de Resende, and L. S. Rezende, "Tabu search applied to transmission expansion planning considering losses and interruption costs," *Proceedings of the 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, pp. 1–7, 2008.
- [28] R. Romero, R. A. Gallego, and A. Monticelli, "Transmission system expansion planning by simulated annealing," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 1, pp. 364–369, 1996.
- [29] R. A. Gallego, A. Monticelli, and R. Romero, "Transmission system expansion planning by an extended genetic algorithm," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 145, no. 3, pp. 329–335, 1998.
- [30] S. P. Leeprechanon N P. Limsakul, "Optimal transmission expansion planning using ant colony optimization," *Journal of Sustainable Energy & Environment*, vol. 1, pp. 71–76, 2010.
- [31] F. Martínez-Álvarez, G. Cortés, J. Torres, D. Gutiérrez-Avilés, L. Melgar-García, R. Pérez-Chacón, C. Rubio-Escudero, J. Riquelme, and A. Troncoso, "Coronavirus optimization algorithm: A bioinspired metaheuristic based on the COVID-19 propagation model," *University of Seville ES- 41012, Seville Spain*, 03 2020.
- [32] M. Rahmani, R. A. Romero, M. J. Rider, and M. Paredes, "Domain reduction using GRASP construction phase for transmission expansion planning problem," *European Conference on Evolutionary Computation in Combinatorial Optimization*, pp. 87–98, 2012.
- [33] Hiroyuki Mori and Kojiro Shimomugi, "Transmission network expansion planning by an extended genetic algorithm," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 145, no. 3, pp. 329–335, 1998.

TABELA IV
COMPARAÇÃO COM OUTRO ARTIGO PARA O SISTEMA IEEE-24
CONSIDERANDO AS PERDAS DE POTÊNCIA

Descrição	Este artigo	[45]	
Custo $\times 10^6$ US\$	182.00	188.00	
Configuração	$n_{6-10} = 1,$ $n_{7-8} = 2,$ $n_{10-12} = 1,$ $n_{14-16} = 1,$ $n_{20-23} = 1$	$n_{6-10} = 1,$ $n_{7-8} = 2,$ $n_{14-16} = 1,$ $n_{10-12} = 1,$ $n_{6-17} = 1$	
	Corte de carga MW	0.00	0.00
	PLs executados	653	-
	Tempo	0.191 min	10.60min
Software	MatLab	MatLab	

TABELA V
COMPARAÇÃO COM OUTROS ARTIGOS PARA O SISTEMA SUL BRASILEIRO
DE 46 BARRAS CONSIDERANDO AS PERDAS DE POTÊNCIA

Descrição	Este artigo	[45]	[57]	
Custo $\times 10^6$ US\$	78.78	89.18	101.69	
Configuração	$n_{18-20} = 1,$ $n_{20-23} = 1,$ $n_{20-21} = 2,$ $n_{42-43} = 1,$ $n_{14-15} = 1,$ $n_{46-6} = 1,$ $n_{5-6} = 2$	$n_{12-14} = 1,$ $n_{42-43} = 1,$ $n_{18-20} = 1,$ $n_{46-6} = 1,$ $n_{20-23} = 1,$ $n_{5-6} = 2,$ $n_{20-21} = 3$	$n_{19-25} = 1,$ $n_{24-25} = 1,$ $n_{20-21} = 1,$ $n_{42-43} = 1,$ $n_{46-6} = 1,$ $n_{31-32} = 1,$ $n_{5-6} = 2$	
	Corte de carga MW	0.00	0.00	-
	PLs executados	6,577	-	-
	Tempo	5.28 min	26.53min	-
	Software	MatLab	MatLab	-

sion planning with scatter search," *2007 IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics*, pp. 3749–3754, 2007.

- [34] A. Escobar Zuluaga, R. Gallego, and E. Toro, "Path-Relinking algorithm applied to transmission system expansion planning problem," *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, pp. 185–195, 06 2010.
- [35] S. L. de Sena Tagliapietra and R. A. R. Lázaro, "Electric transmission network expansion planning with the metaheuristic variable neighbourhood search," in *Metaheuristics in Bioenergy Supply Chain Design*. IntechOpen, 2019.
- [36] P. Maghouli, S. H. Hosseini, M. O. Buygi, and M. Shahidehpour, "A multi-objective framework for transmission expansion planning in deregulated environments," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 1051–1061, 2009.
- [37] F. Ugranli and E. Karatepe, "Multi-objective transmission expansion planning considering minimization of curtailed wind energy," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 65, 02 2015.
- [38] H. Mori and Y. Iimura, "Transmission network expansion planning with a hybrid meta-heuristic method of parallel tabu search and ordinal optimization," *2007 International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems, ISAP*, pp. 1 – 6, 12 2007.
- [39] M. Cortes-Carmona, R. Palma-Behnke, and O. Moya, "Transmission network expansion planning by a hybrid simulated annealing algorithm," *2009 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*, pp. 1–7, 2009.
- [40] L. Wong, "A review of transmission losses in planning studies," *California Energy Commission*, 2011.
- [41] A. Dominguez, A. Escobar Zuluaga, and R. Gallego, "An milp model for the static transmission expansion planning problem including HVAC/HVDC links, security constraints and power losses with a reduced search space," *Electric Power Systems Research*, vol. 143, 11 2016.
- [42] S. de la Torre, A. J. Conejo, and J. Contreras, "Transmission expansion planning in electricity markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 1, pp. 238–248, 2008.
- [43] H. Zhang, G. T. Heydt, V. Vittal, and J. Quintero, "An improved network model for transmission expansion planning considering reactive power and network losses," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 3471–3479, 2013.
- [44] E. J. de Oliveira, I. C. da Silva, J. L. R. Pereira, and S. Carneiro, "Transmission system expansion planning using a sigmoid function

to handle integer investment variables," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1616–1621, 2005.

- [45] E. De Oliveira, C. Moraes, L. Oliveira, L. Honório, and R. Poubel, "Efficient hybrid algorithm for transmission expansion planning," *Electrical Engineering*, vol. 100, no. 4, pp. 2765–2777, 2018.
- [46] D. Z. Fitiwi, L. Olmos, M. Rivier, F. Cuadra, and I. J. Pérez-Arriaga, "Finding a representative network losses model for large-scale transmission expansion planning with renewable energy sources," *Energy*, vol. 101, pp. 343–358, 2016.
- [47] L. Gallego, L. Garcés, and J. Contreras, "Optimal placement of series capacitive compensation in transmission network expansion planning," *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 31, 11 2019.
- [48] A. J. Monticelli, *Fluxo de carga em Redes de energia elétrica*. Editora Edgar Bucher Ltda., 1983.
- [49] J. Grainger, W. Stevenson, and C. Sousa, *Análisis de sistemas de potencia*. McGraw-Hill Interamericana, 1995.
- [50] A. Kazemi, S. Jalilzadeh, M. Mahdavi, and H. Haddadian, "Genetic algorithm-based investigation of load growth factor effect on the network loss in tneq," in *2008 3rd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications*, 2008, pp. 764–769.
- [51] M. Rahmani, G. Vinasco, M. J. Rider, R. Romero, and P. M. Pardalos, "Multistage transmission expansion planning considering fixed series compensation allocation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 3795–3805, 2013.
- [52] A. H. Domínguez, A. Escobar Z., and R. A. Gallego, "Transmission expansion planning considering conductor proposals with different wire size and technology," *2014 IEEE PES Transmission Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T D-LA)*, pp. 1–6, 2014.
- [53] S. Haffner, "O planejamento da expansão dos sistemas elétricos no contexto de um ambiente competitivo," *Ph.D. dissertation, UNICAMP, Campinas, SP, Brazil*, 2000.
- [54] I. M. de Mendoça, "O planejamento da expansão dos sistemas elétricos no contexto de um ambiente competitivo," *Ph.D. dissertation, UFJF, Brazil*, 2016.
- [55] T. Haryono *et al.*, "Novel binary pso algorithm based optimization of transmission expansion planning considering power losses," *MS&E*, vol. 128, no. 1, p. 012023, 2016.
- [56] T. Sum-Im, G. A. Taylor, M. R. Irving, and Y. H. Song, "Differential evolution algorithm for static and multistage transmission expansion planning," *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 3, no. 4, pp. 365–384, 2009.
- [57] M. J. Rider, L. A. Gallego, R. Romero, and A. V. Garcia, "Heuristic algorithm to solve the short term transmission network expansion planning," *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1–7, 2007.



Dany H. Huanca Possui graduação em Engenharia Mecânica Elétrica - Universidad Nacional del Altiplano - Puno (2016). Atualmente é discente e pesquisador de mestrado no departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Estadual de Londrina - Paraná - Brasil. Tem experiência nas áreas de geração, planejamento de sistemas de transmissão, atuando principalmente nos seguintes temas: otimização de sistemas elétricos, compensação capacitiva série CCS em linhas de transmissão, fluxo de potência, fluxo de potência ótimo, métodos clássicos, algoritmos heurísticos e metaheurísticos.



Luis A. Gallego P. Possui graduação em engenharia Elétrica (2001) e mestrado em Engenharia Elétrica (2003) pela Universidad Tecnológica de Pereira - Colômbia, doutorado em Engenharia Elétrica pela UNESP-FEIS (2009). Atualmente, é professor no departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Estadual de Londrina - Paraná - Brasil. Tem experiência nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, atuando principalmente nos seguintes temas: otimização de sistemas elétricos, fluxo de potência, fluxo de potência probabilístico, fluxo de potência ótimo, método de pontos interiores, redes neurais, proteções de sistemas elétricos, algoritmos metaheurísticos.

Electric Power Systems Research

Transmission Network Expansion Planning Considering Optimal Allocation of Series Capacitive Compensation and Active Power Losses

--Manuscript Draft--

Manuscript Number:	
Article Type:	Research Paper
Keywords:	Transmission network expansion planning; DC model; series capacitive compensation; power losses; linearization; Genetic Algorithms
Corresponding Author:	Luis Alfonso Gallego Pareja, Ph.D Londrina State University Londrina, BRAZIL
First Author:	Luis Alfonso Gallego Pareja, Ph.D
Order of Authors:	Luis Alfonso Gallego Pareja, Ph.D Dany Huamanñahui Huanca, Ing. Jesús M. López-Lezama, Ph.D
Abstract:	<p>This paper presents a modeling and solution approach to the static and multistage transmission network expansion planning (TNEP) problem considering series capacitive compensation (SCC) and active power losses. The TNEP is formulated as a mixed integer nonlinear programming (MINLP) problem and solved through a highly efficient genetic algorithm (HEGA). Furthermore, the Villasana Garver's constructive heuristic (VGCH) algorithm is implemented to render the configurations proposed by the HEGA feasible. The installation of SCC devices is carried out with the aim of modifying the reactance of the original circuit. The linearization of active power losses is done through piecewise linear functions. The proposed model was implemented in C++ language programming. To measure the efficiency and effectiveness of the proposed methodology several tests are performed on the 6-bus Garver system, the IEEE 24-bus test system, and the South Brazilian 46-bus test system.</p>

Transmission Network Expansion Planning Considering Optimal Allocation of Series Capacitive Compensation and Active Power Losses

Dany H. Huanca^a, Luis A. Gallego^{a,*}, Jesús M. López-Lezama^b

^a*Department of Electrical Engineering, Londrina State University, Londrina - PR, Brazil.*

^b*Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, Universidad de Antioquia, Medellín - Colombia*

Abstract

This paper presents a modeling and solution approach to the static and multistage transmission network expansion planning (TNEP) problem considering series capacitive compensation (SCC) and active power losses. The TNEP is formulated as a mixed integer nonlinear programming (MINLP) problem and solved through a highly efficient genetic algorithm (HEGA). Furthermore, the Villasana Garver's constructive heuristic (VGCH) algorithm is implemented to render the configurations proposed by the HEGA feasible. The installation of SCC devices is carried out with the aim of modifying the reactance of the original circuit. The linearization of active power losses is done through piecewise linear functions. The proposed model was implemented in C++ language programming. To measure the efficiency and effectiveness of the proposed methodology several tests are performed on the 6-bus Garver system, the IEEE 24-bus test system, and the South Brazilian 46-bus test system.

Keywords: Transmission network expansion planning, DC model, series capacitive compensation, power losses, linearization, Genetic Algorithms.

1. Introduction

The main objective of the transmission network expansion planning (TNEP) is to add new elements (lines or transformers) to the current transmission network at the lowest possible cost within a long-term horizon considering a set of constraints to meet expected demand. The TNEP problem can be divided into static planning and multistage planning [1, 2]. In the former, a single planning horizon is considered and it is determined where and how many new elements should be added to the power grid; in the latter, several planning investments are carried out in different stages over the time horizon. In this case, it is determined where, how many and when the new elements must be added [3].

The TNEP problem is considered to be a highly complex mathematical optimization problem due to a set of characteristics, such as: 1) it is a mixed integer non-linear programming (MINLP) problem, 2) the search space it is non-convex, so that solution techniques may converge prematurely to sub-optimal solutions, 3) it presents the phenomenon of combinatorial explosion, which means that candidate solutions grow exponentially according to the size of the system, 4) it requires a high computational effort to find the optimal global solution or to find a high-quality solution, 5) isolated portions of the system may appear during the solution process, and 6) there are uncertainties associated with the expected values of future demands and generation [4, 5].

There is a wide variety of solution techniques that have been implemented to solve the TNEP problem, such as classical optimization algorithms, constructive heuristic algorithms, and metaheuristic algorithms

*Corresponding author.

Email addresses: misaeldanny10@gmail.com (Dany H. Huanca), gallegopareja@gmail.com (Luis A. Gallego), jmaria.lopez@udea.edu.co (Jesús M. López-Lezama)

[6, 7]. Within the classical optimization algorithms used to solve the PERT problem are the Benders decomposition method [8–10], the Branch and Bound [11–13] method, linear programming algorithms [14, 15], quadratic programming [16], mixed integer linear programming [17], and mixed integer nonlinear programming [18]. Classical mathematical techniques are able to find globally optimal solutions for small and medium-size systems. Nonetheless, for large electrical power systems, they require a high computational effort [19]. In contrast, metaheuristic approaches are able to find high-quality solutions for real-size power systems with less computational effort.

Constructive heuristic algorithms can be defined as simplified procedures that have the capacity to identify feasible solutions of good quality for problems with medium mathematical complexity. These algorithms rarely find the optimal global solution to the problem, the best known applied to the TNEP problem are: constructive algorithms using the transport model, DC model, and the hybrid model [20–22]. In [23] a constructive heuristic algorithm is proposed, based on sensitivity indices of a hyperbolic tangent function, to initiate a multimodal optimization process and solve the TNEP problem.

Metaheuristic algorithms are techniques inspired by natural processes. These algorithms are used to solve complex combinatorial problems, finding high-quality or even global optimal solutions with an acceptable computational effort. Several metaheuristic techniques have been applied to solve the TNEP problem, such as: genetic algorithms AG [3, 4, 24, 25], tabu search [26, 27], simulated annealing [28, 29], ant colony [30], coronavirus optimization algorithm [31], Grasp [32] algorithm, scattered search [33], path relinking [34], and variable search neighborhood [35]. Also, there are methodologies in the specialized literature that formulate the TNEP as a multi-objective problem. In [36], the objective function is divided into three parts: investment cost, reliability, and congestion cost. In [37] the TNEP is approached as a multi-objective algorithm that considers the investment cost of lines and/or transformers, the cost of unserved wind energy, and a cost for non-supplied energy. The multi-objective nature of the models proposed in [36] and [37] are solved using NSGA II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-II).

Hybrid algorithms are also reported in the literature, in which two metaheuristics are combined to solve the TNEP problem more efficiently. In [38] the authors combine a tabu search algorithm with an ordinal optimization algorithm, in [39] a simulated annealing algorithm is used together with a local search algorithm, and in [29] the Chu-Beasley genetic algorithm is used, combined with a path relinking algorithm to solve static and multistage TNEP considering series compensation.

In the TNEP problem, there is a constant need to improve the representation of mathematical modeling including different parameters, variables, and/or constraints that make the problem even more realistic. For example, solving the problem taking into account the natural effects that happen in the transport of energy. One of the most important effects that can be considered in expansion planning is the power losses. Power losses represent a small percentage of the total energy of the power grid; nonetheless, inaccurate estimates of power losses can alter the functioning of the power grid and lead to a greater economic imbalance, forcing utilities to buy more energy to satisfy the energy balance [40, 41]. Therefore, it is important to consider power losses in the TNEP problem.

Bearing in mind its importance, several authors have considered the effect of power losses when solving the TNEP problem. In [42], a mixed integer linear programming formulation is presented to solve the TNEP problem in a competitive electricity market where the future demand scenarios are defined considering power losses. In [17], a mixed integer linear programming approach is presented to solve the PERT problem considering power losses. The linearization of power losses is carried out by means of piecewise linear functions. In the same way in [43], power losses are also considered by means of piecewise linear functions within an AC power flow mathematical model. In [44] a new mathematical modeling is presented considering power losses. In this case, a sigmoid function is considered, and to model the optimal power flow the primal-dual interior-point technique is used. In [45] a hybrid algorithm is proposed to reduce the search space of the TNEP, using Lagrange multipliers, also considering the N-1 contingency criterion, and several loads and power loss scenarios. The authors in [46] present three mathematical models to account for power losses in the TNEP problem: 1) considering a single linear equality constraint, 2) tangent or transversal constraints of linear inequality, and 3) piecewise linear approximation.

As evidenced in the review of the specialized literature, no TNEP model has been reported that considers simultaneously the planning of series compensation and power losses. Therefore, the main contribution of

this paper is a mathematical modeling to solve the problem of static and multistage TNEP considering the effect of active power losses and capacitive series compensation. The proposed methodology for computing power losses is divided into two phases: In the first phase, a PL is solved to calculate the bus angles; in the second phase, the power losses of the transmission lines are calculated from the results obtained in the first phase. These losses are distributed as loads on the power system buses. Once the losses are added, a new PL is executed to obtain the results of the power flows, dispatched generation, load shedding, and the new voltage angles. To solve the PERT problem, a highly efficient genetic algorithm (HEGA) [47] is employed. In addition, a VGCH algorithm is implemented to make the configuration proposed by the AGCB feasible in each generational cycle, if such configuration is unfeasible.

This paper is organized as follows: Section 2 presents the mathematical models for static and multistage TNEP as well as the mathematical expressions used to compute active power losses of transmission lines. Section 3 presents the HEGA implemented to solve the TNEP problem, as well as the VGCH algorithm. Section 4 presents the results obtained by the proposed methodology for different test power systems, Section 5 presents a critical analysis of the results, and finally, conclusions are presented in Section 6.

2. Mathematical Modeling

This section presents the mathematical model for the TNEP problem considering the optimal placement of SCC devices and active power losses.

2.1. Linearization of Active Power Losses

The active power flow in a line connecting buses i and j , denoted as P_{ij} , can be represented by (1), whereas the power flow in the opposite direction (P_{ji}) is given by (2). V_i and V_j represent the voltage magnitudes at nodes i and j , respectively, while g_{ij} and b_{ij} are the conductance and susceptance of line ij , respectively. Finally, θ_{ij} is the angular difference between nodes i and j .

$$P_{ij} = V_i^2 g_{ij} - V_i V_j g_{ij} \cos \theta_{ij} - V_i V_j b_{ij} \sin \theta_{ij} \quad (1)$$

$$P_{ji} = V_j^2 g_{ij} - V_i V_j g_{ij} \cos \theta_{ij} + V_i V_j b_{ij} \sin \theta_{ij} \quad (2)$$

Active power losses, denoted as φ_{ij} , can be expressed as the sum of the power flows in both directions, as indicated in (3).

$$\varphi_{ij} = P_{ij} + P_{ji} = g_{ij} (V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}) \quad (3)$$

Assuming the following approximations:

$$V_i \approx V_j \approx 1 \text{ p.u.} \quad (4)$$

$$\cos \theta_{ij} \approx 1 - \frac{\theta_{ij}^2}{2} \quad (5)$$

Replacing (4) and (5) in (3) and performing some algebraic operations, the power losses can be expressed as follows:

$$\varphi_{ij} = g_{ij} \theta_{ij}^2 \quad (6)$$

where g_{ij} and θ_{ij} represent the conductance of circuit $i - j$, and the angular difference between buses i and j , respectively. Note that Equation (6) is non-linear, nonetheless, it can be linearized through piecewise linear functions as follows:

$$\theta_{ij}^2 \approx \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^s \cdot \Delta \theta_{ij,y}; \forall (i,j) \in \Omega_l; y = 1, \dots, Y \quad (7)$$

$$\theta_{ij} = \theta_{ij}^+ - \theta_{ij}^-; \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (8)$$

$$|\theta_{ij}| = \sum_{y=1}^Y \Delta\theta_{ij,y} = \theta_{ij}^+ + \theta_{ij}^-; \quad \forall (i,j) \in \Omega_l; \quad y = 1, \dots, Y \quad (9)$$

$$0 \leq \Delta\theta_{ij,y} \leq \frac{\Delta\theta_{ij}^{max}}{Y}; \quad \forall (i,j) \in \Omega_l \quad (10)$$

$$m_{ij,y}^s = (2y-1) \frac{\Delta\theta_{ij}^{max}}{Y}; \quad \forall (i,j) \in \Omega_l; \quad y = 1, \dots, Y \quad (11)$$

$$\theta_{ij}^+ \geq 0; \quad \text{and} \quad \theta_{ij}^- \geq 0; \quad (12)$$

Note that $\Delta\theta_{ij,y}$ is a continuous voltage angle variable associated with the Y -th number of piecewise linear functions, which is used to represent active power losses. Equation (7) represents the linearized losses calculated by adding the linear functions. In (8), two slack variables are used to substitute θ_{ij} . In (9) the sum of the slack variables is used to represent the absolute value of θ_{ij} . Equation (10) ensures that the linearization variables do not exceed the pre-established value. Finally, (11) indicates the slope of each linearized line in the Y -th number of linear functions. Figure 1 depicts the linearization of θ_{ij}^2 with Y piece-wise linear functions, where the slope $m_{ij,y}^s$ represents the square of the voltage angle to linearize θ_{ij} .

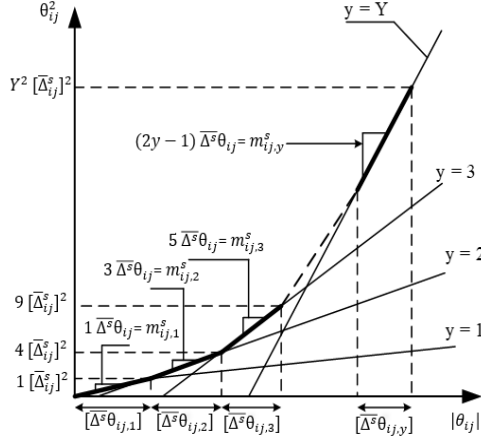


Figure 1: Piecewise linearization of θ_{ij}^2 .

2.2. Series Capacitive Compensation

Series capacitive compensation (SCC) plays a key role in the operation of electrical networks since it modifies the inductive reactance (x_{ij}) of the transmission lines and consequently, its power flow. As power flows are redistributed, in some cases, there might be an alleviation of lines close to overload. In this paper, we propose to modify the transmission line inductive reactance in a given percentage. This is carried out aiming to have identical power flows among parallel lines in a right-of-way. It is assumed that if a line of right-of-way $i-j$ is compensated, then all the other lines in that right-of-way should be equally compensated.

When SCC devices are installed in a transmission line, then the total inductive reactance of the circuit changes; that is, if the inductive reactance of the original circuit is x_{ij} and the reactance associated with the SCC is x_{ij}^{scc} , then the total reactance of the circuit will be as shown in (13), where x_{ij}^{scc} is calculated as a percentage of x_{ij} , and λ_{ij} is a value between 0 and 1 that corresponds to the compensation percentage of the SCC devices installed in the right-of-way $i-j$.

$$x_{ij}^{total} = x_{ij} - x_{ij}^{scc} = x_{ij} - \lambda_{ij}x_{ij} = x_{ij}(1 - \lambda_{ij}) \quad (13)$$

The total inductive susceptance of the compensated right-of-way can be calculated as:

$$\gamma_{ij}^{total} = \frac{1}{x_{ij}(1 - \lambda_{ij})} = \gamma_{ij} \left(\frac{1}{1 - \lambda_{ij}} \right); \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \quad \forall \lambda_{ij} \in [0, 1]; \quad (14)$$

Note that if $\lambda_{ij} = 0$, indicates that the circuits of the right-of-way $i - j$ are not compensated; therefore, γ_{ij}^{total} and γ_{ij} are equal. Otherwise, if $\lambda_{ij} \neq 0$, it indicates that circuits in the right-of-way $i - j$ are compensated.

The cost associated with the optimal placement of SCC devices in the right-of-way $i - j$ is a percentage of the original network circuit investment cost and can be calculated as follows:

$$c_{ij}^{scc} = \beta_{ij} c_{ij} \quad (15)$$

where β_{ij} is a value between 0 and 1, and represents the cost percentage of the SCC devices in the right-of-way $i - j$.

2.3. Modeling of SCC Devices and Active Power Losses in the TNEP Problem

The mathematical model presented in [2] for the multistage TNEP problem is modified in this paper to consider SCC devices and active power losses, and assumes the following form:

$$\text{minimize } v = \sum_{t \in \Omega_t} \left\{ \delta_{inv}^t \left[\sum_{\forall ij \in \Omega_l} c_{ij}^t n_{ij}^t + \sum_{\forall ij \in \Omega_s} \beta_{ij} c_{ij}^t (n_{ij}^o + n_{ij}^t) + \alpha \sum_{\forall i \in \Omega_b} r_i^t \right] \right\} \quad (16)$$

Subject to:

$$S^t f^t - \frac{1}{2} \sum_{ij \in \Omega_l} g_{ij} \sum_{y=1}^Y m_{ij,y}^{s,t} \Delta \theta_{ij,y}^t + g_i^t + r_i^t = d_i^t; \quad \forall (i, j) \in \Omega_l; \quad \forall y = 1, \dots, Y \quad (17)$$

$$f_{ij}^t - (\theta_i^t - \theta_j^t) \left(n_{ij}^o + \sum_{t \in \Omega_t} n_{ij}^t \right) \gamma_{ij} \left(\frac{1}{1 - \lambda_{ij}} \right) = 0; \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \quad (18)$$

$$|f_{ij}^t| \leq \left(n_{ij}^o + \sum_{t \in \Omega_t} n_{ij}^t \right) \bar{f}_{ij}; \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \quad (19)$$

$$\theta_{ij}^t = \theta_{ij}^+ - \theta_{ij}^- \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \quad (20)$$

$$\sum_{y=1}^Y \Delta \theta_{ij,y}^t = \theta_{ij}^+ + \theta_{ij}^- \quad \forall (i, j) \in \Omega_l; \quad \forall y = 1, \dots, Y \quad (21)$$

$$0 \leq \Delta \theta_{ij,y}^t \leq \frac{\Delta \theta_{ij}^{max}}{Y} \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \quad \forall y = 1, \dots, Y \quad (22)$$

$$\theta_{ij}^+ \geq 0; \quad (23)$$

$$\theta_{ij}^- \geq 0; \quad (24)$$

$$0 \leq g_i^t \leq \bar{g}_i^t \quad \forall i \in \Omega_b \quad (25)$$

$$0 \leq r_i^t \leq \bar{r}_i^t \quad \forall i \in \Omega_b \quad (26)$$

$$0 \leq n_{ij}^t \leq \bar{n}_{ij}^t \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \quad (27)$$

$$\sum_{t \in \Omega_t} n_{ij}^t \leq \bar{n}_{ij} \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \quad (28)$$

$$n_{ij}^t \text{ integer}; \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \quad (29)$$

$$\theta_i^t \text{ unbounded}; \quad \forall i \in \Omega_b \quad (30)$$

$$f_{ij}^t \text{ unbounded}; \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \quad (31)$$

$$\gamma_{ij} \text{ discrete}; \quad \forall (i, j) \in \Omega_l \quad (32)$$

Eq. (16) is the objective function that minimizes the total cost of new transmission lines or transformers plus the cost associated with the optimal placement of SCC devices, and also the cost of load shedding.

Constraint (17) represents the power balance for each node. Constraint (19) represents the power flow through each line or transformer and their power flow limits. Constraints (22)-(23) establish the generation and load shedding limits, respectively. The maximum number of circuits that should be added in the right-of-way $i - j$ is enforced in (24). Constraint (25) is an integer variable declaration of the number of circuits that should be added in the right-of-way $i - j$ and, finally, the angle phase limits are shown in constraint (26).

3. Highly Efficient Genetic Algorithm (HEGA)

Genetic algorithms (GAs) are metaheuristic optimization techniques inspired by the process of evolution. GAs adapted to deal with combinatorial problems of high mathematical complexity. In this paper, the GA proposed in [3] is used to solve the static and multistage TNEP problems when power losses and optimal placement of SCC devices are considered.

The main features of the HEGA that make it competitive for solving the PERT are as follows: 1) it employs a fitness and an unfitness function; the former is the total investment costs, while the latter is a measure of the unfeasibility of the proposed solution; 2) only one individual is substituted in the current population in each iteration, and 3) to be included in the current population, the new individual must be better and different than those individuals already in the current population. Several papers have been reported in the specialized literature that resort to this HEGA for solving the TNEP problem [1, 7, 48].

3.1. Codification

Codification plays a key role when solving mathematical optimization problems. A proper codification facilitates the implementation of different stages of the HEGA. The codification adopted in the paper consists of integer variables to represent both the number of circuits added in a given right-of-way and the type of SCC. Figure 2 illustrates the codification adopted in this paper applied to the Garver system. The first section of the vector indicates the addition of new circuits in the respective right-of-way, while the second section establishes the type of SCC. Note for example that this solution candidate considers type 1, 2, and 3 SCC in right-of-ways 3-6, 1-4, and 4-6, respectively. It is worth mentioning that the algorithm must validate the existence of the line before proposing SCC.

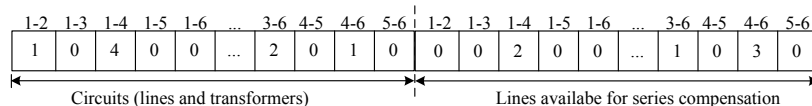


Figure 2: Proposed codification.

3.2. Initial Population

The initial population can be randomly generated bearing in mind the limits of the decision variables or through a constructive heuristic approach. The latter case is implemented in this paper, which provides a better starting point to the HEGA. In this paper, the VGCH algorithm is used to generate a feasible individual (one without load shedding). The other individuals of the initial population are generated from this one by adding random transmission lines or transformers until a population of k_p individuals is reached. Figure 3 shows the codification of the TNEP problem. Note that a three-dimension matrix is considered, in which the third dimension indicates the number of stages.

3.3. Selection

Selection in GAs can be carried out by the roulette method or by the tournament method. Tournament selection is used in this paper. The fundamental idea of the tournament is to randomly choose k_s individuals from the current population to create two groups. In each group, competition is performed among individuals, in order to select the two best ones from each group, who will be the parents.

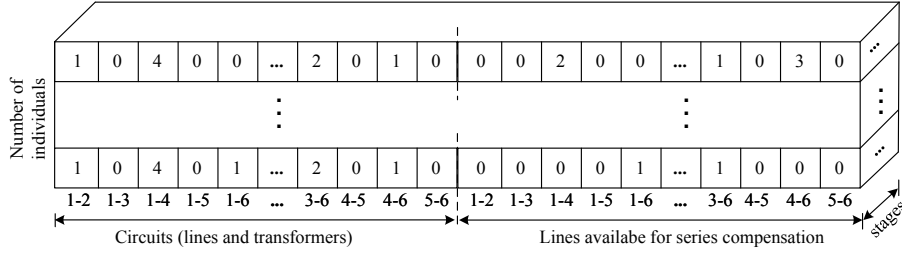


Figure 3: Initial Population.

3.4. Recombination

Once the two best parents are obtained in the selection process, the recombination process begins. This consists of exchanging a part of the information that each parent has, generating two offspring. In the proposed algorithm a single-point recombination is adopted. Then, the objective function is calculated to assess the quality of the newly created individuals, and the best one, that is, the offspring with the lowest investment cost goes to the mutation process. When applying recombination in the SCC it must be validated that the compensations are proposed in existing lines.

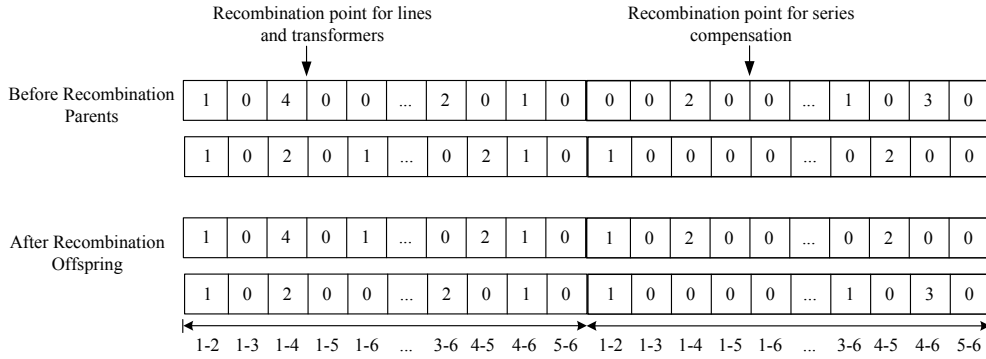


Figure 4: Illustration of the recombination process.

3.5. Mutation

The mutation is a mechanism that allows the introduction of new features in the individuals of the population. This process is performed by adding, eliminating, and/or changing characteristics (lines and/or transformers) in individuals. In Fig. 5 the mutation process is presented, in which an element is added. This process depends on a mutation rate of k_m , which normally ranges from 5 % to 10 %. The mutation must be performed bearing in mind the limits of the decision variables and the feasibility of solutions. For example, if a given right-of-way already has the maximum number of circuits, the mutation operator should not add new circuits. Also, SCC must only be added to existing lines.

3.6. Local improvement

After the selection, recombination, and mutation processes are carried out, a new individual is available. Such individual may be feasible or unfeasible (with or without load shedding). The objective function of the HEGA employed in this paper is divided into two functions: the first one is the fitness function which corresponds to the investment cost, and the second one is the unfitness function, which represents the degree to which a given individual is unfeasible (different from zero). If the new individual is unfeasible it must pass through the stage of improvement of the unfitness function; otherwise, it moves to the improving of the fitness function.

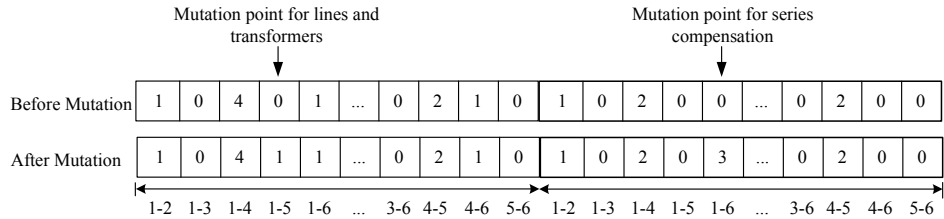


Figure 5: Illustration of the mutation process.

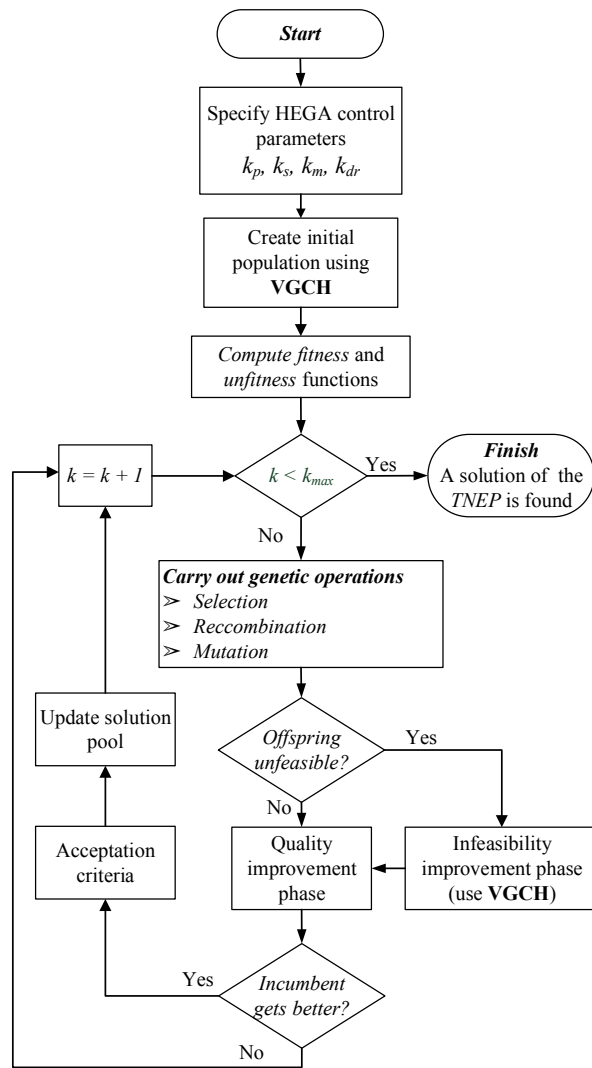


Figure 6: Flowchart of the HEGA

3.6.1. Improvement of the unfitness function

In this step, the VGCH algorithm presented in [15] is used to render the individual feasible; that is to say, with a load shedding equal to zero. The VGCH algorithm is divided into two phases. In Phase I, the power flow limits of the network circuits are disregarded, allowing overloaded circuits. The fundamental idea of this phase is to add circuits to the corridor that has the largest violation of power flow limits. The process is repeated until there are no corridors with overloads. At the end of this step, a configuration without overload is found. Nonetheless, there is the possibility of having unnecessary circuits; therefore, in phase II, these circuits are eliminated according to their cost, without incurring new load shedding.

3.6.2. Improvement of the fitness function

In this step, a feasible individual is obtained thanks to the improvement of the unfitness function. After the steps of selection, recombination, mutation, and improvement of the unfitness function are performed, it may be that the case that the individual has redundant or unnecessary elements (lines, transformers, or SCC devices), leading to investment cost higher than necessary. Therefore, in this step, the unnecessary elements are removed according to the cost of each of them, without changing the load-shedding.

3.7. Acceptation criterion

The following conditions must be met for the new individual to be part of the current population: 1) the individual must be different in k_c characteristics from each individual in the current population, with k_c being the diversity factor. This value is calculated using a k_{dr} diversity rate, which normally ranges from 2 % to 5 %. If the individual is different from all individuals in the population fulfilling the diversity factor, then that individual can be included in the current population, and 2) if the fitness function of the individual is better than one of the worst individual of the current population, then the descendant replaces such individual. The diversity factor can be calculated using Equation (33), where n_i is the total number of circuits in the electrical network.

$$k_c = k_{dr} \times n_i \quad (33)$$

3.8. Stopping criterion

The process stops when a predetermined number of iterations is reached, or when the objective function does not change during a pre-defined number of iterations. Figure 6 shows the flowchart of the proposed algorithm.

4. Test and Results

This section presents the results found by the HEGA to solve the static and multistage TNEP problem. The Garver, IEEE 24-bus, and South Brazilian 46-Bus systems are used to show the applicability of the proposed approach. The data of these systems can be found in [21] or via authors. Four tests were performed for each electrical network. Test 1 corresponds to the traditional planning (static or multistage), test 2 corresponds to the planning considering SCC devices, test 3 corresponds to the planning considering active power losses, and test 4 corresponds to the planning considering both SCC devices and active power losses. The number of piecewise linear blocks is $Y = 5, 7$ and 10 for the Garver system, IEEE-24 bus test system and the South Brazilian 46-bus system, respectively.

For all simulations, the penalty factor α is equal to 1 US\$MW and the maximum voltage angle θ_{ij}^{max} is equal to $\pi/4$ [49]. To solve the TNEP problem considering active power losses the number of linear piecewise blocks is $Y = 5$.

Table 1 presents the types of SCC devices implemented in the tests. Note that the compensation rate and installation cost of each type of SCC are indicated in columns 2 and 3, respectively. The compensation levels presented in Table 1 are fixed considering values within the range recommended in [50]. Also, the compensation costs for each case were assumed as a percentage of the investment cost of the transmission line. Also, it is considered that the higher the cost of the capacitor bank, the higher is its compensation.

All of the algorithms proposed in this paper are implemented in the C++ programming language. The simulations are executed using a personal computer with an Intel® Core (TM) i7-8850H processor (2.6 GHz) with 16 GB of RAM.

Table 1: Series Capacity Compensation Types

Type	Compensation rate (% of circuit reactance)	Compensation cost (% of circuit inves. cost)
1	30%	10%
2	40%	15%
3	50%	20%

4.1. Static TNEP

To solve the static TNEP problem only one stage is considered ($t=1$) in Equations (16)-(32). In this case, the annual discount rate (I) is zero, which leads to a nominal cost of 1 for this stage ($\delta_{inv}^{t=1} = 1$). The number of constraints of the static TNEP is smaller compared to the multistage problem, so the computational effort is lower.

4.1.1. Garver system

The Garver system has 6 buses and 15 right-of-ways for the addition of new circuits (lines and transformers). The generation capacity is 1,110 MW and the expected demand is 760 MW. In this case, it is supposed a maximum of 4 circuits in each right-of-way. For all simulations a population of 20 individuals (k_p) was considered, with k_s equal to 3%, k_{dr} equal to 5% and k_m equal to 5% (selection, diversification and mutation rates, respectively).

Test 1: The best solution found by HEGA for the static TNEP problem without SCC and active power losses has a total investment cost of US\$110.00 $\times 10^6$ and no load shedding. This solution is equal to the one reported in [21]. This solution is found by the HEGA after executing 46 LPs with a computational time of 0.047 min. The found configuration is: $n_{3-5} = 1$, and $n_{4-6} = 3$.

Test 2: The solution found by HEGA for the static TNEP problem with SCC and without active power losses is equal to test 1 (no lines compensation).

Test 3: The best solution found by HEGA for the static TNEP problem considering active power losses and without SCC has a total investment cost of US\$130.00 $\times 10^6$ and no load shedding. This solution is found by the HEGA after executing 13 LPs with a computational time of 0.046 min. The found configuration is: $n_{2-3} = 1$, $n_{3-5} = 1$, $n_{4-6} = 3$.

Test 4: The best solution found by HEGA for the static TNEP problem with SCC and active power losses has a total investment cost of US\$116.00 $\times 10^6$ and no load shedding. This solution is found by the HEGA after executing 139 LPs with a computational time of 0.18 min. The total active power loss is equal to 36.625MW. The added circuits have an investment cost equal to US\$110.00 $\times 10^6$, and are added in the following right-of-ways: $n_{2-6} = 1$, $n_{3-5} = 1$, and $n_{4-6} = 2$. The investment cost of the SCC devices is equal to US\$6.00 $\times 10^6$, and the compensated line is: $n_{4-6} = 2$ (type 1).

4.1.2. IEEE 24-bus system

The IEEE 24-bus has 24 buses and 41 right-of-ways for the addition of new circuits. The generation capacity is 10,215MW, and the demand is 8,550MW. This system has a limit of 5 circuits that can be added in each right-of-way. In this case, a population of 40 individuals (k_p) was considered, with k_s equal to 3%, k_{dr} equal to 5% and k_m equal to 5% (selection, diversification and mutation rates, respectively).

Test 1: The best solution found by the HEGA for the static TNEP problem without SCC and active power losses has a total investment cost of US\$152.00 $\times 10^6$ and no load shedding. This solution is equal to the one reported in [21]. The TNEP problem is solved by the HEGA after executing 46 LPs with a computational time of 0.046 minutes. The configuration found is: $n_{6-10} = 1$, $n_{7-8} = 2$, $n_{10-12} = 1$, and $n_{14-16} = 1$.

Test 2: The solution found by the proposed approach for the static TNEP problem with SCC and without active power losses is equal to the one of test 1 (no lines compensation).

Test 3: The best solution found by the HEGA for the static TNEP problem considering active power losses and without SCC devices has a total investment cost of US\$182.00 $\times 10^6$ and no load shedding. This solution is found by the HEGA after executing 20 LPs with a computational time of 0.06 min. The configuration found is: $n_{6-10} = 1$, $n_{7-8} = 2$, $n_{10-12} = 1$, $n_{14-16} = 1$, and $n_{20-23} = 1$.

Test 4: The best solution found by HEGA for the static TNEP problem with SCC devices and active power losses has a total investment cost of US\$154.40 $\times 10^6$ and no load shedding. This solution is found by the HEGA after executing 8,170 LPs with a computational time of 3.3 min. The total active power loss is equal to 225.525MW. The added circuits have an investment cost of US\$152.00 $\times 10^6$, and are added in the following right-of-ways: $n_{6-10} = 1$,

$n_{7-8} = 2$, $n_{10-12} = 1$, and $n_{14-16} = 1$. On the other hand, the SCC devices have an investment cost of $\text{US}\$2.40 \times 10^6$, and the compensated line is: $n_{15-16} = 2$ (type 1).

4.1.3. South Brazilian 46-bus system

The South Brazilian 46-bus system has 46 buses and 71 right-of-ways for the addition of new circuits. The generation is 10,545MW, and the demand is 6,880MW. This system has no limits in the number of circuits that can be added to the right-of-ways. In this case, a population of 50 individuals (k_p) was considered, with k_s equal to 4%, k_{dr} equal to 5% and k_m equal to 5% (selection, diversification and mutation rates, respectively).

Test 1: The best solution found by the proposed approach for the static TNEP problem without SCC and active power losses has a total investment cost of $\text{US}\$72.87 \times 10^6$ and no load shedding. The solution is equal to the one reported in [21]. This solution is found by the HEGA after executing 274 LPs with a computational time of 0.131 min. The found configuration is: $n_{2-5} = 1$, $n_{13-20} = 1$, $n_{20-23} = 1$, $n_{20-21} = 2$, $n_{42-43} = 1$, $n_{46-6} = 1$, and $n_{5-6} = 1$.

Test 2: The solution found by the algorithm for the static TNEP problem with SCC and without active power losses has a total investment cost of $\text{US}\$64.98 \times 10^6$ and no load shedding. This solution is found by the HEGA after solving 3,154 LPs with a computational time of 2.28 min. The added circuits have a total investment cost of $\text{US}\$63.16 \times 10^6$, and are added in the following right-of-ways: $n_{20-23} = 1$, $n_{20-21} = 2$, $n_{42-43} = 1$, $n_{46-6} = 1$, $n_{5-6} = 2$. The SCC devices have investment cost equal to $\text{US}\$1.82 \times 10^6$, and the compensated lines are: $n_{5-8} = 1$ (type 1), and $n_{13-20} = 1$ (type 2).

Test 3: The best solution found by the HEGA for the static TNEP problem considering active power losses and without SCC has a total investment cost of $\text{US}\$75.90 \times 10^6$ and no load shedding. This solution is found by the HEGA after solving 608 LPs with a computational time of 0.36 min. The found configuration is: $n_{18-20} = 1$, $n_{20-23} = 1$, $n_{20-21} = 2$, $n_{42-43} = 1$, $n_{46-6} = 1$, and $n_{5-6} = 2$.

Test 4: The best solution found by the HEGA for the static TNEP problem with SCC and active power losses has a total investment cost of $\text{US}\$75.45 \times 10^6$ and no load shedding. The active power loss equal to 642.664MW. This solution is found by the HEGA after solving 16,698 LPs with a computational time of 9.84 min. The added circuits have an investment cost equal to $\text{US}\$74.73 \times 10^6$, and are added in the following right-of-ways: $n_{13-18} = 1$, $n_{20-23} = 1$, $n_{20-21} = 2$, $n_{42-43} = 1$, $n_{46-6} = 1$, and $n_{5-6} = 2$. The SCC devices have an investment cost of $\text{US}\$0.713 \times 10^6$, and the compensated line is: $n_{13-20} = 1$ (type 1).

4.2. Multistage TNEP problem

The tests for the multistage TNEP problem were simulated with an annual discount rate $I = 10\%$ and considering three stages, named in this paper as P1, P2, and P3. In this case, the circuits that are added in P1, are presented in the objective function with their nominal costs, and the costs of the circuits added in P2, and P3 are multiplied by 0.729 and 0.478, respectively as indicated in [2].

4.3. Garver system

Test 1: The best solution found by the HEGA for the multistage TNEP problem without SCC and active power losses have a total investment cost of $\text{US}\$80.79 \times 10^6$ and no load shedding. This solution is equal to the one reported in [21] after solving 924 LPs with a computational time of 0.277 min, and the configuration is:

- **Stage P1** ($\text{US}\$30.00 \times 10^6$)
 - Added circuits ($\text{US}\$ 30.00 \times 10^6$): $n_{4-6} = 1$
- **Stage P2** ($\text{US}\$36.45 \times 10^6$)
 - Added circuits ($\text{US}\$50.00 \times 10^6$): $n_{3-5} = 1$, $n_{4-6} = 1$
- **Stage P3** ($\text{US}\$14.34 \times 10^6$)
 - Added circuits ($\text{US}\$30.0 \times 10^6$): $n_{4-6} = 1$

Test 2: The solution found by the HEGA for the multistage TNEP with SCC is equal to the one of test 1.

Test 3: The best solution found by the HEGA for the multistage TNEP problem considering power losses presents a total investment cost of $\text{US}\$90.35 \times 10^6$, and no load shedding. This solution is found after solving 571 LPs with a computational time of 0.241 min, and the configuration is:

- **Stage P1** (US\$30.00 $\times 10^6$)
 - Added circuits (US\$30.00 $\times 10^6$): $n_{4-6} = 1$
 - Power losses = 19.267 MW
- **Stage P2** (US\$36.45 $\times 10^6$)
 - Added circuits (US\$50.00 $\times 10^6$): $n_{2-6} = 1, n_{3-5} = 1$
 - Power losses = 27.673 MW
- **Stage P3** (US\$17.21 $\times 10^6$)
 - Added circuits (US\$50.0 $\times 10^6$): $n_{2-3} = 1, n_{4-6} = 1$
 - Power losses = 31.643 MW

Test 4: The best solution found by the HEGA for the multistage TNEP with SCC and power losses has a total investment of US\$82.22 $\times 10^6$, and no load shedding. This solution is found after solving 12,415 LPs with a computational time of 3.94 min, and the configuration is:

- **Stage P1** (US\$30.00 $\times 10^6$)
 - Added circuits (US\$30.00 $\times 10^6$): $n_{4-6} = 1$
 - Power losses P1 = 19.607 MW
 - No compensated lines.
- **Stage P2** (US\$36.45 $\times 10^6$)
 - Added circuits (US\$50.00 $\times 10^6$): $n_{3-5} = 1, n_{4-6} = 1$
 - Power losses P1 = 27.531MW
 - No compensated lines.
- **Stage P3** (US\$15.77 $\times 10^6$)
 - Added circuits (US\$30.0 $\times 10^6$): $n_{4-6} = 1$
 - Power losses P1 = 36.045MW
 - Compensated line (US\$1.434 $\times 10^6$) $n_{4-6} = 1$, compensation type = 1.

4.3.1. IEEE 24-bus system

The solution for the multistage planning with generations PG1 = 10,215 MW, PG2 = 10,726 MW, PG3 = 11,262 MW and demands PD1 = 8,560 MW, PD2 = 8,988 MW, PD3 = 9,437 MW has a total investment cost of US\$227.26 $\times 10^6$. The number of linear blocks was Y = 8. The following is the topology found:

- **Stage P1** (US\$152.264 $\times 10^6$)
 - Added circuits (US\$152.00 $\times 10^6$): $n_{6-10} = 1, n_{7-8} = 2, n_{10-12} = 1$ e $n_{14-16} = 1$
 - Power losses = 220.47 MW
 - No compensated lines.
- **Stage P2** (US\$48.114 $\times 10^6$)
 - Added circuits (US\$66.00 $\times 10^6$): $n_{12-13} = 1$
 - Power losses = 232.373 MW
 - No compensated lines.
- **Stage P3** (US\$27.150 $\times 10^6$)
 - Cost and Topology (US\$30.00 $\times 10^6$): e $n_{20-23} = 1$
 - Power losses P3 = 263.24MW
 - Compensated lines (US\$26.80 $\times 10^6$) $n_{1-3}^0 = 1$ type 3, $n_{2-6}^0 = 1$ type 1 e $n_{14-16}^0 = 1$, type 3.

4.3.2. South Brazilian 46-bus system

The total investment cost of the multi stage planning for the South Brazilian 46-bus system is US\$ 191.68×10^6 . Every stage has its own cost with generating PG1 = 10,845 MW, PG2 = 10,895 MW and PG3 = 10,895 MW and demands of 7,743.52 MW, 8,976.83 MW and 10,406.2 MW for P1 , P2 and P3, respectively. The following topologies were obtained for each stage:

- **Stage P1** (US\$ 116.10×10^6)
 - Added circuits (US\$ 116.10×10^6): $n_{20-14} = 1, n_{20-21} = 1, n_{42-43} = 2, n_{46-6} = 1, n_{19-25} = 1, n_{24-25} = 2$ and $n_{5-6} = 2$
 - Power losses = 406.39 MW
 - No compensated lines.
- **Stage P2** (US\$ 47.582×10^6)
 - Added circuits (US\$ 43.558×10^6): $n_{2-5} = 1, n_{20-21} = 1, n_{31-41} = 1, n_{40-41} = 1$ e $n_{5-6} = 1,$
 - Power losses = 943.512MW
 - No compensated lines.
- **Stage P3** (US\$ 31.433×10^6)
 - Added circuits (US\$ 65.76×10^6): $n_{13-18} = 1, n_{18-20} = 1, n_{18-19} = 1, n_{42-43} = 1, n_{28-31} = 1$ and $n_{41-43} = 1$
 - Power losses = 1064.23 MW
 - Compensated lines (US\$ 1.23×10^6) $n_{20-21}^0 = 1$ type 2.

5. Critical Analysis of the Results

This section presents some analyzes and discussions of static and multistage planning. In the static planning of the Garver system using the proposed methodology, a difference of 14.00×10^6 US\$ is found, i.e 10.78 % cheaper than the planning without CCS. For the multistage planning of the same system, $6,690 \times 10^6$ US\$ is found, that is, 7,405% more economical than planning without CCS. For the IEEE-24 static bus system, it was $27,600 \times 10^6$ US\$, that is, 15,165% more economical than planning without CCS, and for multistage planning, it was $11,090 \times 10^6$ US\$, that is, 4,653 % more economical than planning without CCS. The expansion cost for the southern Brazilian system in the static planning was 0.450×10^6 US\$, that is, 0.593% more economical than planning without CCS, and for the multistage planning it was 3.40×10^6 US \$, that is, 1,743 % cheaper than planning without CCS.

According to Figure (7) the Garver system in topology (a) presents an investment cost of 110.00×10^6 US \$ with 4 new circuits, which matches the optimal planning reported in the specialized literature for this system. Topology (b) shows the optimal planning of the same system considering the effect of power losses. In this case, the investment costs increase to US\$ 130.00×10^6 US \$, and 5 transmission lines are added. This extra cost is attributable to the effect of power losses and evidences the importance of considering them to reach more accurate expansion plans. The result of the planning considering power losses and CCS devices is depicted in Topology (c). In this case, an investment cost of 116.00×10^6 US \$ is required. Note that the introduction of CCS devices allows an important reduction of the expansion planning cost. Due to the installation of the CCS devices, a transmission line is removed from the n_{2-3} corridor. The installation of the CCS device is carried out in the n_{4-6} corridor.

Figure 7 depicts the Garver system with its respective power flows, where power losses are highlighted in blue color. Note that the power flows in some corridors increase when CCS devices are installed, and therefore, it is assumed that these corridors are compensated. Also, it can be seen a reduction in power flows in some corridors diminishing when the CCS devices are installed, due to the change of the reactance in the respective circuit [47].

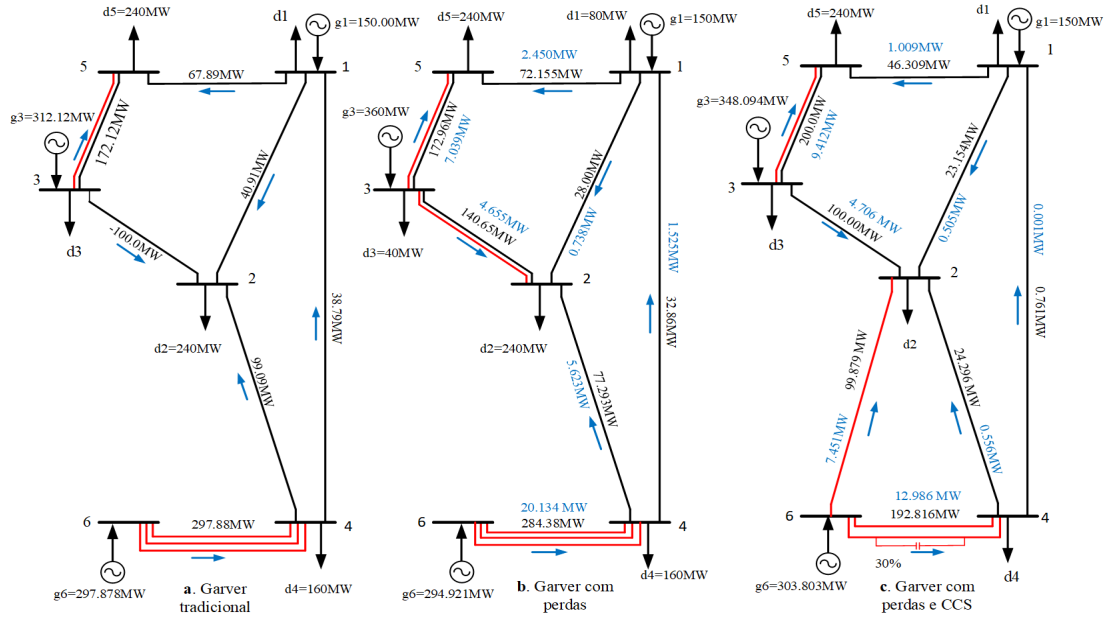


Figure 7: Optimal solution for the Garver system with power losses and SCC

6. Conclusions

Currently, many heuristic and metaheuristic algorithms have been applied for solving the TNEP problem; nonetheless, there are no research works that consider transmission power losses and the installation of SCC devices together within this problem. This paper presented a methodology for solving the TNEP considering power losses for the static and multistage instances of the problem. Furthermore, the VGCH algorithm was implemented to turn the expansion configurations feasible. It was found that the investment cost was considerably reduced in some systems by including SCC devices. In addition, the results show the redistribution of power flows when SCC devices are installed. In this case, there is an alleviation of the system congestion moving lines away from their maximum operating limits.

On the other hand, the consideration of power losses in the TNEP problem allows a better approximation of the operating system. The proposed formulation for the mathematical model in this paper allows finding an accurate optimal solution and is flexible enough to add new transmission lines and SCC devices. The tests, simulations, and results in different test systems evidenced the efficiency and applicability of the proposed approach.

7. Acknowledgments

The authors would like to thank **Capes-Brazil** for the financial support.

References

- [1] I. J. Silva, M. J. Rider, R. Romero, C. A. Murari, Genetic algorithm of chu and beasley for static and multistage transmission expansion planning, *IEEE Transactions on Power Systems*.
- [2] A. H. Escobar, R. A. Gallego, R. Romero, Multistage and coordinated planning of the expansion of transmission systems, *IEEE Transactions on Power Systems* 19 (2) (2004) 735–744. doi:10.1109/TPWRS.2004.825920.
- [3] L. A. Gallego, L. P. Garcés, M. Rahmani, R. A. Romero, High-performance hybrid genetic algorithm to solve transmission network expansion planning, *IET Generation, Transmission Distribution* 11 (5) (2017) 1111–1118.
- [4] R. R. Gallego Romero, A. Montecelli, Transmission system expansion planning by extended genetic algorithm, in *Proc. Inst. Elect. Eng.—Generation, Transmission, and Distribution*, 145 (1998) 329–335.

- [5] N. D. H. George A. Orfanos Pavlos S. Georgilakis, Transmission expansion planning of systems with increasing wind power integration, *IEEE transaction on power systems* 28 (2013) 1355–1362.
- [6] A. H. Dominguez, L. H. Macedo, A. H. Escobar, R. Romero, Multistage security-constrained hvac/hvdc transmission expansion planning with a reduced search space, *IEEE Transactions on Power Systems* 32 (6) (2017) 4805–4817.
- [7] R. Romero, M. J. Rider, I. d. J. Silva, A metaheuristic to solve the transmission expansion planning, *IEEE Transactions on Power Systems* 22 (4) (2007) 2289–2291.
- [8] S. Lumbresas, A. Ramos, How to solve the transmission expansion planning problem faster: acceleration techniques applied to benders’ decomposition, *IET Generation, Transmission Distribution* 10 (10) (2016) 2351–2359. doi:10.1049/iet-gtd.2015.1075.
- [9] S. Lumbresas, A. Ramos, Transmission expansion planning using an efficient version of benders’ decomposition. a case study, in: 2013 IEEE Grenoble Conference, 2013, pp. 1–7. doi:10.1109/PTC.2013.6652091.
- [10] S. Dehghan, H. Saboori, A. Kazemi, S. Jadid, Transmission network expansion planning using a dea-based benders decomposition, 2010 18th Iranian Conference on Electrical Engineering (2010) 955–960.
- [11] O. F. da Silva Gomes, Dynamic and static transmission network expansion planning via harmony search and branch and bound on a hybrid algorithm, In *EPIA conference on artificial intelligence* (2017) 271–282.
- [12] E. N. Asada, E. Carreno, R. Romero, A. V. Garcia, A branch-and-bound algorithm for the multi-stage transmission expansion planning, in: *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005, 2005*, pp. 171–176 Vol. 1. doi:10.1109/PES.2005.1489071.
- [13] S. Haffner, A. Monticelli, A. Garcia, R. Romero, Specialised branch-and-bound algorithm for transmission network expansion planning, *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution* 148 (5) (2001) 482–488.
- [14] L. Garver, Transmission network estimation using linear programming, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems PAS-89* (7) (1970) 1688–1697. doi:10.1109/tpas.1970.292825.
- [15] R. Villasana, L. L. Garver, S. J. Salon, Transmission network planning using linear programming, *IEEE Power Engineering Review PER-5* (2) (1985) 36–37.
- [16] S. L. Gbadamosi, N. I. Nwulu, U. Damisa, Impact of power losses on optimal expansion planning using quadratic programming, 2019 IEEE 6th International Conference on Engineering Technologies and Applied Sciences (ICETAS) (2019) 1–4doi:10.1109/ICETAS48360.2019.9117363.
- [17] N. Alguacil, A. L. Motto, A. J. Conejo, Transmission expansion planning: a mixed-integer lp approach, *IEEE Transactions on Power Systems* 18 (3) (2003) 1070–1077.
- [18] Z. Hamouz, A. Al-Faraj, Transmission expansion planning using nonlinear programming, *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference I* (2002) 50 – 55 vol.1. doi:10.1109/TDC.2002.1178259.
- [19] D. Tejada, J. M. López-Lezama, M. J. Rider, G. Vinasco, Transmission network expansion planning considering repowering and reconfiguration, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 69 (2015) 213 – 221. doi:https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.01.008.
URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061515000277>
- [20] S. Manrique, A. A. Kida, A. Alvarez, L. Gallego, Algoritmos heurísticos aplicados ao planejamento de redes de transmissao, *XLVII SBPO Simposio brasileiro de pesquisa de operacao*.
- [21] R. Romero, A. Monticelli, A. Garcia, S. Haffner, Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning, *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-* 149 (2002) 27 – 36. doi:10.1049/ip-gtd:20020026.
- [22] Z. Wu, X. Du, W. Gu, X. Zhang, J. Li, Automatic selection method for candidate lines in transmission expansion planning, *IEEE Access* 6 (2018) 11605–11613.
- [23] I. Mendonça, I. Junior, B. Dias, A. Marcato, Identification of relevant routes for static expansion planning of electric power transmission systems, *Electric Power Systems Research* 140. doi:10.1016/j.epsr.2016.05.011.
- [24] P. C. Chu, J. E. Beasley, A genetic algorithm for the generalised assignment problem, *Computers & Operations Research* 24 (1) (1997) 17–23.
- [25] I. F. Prado, L. P. Garces, Chu-beasley genetic algorithm applied to the allocation of distributed generation, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*.
- [26] Z. Hamouz, A. Mantawy, H. Al-Duwaish, I. El-Amin, A. Al-Faraj, Transmission expansion planning based on tabu search algorithm, *Proceedings of the 16th European Conference on Artificial Intelligence*.
- [27] A. M. L. da Silva, L. A. da Fonseca Manso, L. C. de Resende, L. S. Rezende, Tabu search applied to transmission expansion planning considering losses and interruption costs, *Proceedings of the 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems* (2008) 1–7.
- [28] R. Romero, R. A. Gallego, A. Monticelli, Transmission system expansion planning by simulated annealing, *IEEE Transactions on Power Systems* 11 (1) (1996) 364–369.
- [29] R. A. Gallego, A. Monticelli, R. Romero, Transmission system expansion planning by an extended genetic algorithm, *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution* 145 (3) (1998) 329–335.
- [30] S. P. Leeprechanon N P. Limsakul, Optimal transmission expansion planning using ant colony optimization, *Journal of Sustainable Energy & Environment* 1 (2010) 71–76.
- [31] F. Martínez-Álvarez, G. Cortés, J. Torres, D. Gutiérrez-Avilés, L. Melgar-García, R. Pérez-Chacón, C. Rubio-Escudero, J. Riquelme, A. Troncoso, Coronavirus optimization algorithm: A bioinspired metaheuristic based on the covid-19 propagation model, *University of Seville ES- 41012, Seville Spain*.
- [32] M. Rahmani, R. A. Romero, M. J. Rider, M. Paredes, Domain reduction using grasp construction phase for transmission expansion planning problem, *European Conference on Evolutionary Computation in Combinatorial Optimization* (2012) 87–98.

- [33] Hiroyuki Mori, Kojiro Shimomugi, Transmission network expansion planning with scatter search, 2007 IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics (2007) 3749–3754 [doi:10.1109/ICSMC.2007.4413900](https://doi.org/10.1109/ICSMC.2007.4413900).
- [34] A. Escobar Zuluaga, R. Gallego, E. Toro, Path-relinking algorithm applied to transmission system expansion planning problem, Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia (2010) 185–195.
- [35] S. L. de Sena Tagliailenha, R. A. R. Lázaro, Electric Transmission Network Expansion Planning with the Metaheuristic Variable Neighbourhood Search, IntechOpen, 2019.
- [36] P. Maghouli, S. H. Hosseini, M. O. Buygi, M. Shahidehpour, A multi-objective framework for transmission expansion planning in deregulated environments, IEEE Transactions on Power Systems 24 (2) (2009) 1051–1061.
- [37] F. Ugranli, E. Karatepe, Multi-objective transmission expansion planning considering minimization of curtailed wind energy, International Journal of Electrical Power & Energy Systems 65. [doi:10.1016/j.ijepes.2014.10.031](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.10.031).
- [38] H. Mori, Y. Iimura, Transmission network expansion planning with a hybrid meta-heuristic method of parallel tabu search and ordinal optimization, 2007 International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems, ISAP (2007) 1 – 6 [doi:10.1109/ISAP.2007.4441614](https://doi.org/10.1109/ISAP.2007.4441614).
- [39] M. Cortes-Carmona, R. Palma-Behnke, O. Moya, Transmission network expansion planning by a hybrid simulated annealing algorithm, 2009 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems (2009) 1–7 [doi:10.1109/ISAP.2009.5352951](https://doi.org/10.1109/ISAP.2009.5352951).
- [40] L. Wong, A Review of Transmission Losses in Planning Studies, alifornia Energy Commission, 2011.
- [41] A. Dominguez, A. Escobar Zuluaga, R. Gallego, An milp model for the static transmission expansion planning problem including hvac/hvdc links, security constraints and power losses with a reduced search space, Electric Power Systems Research 143. [doi:10.1016/j.epsr.2016.10.055](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.10.055).
- [42] S. de la Torre, A. J. Conejo, J. Contreras, Transmission expansion planning in electricity markets, IEEE Transactions on Power Systems 23 (1) (2008) 238–248.
- [43] H. Zhang, G. T. Heydt, V. Vittal, J. Quintero, An improved network model for transmission expansion planning considering reactive power and network losses, IEEE Transactions on Power Systems 28 (3) (2013) 3471–3479.
- [44] E. J. de Oliveira, I. C. da Silva, J. L. R. Pereira, S. Carneiro, Transmission system expansion planning using a sigmoid function to handle integer investment variables, IEEE Transactions on Power Systems 20 (3) (2005) 1616–1621. [doi:10.1109/TPWRS.2005.852065](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.852065).
- [45] E. De Oliveira, C. Moraes, L. Oliveira, L. Honório, R. Poubel, Efficient hybrid algorithm for transmission expansion planning, Electrical Engineering 100 (4) (2018) 2765–2777.
- [46] D. Z. Fitiwi, L. Olmos, M. Rivier, F. Cuadra, I. J. Pérez-Arriaga, Finding a representative network losses model for large-scale transmission expansion planning with renewable energy sources, Energy 101 (2016) 343–358.
- [47] L. Gallego, L. Garcés, J. Contreras, Optimal placement of series capacitive compensation in transmission network expansion planning, Journal of Control, Automation and Electrical Systems 31. [doi:10.1007/s40313-019-00534-2](https://doi.org/10.1007/s40313-019-00534-2).
- [48] A. H. Domínguez, A. Escobar Z., R. A. Gallego, Transmission expansion planning considering conductor proposals with different wire size and technology, 2014 IEEE PES Transmission Distribution Conference and Exposition - Latin America (PES T D-LA) (2014) 1–6 [doi:10.1109/TDC-LA.2014.6955197](https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2014.6955197).
- [49] H. Zhang, V. Vittal, G. T. Heydt, J. Quintero, A mixed-integer linear programming approach for multi-stage security-constrained transmission expansion planning, IEEE Transactions on Power Systems 27 (2) (2011) 1125–1133.
- [50] R. G. Anderson, P. M.; Farmer, Series Compensation of Power Systems, California, EUA: PBLSH, Inc., 1996.

Highlights

- The static and multistage transmission network expansion planning (TNEP) is approached
- A highly efficient genetic algorithm is implemented to solve the TNEP
- Series capacitive compensation and active power losses are considered within the TNEP
- Linearization of active power losses is done through piecewise linear functions.

Londrina, April 30, 2021.

Editor in Chief
Electric Power System Research

Enclosed is the manuscript entitled **“TRANSMISSION NETWORK EXPANSION PLANNING CONSIDERING OPTIMAL ALLOCATION OF SERIES CAPACITIVE COMPENSATION AND ACTIVE POWER LOSSES”** by Dany H. Huanca, Luis Alfonso Gallego Pareja and Jesús María López-Lezama to be considered for publication as a research article in *Electric Power System Research*.

This paper proposes a modeling and solution approach to the static and multistage transmission network expansion planning (TNEP) problem considering series capacitive compensation (SCC) and active power losses. The TNEP is formulated as a mixed integer nonlinear programming (MINLP) problem and solved through a metaheuristic approach based on the Chu-and-Beasley genetic algorithm (CBGA).

Each author confirms that this manuscript has not been previously published and is not currently under consideration by any other journal. Additionally, all the authors have approved the contents of this manuscript and have agreed to the *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*' submission policies.

Each named author has substantially contributed to conducting the underlying research and drafting this manuscript. Additionally, to the best of our knowledge, the named authors have no conflict of interest, financial or otherwise.

Thank you once again for your assistance with this manuscript.

Sincerely,

Luis Alfonso Gallego Pareja
State University of Londrina
Department of Electrical Engineering
Rod. Celso Garcia Cid – PR445
CEP: 86057-970
Londrina - Paraná – Brazil

Londrina, april 30, 2021.

Editor in Chief
Electric Power System Research

Enclosed is the manuscript entitled “**TRANSMISSION NETWORK EXPANSION PLANNING CONSIDERING OPTIMAL ALLOCATION OF SERIES CAPACITIVE COMPENSATION AND ACTIVE POWER LOSSES**” by Dany H. Huanca, Luis Alfonso Gallego Pareja and Jesús María López-Lezama to be considered for publication as a research article in *Electric Power System Research*.

Each named author has substantially contributed to conducting the underlying research and drafting this manuscript. Additionally, to the best of our knowledge, the named authors have no conflict of interest, financial or otherwise.

Thank you once again for your assistance with this manuscript.

Sincerely,

Luis Alfonso Gallego Pareja
State University of Londrina
Department of Electrical Engineering
Rod. Celso Garcia Cid – PR445
CEP: 86057-970
Londrina - Paraná – Brazil

B Dados para o planejamento estático

B.1 Dados das barras e dados das linhas

Neste Apêndice, é apresentado todos os dados para o planejamento estático.

B.1.1 Sistema Garver caso I e II

Tabela B.1.1 – Dados Barras - Garver

Descrição		Caso I		Caso II	
Bus	Tipo	Geração	Demanda	Geração	Demanda
1	3	150	80	50	80
2	0	.00	240	.00	240
3	0	360	40	165	40
4	0	.00	160	.00	160
5	0	00	240	00	240
6	0	600	.00	545	.00

Fonte: Garver-1975

Tabela B.1.2 – Dados Linhas - Garver

Bus i	Bus j	N^o ij	R_{ij} Ω - ohm	X_{ij} Ω - ohm	F_{max} MW	Custo 1×10^6 US\$	N_{max} linha
1	2	1	.100	.40000	100	40	4
1	3	0	.090	.38000	100	38	4
1	4	1	.150	.60000	80	60	4
1	5	1	.050	.20000	100	20	4
1	6	0	.170	.68000	70	68	4
2	3	1	.050	.20000	100	20	4
2	4	1	.100	.40000	100	40	4
2	5	0	.080	.31000	100	31	4
2	6	0	.080	.30000	100	30	4
3	4	0	.150	.59000	82	59	4
3	5	1	.050	.20000	100	20	4
3	6	0	.120	.48000	100	48	4
4	5	0	.160	.63000	75	63	4
4	6	0	.080	.30000	100	30	4
5	6	0	.150	.61000	78	61	4

Fonte: Garver-1975

B.1.2 Sistema IEEE-24 Barras**Tabela B.1.3** – Dados Barras - IEEE -24

Bus	Tipo	Geração	Demanda	Bus	Tipo	Geração	Demanda
1	0	576	324	13	0	177 3	795
2	0	576	291	14	0	0	582
3	0	0	540	15	0	645	951
4	0	0	22	16	0	465	300
5	0	0	213	17	0	0	0
6	0	0	408	18	0	120 0	999
7	0	900	375	19	0	0	543
8	0	0	513	20	0	0	384
9	0	0	525	21	0	120 0	0
10	0	0	585	22	0	900	0
11	0	0	0	23	3	1980	0
12	0	0	0	24	0	0	0

Fonte: IEEE-24

Tabela B.1.4 – Dados linhas - IEEE-24

Bus i	Bus j	N^o ij	R_{ij} Ω - ohm	X_{ij} Ω - ohm	F_{max} MW	Custo 1×10^6 US\$	N_{max} linha
1	2	1	0.0026	0.0139	175	3	5
1	3	1	0.0546	0.2112	175	55	5
1	5	1	0.0218	0.0845	175	22	5
2	4	1	0.0328	0.1267	175	33	5
2	6	1	0.0497	0.1920	175	50	5
3	9	1	0.0308	0.1190	175	31	5
3	24	1	0.0023	0.0839	400	50	5
4	9	1	0.0268	0.1037	175	27	5
5	10	1	0.0228	0.0883	175	23	5
6	10	1	0.0139	0.0605	175	16	5
7	8	1	0.0159	0.0614	175	16	5
8	9	1	0.0427	0.1651	175	43	5
8	10	1	0.0427	0.1651	175	43	5
9	11	1	0.0023	0.0839	400	50	5

B.1.3 Sistema sul brasileiro 46-Barras

Bus i	Bus j	N^o ij	R_{ij} Ω - ohm	X_{ij} Ω - ohm	F_{max} MW	Custo 1×10^6 US\$	N_{max} linha
9	12	1	0.0023	0.0839	400	50	5
10	11	1	0.0023	0.0839	400	50	5
10	12	1	0.0023	0.0839	400	50	5
11	13	1	0.0061	0.0476	500	66	5
11	14	1	0.0054	0.0418	500	58	5
12	13	1	0.0061	0.0476	500	66	5
12	23	1	0.0124	0.0966	500	134	5
13	23	1	0.0111	0.0865	500	120	5
14	16	1	0.0050	0.0389	500	54	5
15	16	1	0.0022	0.0173	500	24	5
15	21	2	0.0063	0.0490	500	68	5
15	24	1	0.0067	0.0519	500	72	5
16	17	1	0.0033	0.0259	500	36	5
16	19	1	0.0030	0.0231	500	32	5
17	18	1	0.0018	0.0144	500	20	5
17	22	1	0.0135	0.1053	500	146	5
18	21	2	0.0033	0.0259	500	36	5
19	20	2	0.0051	0.0396	500	55	5
20	23	2	0.0028	0.0216	500	30	5
21	22	1	0.0087	0.0678	500	94	5
1	8	0	0.0348	0.1344	500	35	5
2	8 0	0	0.0328	0.1267	500	33	5
6	7 0	0	0.0497	0.1920	500	50	5
13	14	0	0.0057	0.0447	500	62	5
14	23	0	0.0080	0.0620	500	86	5
16	23	0	0.0105	0.0822	500	114	5
19	23	0	0.0078	0.0606	500	84	5

Fonte: IEEE-24

B.1.4 Sistema Colombiano 93-Barras

Tabela B.1.5 – Dados barras - 46

Bus	Tipo	Geração	Demanda	Bus	Tipo	Geração	Demanda
1	0	0	0	24	0	0	478.2
2	0	0	443.1	25	0	0	0
3	0	0	0	26	0	0	231.9
4	0	0	300.7	27	0	220	0
5	0	0	238	28	0	800	0
6	0	0	0	29	0	0	0
7	0	0	0	30	0	0	0
8	0	0	72.2	31	0	700	0
9	0	0	0	32	0	500	0
10	0	0	0	33	0	0	229.1
11	0	0	0	34	0	748	0
12	0	0	511.9	35	0	0	216
13	0	0	185.8	36	0	0	90.1
14	0	1257	0	37	0	300	0
15	0	0	0	38	0	0	216
16	3	2000	0	39	0	600	0
17	0	1050	0	40	0	0	262.1
18	0	0	0	41	0	0	0
19	0	1670	0	42	0	0	1607.9
20	0	0	1091.2	43	0	0	0
21	0	0	0	44	0	0	79.1
22	0	0	81.9	45	0	0	86.7
23	0	0	458.1	46	0	700	0

Fonte: Sistema sul do Brasil

B.1.5 Sistema Norte-Nordeste brasileiro 87-Barras

Tabela B.1.6 – Dados Linhas - 46

Bus i	Bus j	N^o ij	R_{ij} Ω - ohm	X_{ij} Ω - ohm	F_{max} MW	Custo 1×10^6 US\$	N_{max} linha
1	7	1	0.006	0.0616	270	4.349	10
1	2	2	0.0104	0.1065	270	7.076	10
4	9	1	0.0091	0.0924	270	6.217	10
5	9	1	0.0115	0.1173	270	7.732	10
5	8	1	0.0111	0.1132	270	7.48	10
7	8	1	0.01	0.1023	270	6.823	10
4	5	2	0.0056	0.0566	270	4.046	10
2	5	2	0.0032	0.0324	270	2.581	10
8	13	1	0.0132	0.1348	240	8.793	10
9	14	2	0.0172	0.1756	220	11.267	10
12	14	2	0.0072	0.074	270	5.106	10
14	18	2	0.0149	0.1514	240	9.803	10
13	18	1	0.0177	0.1805	220	11.57	10
13	20	1	0.0105	0.1073	270	7.126	10
18	20	1	0.0196	0.1997	200	12.732	10
19	21	1	0.001	0.0278	1500	32.632	10
16	17	1	0.0003	0.0078	2000	10.505	10
17	19	1	0.0002	0.0061	2000	8.715	10
14	26	1	0.0158	0.1614	220	10.409	10
14	22	1	0.0083	0.084	270	5.712	10
22	26	1	0.0078	0.079	270	5.409	10
20	23	2	0.0092	0.0932	270	6.268	10
23	24	2	0.0076	0.0774	270	5.308	10
26	27	2	0.0081	0.0832	270	5.662	10
24	34	1	0.0162	0.1647	220	10.611	10
24	33	1	0.0142	0.1448	240	9.399	10
33	34	1	0.0124	0.1265	270	8.288	10
27	36	1	0.0089	0.0915	270	6.167	10
27	38	2	0.0204	0.208	200	13.237	10
36	37	1	0.0104	0.1057	270	7.025	10
34	35	2	0.0048	0.0491	270	3.591	10
35	38	1	0.0194	0.198	200	12.631	10
37	39	1	0.0028	0.0283	270	2.329	10
37	40	1	0.0125	0.1281	270	8.389	10
37	42	1	0.0206	0.2105	200	13.388	10
39	42	3	0.0199	0.203	200	12.934	10
40	42	1	0.0092	0.0932	270	6.268	10
38	42	3	0.0089	0.0907	270	6.116	10
32	43	1	0.001	0.0309	1400	35.957	10
42	44	1	0.0118	0.1206	270	7.934	10

Bus i	Bus j	N^o ij	R_{ij} Ω - ohm	X_{ij} Ω - ohm	F_{max} MW	Custo 1×10^6 US\$	N_{max} linha
44	45	1	0.0182	0.1864	200	11.924	10
19	32	1	0.0007	0.0195	1800	23.423	10
46	19	1	0.0008	0.0222	1800	26.365	10
46	16	1	0.0007	0.0203	1800	24.319	10
18	19	1	0	0.0125	600	8.178	10
20	21	1	0	0.0125	600	8.178	10
42	43	1	0	0.0125	600	8.178	10
2	4	0	0.0086	0.0882	270	5.965	10
14	15	0	0.0037	0.0374	270	2.884	10
46	10	0	0.0003	0.0081	2000	10.889	10
4	11	0	0.022	0.2246	240	14.247	10
5	11	0	0.0089	0.0915	270	6.167	10
46	6	0	0.0004	0.0128	2000	16.005	10
46	3	0	0.0007	0.0203	1800	24.319	10
16	28	0	0.0008	0.0222	1800	26.365	10
16	32	0	0.001	0.0311	1400	36.213	10
17	32	0	0.0008	0.0232	1700	27.516	10
19	25	0	0.0011	0.0325	1400	37.748	10
21	25	0	0.0006	0.0174	2000	21.121	10
25	32	0	0.0011	0.0319	1400	37.109	10
31	32	0	0.0001	0.0046	2000	7.052	10
28	31	0	0.0002	0.0053	2000	7.819	10
28	30	0	0.0002	0.0058	2000	8.331	10
27	29	0	0.0098	0.0998	270	6.672	10
26	29	0	0.0053	0.0541	270	3.894	10
28	41	0	0.0012	0.0339	1300	39.283	10
28	43	0	0.0014	0.0406	1200	46.701	10
31	41	0	0.001	0.0278	1500	32.632	10
32	41	0	0.001	0.0309	1400	35.957	10
41	43	0	0.0005	0.0139	2000	17.284	10
40	45	0	0.0216	0.2205	180	13.994	10
15	16	0	0	0.0125	600	8.178	10
46	11	0	0	0.0125	600	8.178	10
24	25	0	0	0.0125	600	8.178	10
29	30	0	0	0.0125	600	8.178	10
40	41	0	0	0.0125	600	8.178	10
2	3	0	0	0.0125	600	8.178	10
5	6	0	0	0.0125	600	8.178	10
9	10	0	0	0.0125	600	8.178	10

Fonte: sistema sul do Brasil

Tabela B.1.7 – Dados Barras - 93

Bus	Tipo	Geração	Demanda	Bus	Tipo	Geração	Demanda
1	0	240	0.0	34	0	0.0	115.81
2	0	165.0	486.66	35	0	200.0 2	56.86
3	0	0.0 5	87.08	36	0	44.0	167.29
4	0	0	0	37	0	138.0	176.3
5	0	40.0	351.42	38	0	15.0	129.72
6	0	34.0	0	39	0	15.0	268.19
7	0	136.0	448.03	40	0	305.0	0
8	0	230.0	505.87	41	0	100.0	81.85
9	0	0.0	519.69	42	0	0.0	152.39
10	0	0.0	88.84	43	0	0.0	52.9
11	0	108.0	220.15	44	0	23.0	384.64
12	0	47.0	0	45	0	1208	0.0
13	0	0.0	260.08	46	0	150.0	181.62
14	0	0.0	0	47	0	0.0	61.6
15	0	0.0	562.84	48	0	885.0	896.26
16	0	0.0	351.9	49	0	0.0	193.27
17	0	35.0	203	50	0	240.0	632.75
18	0	540.0	54.1	51	0	0.0	190.45
19	0	1340.0	29.28	52	0	0.0	55.6
20	0	45.0	302.27	53	0	320.0	0
21	0	0.0	277.44	54	0	0.0	114.19
22	0	200.0	79.17	55	0	40.0	333.59
23	0	0.0	302.27	56	0	0.0	0
24	0	150	0	57	0	130.0	336.94
25	0	86	0	58	0	190.0	0
26	0	70.0	0	59	0	160.0	0
27	0	0.0	396.71	60	3	1216.0	0
28	0	14.0	486.39	61	0	155.0	0
29	0	618.0	505.96	62	0	0	0
30	0	0.0	199.55	63	0	1090.0	52.77
31	0	189.0	391.88	64	0	280.0	132.35
32	0	0.0	188.33	65	0	0.0	197.58
33	0	0.0	247.24	66	0	300.0	0

Bus	Tipo	Geração	Demanda	Bus	Tipo	Geração	Demanda
67	0	474.0	397.98	81	0	0.0	0
68	0	0.0	0	82	0	0.0	0
69	0	0.0	106.61	83	0	0.0	0
70	0	180.0	0	84	0	500.0	0
71	0	424.0	471.21	85	0	0.0	0
72	0	0.0	0	86	0	850.0	0
73	0	0.0	0	87	0	0.0	0
74	0	0.0	0	88	0	300.0	0
75	0	0.0	0	89	0	0.0	0
76	0	40.0	0	90	0	0.0	0
77	0	0.0	82.85	91	0	0.0	0
78	0	0.0	54.07	92	0	0.0	0
79	0	300.0	146.87	93	0	0.0	0
80	0	0.0	88.34	-	-	-	-

Fonte: Sistema colombiano

Tabela B.1.8 – Dados Linhas - 93

Bus i	Bus j	N° ij	R_{ij} Ω - ohm	X_{ij} Ω - ohm	F_{max} MW	Custo 1×10^6 US\$	N_{max} linha
52	88	0	0.0	0.098	300.0	34.190	5
43	88	0	0	0.1816	250.0	39.560	5
57	81	0	0	0.0219	550.0	58.890	5
73	82	0	0	0.0374	550.0	97.960	5
27	89	0	0	0.0267	450.0	13.270	5
74	89	0	0	0.0034	550.0	14.570	5
73	89	0	0	0.0246	550.0	66.650	5
79	83	0	0	0.0457	350.0	15.400	5
8	67	0	0	0.2240	250.0	29.200	5
39	86	0	0	0.0545	350.0	9.880	5
25	28	1	0	0.0565	320.0	9.767	5
25	29	1	0	0.0570	320.0	9.882	5
13	14	2	0	0.0009	350.0	3.902	5
13	20	1	0	0.0178	350.0	5.742	5
13	23	1	0	0.0277	350.0	7.007	5
14	31	2	0	0.1307	250.0	18.622	5
14	18	2	0	0.1494	250.0	20.232	5
14	60	2	0	0.1067	300.0	15.977	5
2	4	2	0	0.0271	350.0	6.662	5
2	9	1	0	0.0122	350.0	5.282	5
2	83	1	0	0.0200	570.0	5.972	5
9	83	1	0	0.0200	400.0	5.972	5

Bus i	Bus j	N^o ij	R_{ij} Ω - ohm	X_{ij} Ω - ohm	F_{max} MW	Custo 1×10^6 US\$	N_{max} linha
15	18	1	0	0.0365	450.0	7.927	5
15	17	1	0	0.0483	320.0	9.422	5
15	20	1	0	0.0513	320.0	9.652	5
15	76	1	0	0.0414	320.0	9.882	5
15	24	1	0	0.0145	350.0	5.282	5
37	61	1	0	0.0139	350.0	4.937	5
19	61	2	0	0.1105	250.0	16.092	5
61	68	1	0	0.0789	250.0	12.412	5
37	68	1	0	0.0544	320.0	9.652	5
40	68	1	0	0.1320	320.0	18.162	5
12	75	1	0	0.0641	320.0	11.492	5
24	75	1	0	0.0161	350.0	5.512	5
35	36	1	0	0.2074	250.0	27.362	5
27	35	1	0	0.1498	250.0	22.072	5
35	44	2	0	0.1358	250.0	20.347	5
38	68	1	0	0.0389	350.0	7.927	5
38	39	1	0	0.0300	350.0	6.317	5
27	80	1	0	0.0242	350.0	7.007	5
44	80	1	0	0.1014	250.0	17.587	5
56	81	1	0	0.0114	550.0	32.858	5
45	54	1	0	0.0946	320.0	13.562	5
45	50	2	0	0.0070	350.0	4.362	5
10	78	1	0	0.0102	350.0	4.937	5
7	78	1	0	0.0043	350.0	4.132	5
30	64	1	0	0.1533	250.0	20.577	5
30	65	1	0	0.0910	250.0	13.677	5
30	72	2	0	0.0173	350.0	5.512	5
55	57	1	0	0.0174	600.0	46.808	5
57	84	1	0	0.0087	600.0	26.658	5
55	84	1	0	0.0087	600.0	26.658	5
56	57	2	0	0.0240	600.0	62.618	5
9	77	1	0	0.0190	350.0	5.857	5
77	79	1	0	0.0097	350.0	5.167	5
1	59	2	0	0.0232	350.0	6.202	5
59	67	2	0	0.1180	250.0	16.667	5
8	59	2	0	0.1056	250.0	15.402	5
1	3	1	0	0.1040	250.0	15.862	5
3	71	1	0	0.0136	450.0	5.167	5
3	6	1	0	0.0497	350.0	9.422	5
55	62	1	0	0.0281	550.0	70.988	5

Bus i	Bus j	N^o ij	R_{ij} Ω - ohm	X_{ij} Ω - ohm	F_{max} MW	Custo 1×10^6 US\$	N_{max} linha
47	52	1	0	0.0644	350.0	10.572	5
51	52	1	0	0.0859	250.0	12.872	5
29	31	2	0	0.1042	250.0	32.981	5
41	42	1	0	0.0094	350.0	4.707	5
40	42	1	0	0.0153	350.0	5.167	5
46	53	2	0	0.1041	250.0	14.597	5
46	51	1	0	0.1141	250.0	16.322	5
69	70	2	0	0.0228	350.0	6.202	5
66	69	2	0	0.1217	250.0	17.127	5
9	69	2	0	0.1098	350.0	15.747	5
60	69	2	0	0.0906	350.0	13.677	5
31	32	1	0	0.0259	350.0	6.547	5
32	34	1	0	0.0540	350.0	9.767	5
16	18	1	0	0.0625	350.0	10.917	5
16	23	1	0	0.0238	350.0	6.892	5
16	21	1	0	0.0282	350.0	6.892	5
31	34	1	0	0.0792	250.0	12.412	5
31	33	2	0	0.0248	350.0	6.432	5
31	60	2	0	0.1944	250.0	25.982	5
31	72	2	0	0.0244	350.0	6.317	5
47	54	2	0	0.1003	250.0	14.252	5
47	49	2	0	0.0942	250.0	13.562	5
18	58	2	0	0.0212	350.0	5.742	5
18	20	1	0	0.0504	350.0	9.537	5
18	66	2	0	0.0664	350.0	11.377	5
18	21	1	0	0.0348	350.0	7.467	5
18	22	1	0	0.0209	350.0	6.432	5
19	22	1	0	0.0691	350.0	11.722	5
4	5	3	0	0.0049	350.0	4.247	5
5	6	2	0	0.0074	350.0	4.477	5
17	23	1	0	0.0913	250.0	12.987	5
17	76	1	0	0.0020	350.0	3.902	5
12	17	1	0	0.0086	350.0	4.707	5
1	71	2	0	0.0841	250.0	14.367	5
1	8	1	0	0.0810	250.0	13.217	5
1	11	1	0	0.0799	250.0	12.527	5
4	36	2	0	0.0850	250.0	13.562	5
19	58	1	0	0.0826	320.0	11.722	5
27	64	1	0	0.0280	350.0	6.777	5
27	28	1	0	0.0238	350.0	6.202	5

Bus i	Bus j	N^o ij	R_{ij} Ω - ohm	X_{ij} Ω - ohm	F_{max} MW	Custo 1×10^6 US\$	N_{max} linha
27	44	1	0	0.0893	250.0	16.322	5
26	27	1	0	0.0657	350.0	10.917	5
27	29	1	0	0.0166	350.0	5.052	5
19	66	1	0	0.0516	350.0	9.307	5
73	74	1	0	0.0214	600.0	58.278	5
64	65	1	0	0.0741	350.0	11.837	5
29	64	1	0	0.0063	350.0	4.362	5
4	34	2	0	0.1016	270.0	14.942	5
34	70	2	0	0.0415	350.0	8.272	5
33	34	1	0	0.1139	320.0	16.322	5
8	71	1	0	0.0075	400.0	4.477	5
54	63	3	0	0.0495	320.0	9.077	5
48	63	1	0	0.0238	350.0	6.317	5
67	68	2	0	0.1660	250.0	22.072	5
39	68	1	0	0.0145	350.0	5.282	5
8	9	1	0	0.0168	350.0	5.972	5
79	87	1	0	0.0071	350.0	4.477	5
8	87	1	0	0.0132	350.0	5.167	5
39	43	1	0	0.1163	250.0	16.552	5
41	43	1	0	0.1142	250.0	16.322	5
23	24	1	0	0.0255	350.0	6.317	5
21	22	1	0	0.0549	350.0	9.882	5
26	28	1	0	0.0512	350.0	9.307	5
28	29	1	0	0.0281	350.0	6.777	5
6	10	1	0	0.0337	350.0	7.582	5
33	72	1	0	0.0228	350.0	6.202	5
39	40	2	0	0.1020	250.0	16.207	5
12	76	1	0	0.0081	350.0	4.707	5
48	54	3	0	0.0396	350.0	8.042	5
50	54	2	0	0.0876	250.0	12.872	5
62	73	1	0	0.0272	750.0	73.158	5
49	53	2	0	0.1008	250.0	14.252	5
40	41	1	0	0.0186	350.0	5.742	5
45	81	1	0	0.0267	450.0	13.270	5
64	74	1	0	0.0267	500.0	13.270	5
54	56	3	0	0.0267	450.0	13.270	5
60	62	3	0	0.0257	450.0	13.270	5
72	73	2	0	0.0267	500.0	13.270	5
19	82	1	0	0.0267	450.0	13.270	5
55	82	1	0	0.0290	550.0	77.498	5

Bus i	Bus j	N° ij	R_{ij} Ω - ohm	X_{ij} Ω - ohm	F_{max} MW	Custo 1×10^6 US\$	N_{max} linha
62	82	1	0	0.0101	600.0	30.998	5
83	85	2	0	0.0267	450.0	13.270	5
82	85	1	0	0.0341	700.0	89.898	5
19	86	1	0	0.1513	300.0	20.922	5
68	86	1	0	0.0404	350.0	8.272	5
7	90	2	0	0.0050	350.0	4.247	5
3	90	1	0	0.0074	350.0	4.592	5
90	91	1	0	0.0267	550.0	13.270	5
85	91	1	0	0.0139	600.0	40.298	5
11	92	1	0	0.0267	450.0	13.270	5
1	93	1	0	0.0267	450.0	13.270	5
92	93	1	0	0.0097	600.0	30.068	5
91	92	1	0	0.0088	600.0	27.588	5

Fonte: sistema colombiano

Tabela B.1.9 – Dados Barras - 87

Bus	Tipo	Geração	Demanda	Bus	Tipo	Geração	Demanda
1	0	0	2747	16	0	0	0
2	0	4550	0	17	0	0	0
3	0	0	0	18	0	0	0
4	0	6422	0	19	0	0	125
5	0	0	0	20	0	0	181
6	0	0	0	21	0	0	1044
7	0	0	31	22	0	0	446
8	0	82	0	23	0	0	84
9	0	465	0	24	0	0	230
10	0	538	0	25	0	0	2273
11	0	2260	0	26	0	0	68
12	0	4312	0	27	0	0	546
13	3	5900	0	28	0	0	273
14	0	542	0	29	0	0	68
15	0	0	0	30	0	0	273

Bus	Tipo	Geração	Demanda	Bus	Tipo	Geração	Demanda
31	0	0	225	60	0	0	0
32	0	0	0	61	0	0	0
33	0	0	0	62	0	0	0
34	0	0	107	63	0	0	0
35	0	1531	0	64	0	0	0
36	0	0	325	65	0	0	0
37	0	114	0	66	0	0	0
38	0	0	0	67	0	1242	0
39	0	0	269	68	0	888	0
40	0	0	1738	69	0	902.01	0
41	0	0	752	70	0	0	0
42	0	0	494	71	0	0	0
43	0	0	0	72	0	0	0
44	0	0	5819	73	0	0	0
45	0	0	0	74	0	0	0
46	0	0	297	75	0	0	0
47	0	0	0	76	0	0	0
48	0	0	432	77	0	0	0
49	0	0	1124	78	0	0	0
50	0	0	7628	79	0	0	0
51	0	0	420	80	0	0	0
52	0	0	1024	81	0	0	0
53	0	0	0	82	0	0	0
54	0	0	0	83	0	0	0
55	0	0	0	84	0	0	0
56	0	0	0	85	0	0	705
57	0	0	0	86	0	0	0
58	0	0	0	87	0	0	0
59	0	0	0	-	-	-	-

Fonte: sistema Norte-Nordeste brasileiro

Tabela B.1.10 – Dados Linhas - 87

Bus i	Bus j	N^o ij	R_{ij} Ω - ohm	X_{ij} Ω - ohm	F_{max} MW	Custo 1×10^6 US\$	N_{max} linha
1	2	2	0.0037	0.0374	1000	44.056	15
2	4	0	0.0041	0.0406	1000	48.880	15
2	60	0	0.0043	0.0435	1000	52.230	15
2	87	1	0.0026	0.0259	1000	31.192	15
3	71	0	0.0008	0.0078	3200	92.253	15
3	81	0	0.0005	0.0049	3200	60.153	15
3	83	0	0.0004	0.0043	3200	53.253	15
3	87	0	0.0006	0.0058	1200	21.232	15
4	5	1	0.0043	0.0435	1000	52.230	15
4	6	0	0.0049	0.0487	1000	58.260	15
4	32	0	0.0023	0.0233	300	7.510	15
4	60	0	0.0022	0.0215	1000	26.770	15
4	68	0	0.0007	0.007	1000	10.020	15
4	69	0	0.0016	0.0162	1000	20.740	15
4	81	0	0.0006	0.0058	1200	21.232	15
4	87	1	0.0022	0.0218	1000	26.502	15
5	6	1	0.0024	0.0241	1000	29.852	15
5	38	2	0.0012	0.0117	600	8.926	15
5	56	0	0.0024	0.0235	1000	29.182	15
5	58	0	0.0022	0.022	1000	27.440	15
5	60	0	0.0026	0.0261	1000	32.130	15
5	68	0	0.0041	0.0406	1000	48.880	15
5	70	0	0.0046	0.0464	1000	55.580	15
5	80	0	0.0006	0.0058	1200	21.232	15
6	7	1	0.0029	0.0288	1000	35.212	15
6	37	1	0.0023	0.0233	300	7.510	15
6	67	0	0.0046	0.0464	1000	55.580	15
6	68	0	0.0048	0.0476	1000	56.920	15
6	70	0	0.0037	0.0371	1000	44.860	15
6	75	0	0.0006	0.0058	1200	21.232	15
7	8	1	0.0023	0.0234	1000	29.048	15
7	53	0	0.0045	0.0452	1000	54.240	15
7	62	0	0.0026	0.0255	1000	31.460	15
8	9	1	0.0019	0.0186	1000	23.420	15
8	12	0	0.0039	0.0394	1000	47.540	15
8	17	0	0.0045	0.0447	1000	53.570	15
8	53	1	0.0037	0.0365	1200	44.190	15
8	62	0	0.0043	0.0429	1000	51.560	15
8	73	0	0.0006	0.0058	1200	21.232	15
9	10	1	0.0005	0.0046	1000	7.340	15

Bus i	Bus j	N^o ij	R_{ij} Ω - ohm	X_{ij} Ω - ohm	F_{max} MW	Custo 1×10^6 US\$	N_{max} linha
10	11	1	0.0013	0.0133	1000	17.390	15
11	12	1	0.0004	0.0041	1200	6.670	15
11	15	1	0.003	0.0297	1200	36.284	15
11	17	1	0.0029	0.0286	1200	35.078	15
11	53	1	0.0025	0.0254	1000	31.326	15
12	13	1	0.0005	0.0046	1200	7.340	15
12	15	1	0.0026	0.0256	1200	31.594	15
12	17	1	0.0025	0.0246	1200	30.388	15
12	35	2	0.0012	0.0117	600	8.926	15
12	84	0	0.0006	0.0058	1200	21.232	15
13	14	0	0.0008	0.0075	1200	10.690	15
13	15	0	0.0022	0.0215	1200	26.770	15
13	17	0	0.0023	0.0232	1200	28.780	15
13	45	1	0.0029	0.029	1200	35.480	15
13	59	1	0.0023	0.0232	1200	28.780	15
14	17	0	0.0023	0.0232	1200	28.780	15
14	45	0	0.0023	0.0232	1200	28.780	15
14	59	0	0.0016	0.0157	1200	20.070	15
15	16	2	0.002	0.0197	1200	24.760	15
15	45	0	0.001	0.0103	1200	13.906	15
15	46	1	0.0012	0.0117	600	8.926	15
15	53	0	0.0042	0.0423	1000	50.890	15
16	44	4	0.0012	0.0117	600	8.926	15
16	45	0	0.0022	0.022	1200	27.440	15
16	61	0	0.0013	0.0128	1000	16.720	15
16	77	0	0.0006	0.0058	1200	21.232	15
17	18	2	0.0017	0.017	1200	21.678	15
17	59	0	0.0017	0.017	1200	21.678	15
18	50	4	0.0012	0.0117	600	8.926	15
18	59	1	0.0033	0.0331	1200	40.170	15
18	74	0	0.0006	0.0058	1200	21.232	15
19	20	1	0.0093	0.0934	170	5.885	15
19	22	1	0.0188	0.1877	170	11.165	15
20	21	1	0.0072	0.0715	300	6.960	15
20	21	1	0.0103	0.1032	170	6.435	15
20	38	2	0.0138	0.1382	300	12.840	15
20	56	0	0.0012	0.0117	600	8.926	15
20	66	0	0.0206	0.2064	170	12.210	15
21	57	0	0.0012	0.0117	600	8.926	15
22	23	1	0.0151	0.1514	170	9.130	15

Bus i	Bus j	N^o ij	R_{ij} Ω - ohm	X_{ij} Ω - ohm	F_{max} MW	Custo 1×10^6 US\$	N_{max} linha
22	37	2	0.0202	0.2015	170	11.935	15
22	58	0	0.0023	0.0233	300	7.510	15
23	24	1	0.0165	0.1651	170	9.900	15
24	25	1	0.0215	0.2153	170	12.705	15
24	43	0	0.0023	0.0233	300	7.510	15
25	26	2	0.0107	0.1073	300	29.636	15
25	26	3	0.0169	0.1691	170	10.120	15
25	55	0	0.0012	0.0117	600	8.926	15
26	27	2	0.014	0.1404	300	25.500	15
26	27	3	0.0221	0.2212	170	12.760	15
26	29	1	0.0108	0.1081	170	6.710	15
26	54	0	0.0012	0.0117	600	8.926	15
27	28	3	0.0083	0.0826	170	5.335	15
27	35	2	0.0137	0.1367	300	25.000	15
27	53	1	0.0012	0.0117	600	8.926	15
28	35	3	0.0167	0.1671	170	9.900	15
29	30	1	0.0069	0.0688	170	4.510	15
30	31	1	0.0064	0.0639	170	4.235	15
30	63	0	0.0023	0.0233	300	7.510	15
31	34	1	0.0141	0.1406	170	8.525	15
32	33	0	0.0197	0.1966	170	11.660	15
33	67	0	0.0023	0.0233	300	7.510	15
34	39	2	0.0116	0.116	170	7.150	15
34	39	2	0.0297	0.2968	80	6.335	15
34	41	2	0.0099	0.0993	170	6.215	15
35	46	4	0.0217	0.2172	170	12.705	15
35	47	2	0.0133	0.1327	170	8.085	15
35	51	3	0.016	0.1602	170	9.625	15
36	39	2	0.0119	0.1189	170	7.315	15
36	46	2	0.0064	0.0639	170	4.235	15
39	42	1	0.0097	0.0973	170	6.105	15
39	86	0	0.0023	0.0233	300	7.510	15
40	45	1	0.0012	0.0117	600	8.926	15
40	46	3	0.0088	0.0875	170	5.500	15
41	64	0	0.0023	0.0233	300	7.510	15
42	44	2	0.007	0.0698	170	4.565	15
42	85	2	0.005	0.0501	170	3.465	15
43	55	0	0.0025	0.0254	1000	31.326	15
43	58	0	0.0031	0.0313	1000	38.160	15
44	46	3	0.0167	0.1671	170	10.010	15

Bus i	Bus j	N^o ij	R_{ij} Ω - ohm	X_{ij} Ω - ohm	F_{max} MW	Custo 1×10^6 US\$	N_{max} linha
47	48	2	0.0197	0.1966	170	11.660	15
48	49	1	0.0076	0.0757	170	4.895	15
48	50	2	0.0026	0.0256	170	2.090	15
48	51	2	0.0216	0.2163	170	12.760	15
49	50	1	0.0083	0.0835	170	5.335	15
51	52	2	0.0056	0.056	170	3.795	15
52	59	1	0.0012	0.0117	600	8.926	15
53	54	0	0.0027	0.027	1000	32.120	15
53	70	0	0.0037	0.0371	1000	44.860	15
53	76	0	0.0006	0.0058	1200	21.232	15
53	86	0	0.0039	0.0389	1000	46.870	15
54	55	0	0.0021	0.0206	1000	25.028	15
54	58	0	0.0051	0.051	1000	60.940	15
54	63	0	0.002	0.0203	1000	25.430	15
54	70	0	0.0036	0.036	1000	43.520	15
54	79	0	0.0006	0.0058	1200	21.232	15
56	57	0	0.0012	0.0122	1000	16.050	15
58	78	0	0.0006	0.0058	1200	21.232	15
60	66	0	0.0023	0.0233	300	7.510	15
60	87	0	0.0038	0.0377	1000	45.530	15
61	64	0	0.0019	0.0186	1000	23.420	15
61	85	0	0.0023	0.0233	300	7.510	15
61	86	0	0.0014	0.0139	1000	18.060	15
62	67	0	0.0046	0.0464	1000	55.580	15
62	68	0	0.0056	0.0557	1000	66.300	15
62	72	0	0.0006	0.0058	1200	21.232	15
63	64	0	0.0029	0.029	1000	35.480	15
65	66	0	0.0315	0.3146	170	18.260	15
65	87	0	0.0023	0.0233	300	7.510	15
67	68	0	0.0029	0.029	1000	35.480	15
67	69	0	0.0021	0.0209	1000	26.100	15
67	71	0	0.0006	0.0058	1200	21.232	15
68	69	0	0.0014	0.0139	1000	18.060	15
68	83	0	0.0006	0.0058	1200	21.232	15
68	87	0	0.0019	0.0186	1000	23.240	15
69	87	0	0.0014	0.0139	1000	18.060	15
70	82	0	0.0006	0.0058	1200	21.232	15
71	72	0	0.0011	0.0108	3200	125.253	15
71	75	0	0.0011	0.0108	3200	125.253	15
71	83	0	0.0007	0.0067	3200	80.253	15

Bus i	Bus j	N^o ij	R_{ij} Ω - ohm	X_{ij} Ω - ohm	F_{max} MW	Custo 1×10^6 US\$	N_{max} linha
72	73	0	0.001	0.01	3200	116.253	15
72	83	0	0.0013	0.013	3200	149.253	15
73	74	0	0.0013	0.013	3200	149.253	15
73	75	0	0.0013	0.013	3200	149.253	15
73	84	0	0.0009	0.0092	3200	107.253	15
74	84	0	0.0011	0.0108	3200	125.253	15
75	76	0	0.0016	0.0162	3200	185.253	15
75	81	0	0.0011	0.0113	3200	131.253	15
75	82	0	0.0009	0.0086	3200	101.253	15
75	83	0	0.0011	0.0111	3200	128.253	15
76	77	0	0.0013	0.013	3200	149.253	15
76	82	0	0.0009	0.0086	3200	101.253	15
76	84	0	0.0006	0.0059	3200	70.953	15
77	79	0	0.0015	0.0151	3200	173.253	15
77	84	0	0.0012	0.0115	3200	132.753	15
78	79	0	0.0012	0.0119	3200	137.253	15
78	80	0	0.0005	0.0051	3200	62.253	15
79	82	0	0.0008	0.0084	3200	98.253	15
80	81	0	0.001	0.0101	3200	117.753	15
80	82	0	0.0011	0.0108	3200	125.253	15
80	83	0	0.0009	0.0094	3200	110.253	15
81	83	0	0.0002	0.0016	3200	23.253	15
82	84	0	0.0014	0.0135	3200	155.253	15

Fonte: sistema Norte-Nordeste brasileiro

C Dados para o PERT multiestágio

C.1 Dados das barras

Neste Apêndice, é apresentado os dados das barras para o planejamento multies-tágio.

C.1.1 Sistema Garver

Tabela C.1.1 – Sistema Garver dados barras-Multiestágio

Bus	Tipo	1er Estágio		2er Estágio		3er Estágio	
		Geração	Demanda	Geração	Demanda	Geração	Demanda
1	3	160	48	160	64	160	80
2	0	0	144	0	192	0	240
3	0	360	24	360	32	360	40
4	0	0	96	0	128	0	160
5	0	0	144	0	192	0	240
6	0	610	0	610	0	610	0

Fonte: Garver-1975

C.1.2 Sistema IEEE-24 barras

C.1.3 Sistema sul brasileiro

C.1.4 Sistema colombiano 93 Barras

Tabela C.1.2 – Sistema IEEE-24 dados barras-multiestágio

Bus	Tipo	1er Estágio		2er Estágio		3er Estágio	
		Geração	Demanda	Geração	Demanda	Geração	Demanda
1	0	576	324	605	340	635	357
2	0	576	291	605	306	635	321
3	0	0	540	0	567	0	595
4	0	0	222	0	233	0	245
5	0	0	213	0	224	0	235
6	0	0	408	0	428	0	450
7	0	900	375	945	394	992	413
8	0	0	523	0	549	0	577
9	0	0	525	0	551	0	579
10	0	0	585	0	614	0	645
11	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0
13	0	1773	795	1862	835	1955	876

Bus	Tipo	1er Estágio		2er Estágio		3er Estágio	
		Geração	Demanda	Geração	Demanda	Geração	Demanda
14	0	0	582	0	611	0	642
15	0	645	951	677	999	711	1048
16	0	465	300	488	315	513	331
17	0	0	0	0	0	0	0
18	0	1200	999	1260	1049	1323	1101
19	0	0	543	0	570	0	599
20	0	0	384	0	403	0	423
21	0	1200	0	1260	0	1323	0
22	0	900	0	945	0	992	0
23	3	1980	0	2079	0	2183	0
24	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: IEEE-24

Tabela C.1.3 – Sistema sul brasileiro dados barras-multiestágio

Bus	1er Estágio			2er Estágio		3er Estágio	
	Tipo	Geração	Demanda	Geração	Demanda	Geração	Demanda
1	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	498.71	0	578.14	0	670.23
3	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	338.44	0	392.35	0	454.84
5	0	0	267.87	0	310.54	0	360
6	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	81.26	0	94.2	0	109.21
9	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	576.15	0	667.91	0	774.29
13	0	0	209.12	0	242.43	0	281.04
14	0	1257	0	1257	0	1257	0
15	0	0	0	0	0	0	0
16	3	2000	0	2000	0	2000	0
17	0	1050	0	1050	0	1050	0
18	0	0	0	0	0	0	0
19	0	1670	0	1670	0	1670	0
20	0	0	1228.16	0	1423.77	0	1650.54
21	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	92.18	0	106.86	0	123.88
23	0	0	515.6	0	597.72	0	692.92
24	0	0	538.22	0	623.94	0	723.32
25	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	261.01	0	302.58	0	350.77
27	0	220	0	220	0	220	0
28	0	800	0	800	0	800	0
29	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0
31	0	700	0	700	0	700	0
32	0	850	0	850	0	850	0
33	0	0	257.85	0	298.92	0	346.53
34	0	748	0	748	0	748	0
35	0	0	243.11	0	281.83	0	326.72

Fonte: sistema sul brasileiro

Bus	1er Estágio			2er Estágio		3er Estágio	
	Tipo	Geração	Demanda	Geração	Demanda	Geração	Demanda
36	0	0	101.41	0	117.56	0	136.28
37	0	300	0	300	0	300	0
38	0	0	243.11	0	281.83	0	326.72
39	0	600	0	600	0	600	0
40	0	0	295	0	341.98	0	396.45
41	0	0	0	0	0	0	0
42	0	0	1809.71	0	2097.94	0	2432.09
43	0	0	0	0	0	0	0
44	0	0	89.03	0	103.21	0	119.65
45	0	0	97.58	0	113.12	0	131.14
46	0	700	0	700	0	700	0

Fonte: sistema sul brasileiro

Tabela C.1.4 – Sistema colombiano dados Barras multiestágio

Bus	1er Estágio			2er Estágio		3er Estágio	
	Tipo	Geração	Demanda	Geração	Demanda	Geração	Demanda
1	0	240.1	0	240.1	0	240.1	0
2	0	0.0	352.9	165	406.53	165	486.66
3	0	0.0	393	0	490.5	0	587.08
4	0	0	0	0	0	0	0.00
5	0	40	235	40	293.56	40	351.42
6	0	34	0	34	0	34	0.00
7	0	0	300	0	374.26	136	448.03
8	0	100	339	230	423	230	505.87
9	0	0	348	0	434.12	0	519.69
10	0	0	60	0	74.21	0	88.84
11	0	80	147	108	183.9	108	220.15
12	0	47	0	47	0	47	0.00
13	0	0	174	0	217.26	0	260.08

Bus	1er Estágio			2er Estágio		3er Estágio	
	Tipo	Geração	Demanda	Geração	Demanda	Geração	Demanda
14	0	0	0	0	0	0	0.00
15	0	0	377	0	470.17	0	562.84
16	0	0	236	0	294	0	351.90
17	0	35	136	35	169.57	35	203.00
18	0	480	36.2	540	45.2	540	54.10
19	0	900	19.6	1340	24.46	1340	29.28
20	0	0	202.4	0	252.5	45	302.27
21	0	0	186	0	231.7	0	277.44
22	0	200	53	200	66.13	200	79.17
23	0	0	203	0	252.5	0	302.27
24	0	120	0	150	0	150	0.00
25	0	86	0	86	0	86	0.00
26	0	70	0	70	0	70	0.00
27	0	0	266	0	331.4	0	396.71
28	0	0	326	0	406.3	14	486.39
29	0	618	339	618	422.6	618	505.96
30	0	0	137	0	166.7	0	199.55
31	0	189	234	189	327.3	189	391.88
32	0	0	126	0	157.3	0	188.33
33	0	0	165	0	206.53	0	247.24
34	0	0	77.5	0	96.7	0	115.81
35	0	200	172	200	214.6	200	256.86
36	0	0	112	0	140	44	167.29
37	0	138	118	138	147.3	138	176.30
38	0	0	86	15.0 1	8.4	15.0 1	29.72
39	0	0	180	0	224	15	268.19
40	0	305	0	305	0	305	0.00
41	0	70	54.8	100	68.4	100	81.85
42	0	0	102	0	127.3	0	152.39
43	0	0	35.4	0	44.2	0	52.90
44	0	23	257	23	321.3	23	384.64
45	0	950	0	1208	0	1208	0.00
46	0	150	121	150	151.7	150	181.62
47	0	0	41.15	0	51.5	0	61.60
48	0	775	600	885	750	885	896.26
49	0	0	130	0	162	0	193.27
50	0	240	424	240	528	240	632.75
51	0	0	128	0	159	0	190.45
52	0	0	38	0	46.5	0	55.60
53	0	280	0	320	0	320	0.00

Bus	1er Estágio			2er Estágio		3er Estágio	
	Tipo	Geração	Demanda	Geração	Demanda	Geração	Demanda
54	0	0	76	0	95.3	0	114.19
55	0	40	223	40	279	40	333.59
56	0	0	0	0	0	0	0.00
57	0	0	226	130	281	130	336.94
58	0	190	0	190	0	190	0.00
59	0	160	0	160	0	160	0.00
60	3	1191	0	1216	0	1216	0.00
61	0	155	0	155	0	155	0.00
62	0	0	0	0	0	0	0.00
63	0	900	35	1090	44	1090	52.77
64	0	0	88	0	110.55	280	132.35
65	0	0	132	0	165	0	197.58
66	0	200	0	300	0	300	0.00
67	0	474	266	474	332.45	474	397.98
68	0	0	0	0	0	0	0.00
69	0	0	71.4	0	89	0	106.61
70	0	30	0	180	0	180	0.00
71	0	0	315	211	393	424	471.21
72	0	0	0	0	0	0	0.00
73	0	0	0	0	0	0	0.00
74	0	0	0	0	0	0	0.00
75	0	0	0	0	0	0	0.00
76	0	40	0	40	0	40	0.00
77	0	0	55	0	70	0	82.85
78	0	0	36.65	0	45.1	0	54.07
79	0	0	98	0	123	300	146.87
80	0	0	60	0	72	0	88.34
81	0	0	0	0	0	0	0.00
82	0	0.0	0	0	0	0	0.00
83	0	0	0	0	0	0	0.00
84	0	0	0	0	0	500	0.00
85	0	0	0	0	0	0	0.00
86	0	0	0	300	0	850	0.00
87	0	0	0	0	0	0	0.00
88	0	0	0	0	0	300	0.00
89	0	0	0	0	0	0	0.00
90	0	0	0	0	0	0	0.00
91	0	0	0	0	0	0	0.00
92	0	0	0	0	0	0	0.00
93	0	0	0	0	0	0	0

Fonte: Sistema colombiano