

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RAFAEL MARTINI SILVA

EVOLUÇÃO DIFERENCIAL BINÁRIA APLICADA NA
OTIMIZAÇÃO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE
TENSÃO VIA SELEÇÃO DE CONJUNTOS DE CONTROLES
CORRETIVOS

DISSERTAÇÃO

CORNÉLIO PROCÓPIO

2020

RAFAEL MARTINI SILVA

**EVOLUÇÃO DIFERENCIAL BINÁRIA APLICADA NA
OTIMIZAÇÃO DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE
TENSÃO VIA SELEÇÃO DE CONJUNTOS DE CONTROLES
CORRETIVOS**

**Binary differential evolution applied in the optimization of the
voltage stability margin via selection of corrective control sets**

Dissertação apresentada como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador: Prof. Dr. Marcelo Favoretto Castoldi

Co-orientador: Prof. Dr. Alessandro Goedtel

CORNÉLIO PROCÓPIO

2020



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/)

Esta licença permite o download e o compartilhamento da obra desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es), sem a possibilidade de alterá-la ou utilizá-la para fins comerciais.



Ministério da Educação
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Câmpus Cornélio Procópio



TERMO DE APROVAÇÃO DE DISSERTAÇÃO Nº 67

A Dissertação de Mestrado intitulada Evolução diferencial binária aplicada na otimização da margem de estabilidade de tensão via seleção de conjuntos de controles corretivos defendida em sessão pública pelo candidato Rafael Martini Silva, no dia 24 de Novembro de 2020, foi julgada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, área de concentração Sistemas Eletrônicos Industriais, linha de pesquisa Controle e Automação de Sistemas, e aprovada em sua forma final, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Este Termo de Aprovação encontra-se na pasta do aluno na Secretaria do Programa, contendo a assinatura da Coordenação realizada após a entrega da versão final, incluindo correções necessárias, permitindo o encaminhamento para análise e publicação no Repositório Institucional.



Documento assinado eletronicamente por **LEONARDO POLTRONIERI SAMPAIO, Coordenador do Programa De Pós-Graduação Em Engenharia Elétrica**, em 24/11/2020, às 17:37, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Este documento foi gerado eletronicamente em: 24/11/2020 17:35:46
Para conferir a autenticidade deste documento acesse:
<http://utfws.utfpr.edu.br/sistemas.utfpr.edu.br/documentos>
Informe o Código Verificador: **00002085** e Código CRC: **68C41320**

RESUMO

Silva, Rafael Martini. Evolução diferencial binária aplicada na otimização da margem de estabilidade de tensão via seleção de conjuntos de controles corretivos. 111 f. Dissertação – Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2020.

O sistema elétrico de potência deve fornecer energia elétrica com qualidade, segurança e confiabilidade. Porém, devido à vários fatores, sejam eles restrições ambientais ou econômicas, o sistema tende a operar perto de seus limites críticos em virtude do rápido crescimento da demanda. Com isso, problemas de instabilidade de tensão podem ocorrer como consequências de contingências no sistema, os quais podem até causar um blecaute. Desta forma, a avaliação da segurança do sistema elétrico, no contexto da estabilidade de tensão, tem ganhado visibilidade e é muito importante para a operação do mesmo. Ao longo dos anos, vários estudos foram desenvolvidos para identificar e controlar os problemas de instabilidade de tensão, sendo que um dos parâmetros utilizados para identificar tais problemas é conhecido como margem de estabilidade de tensão, a qual pode ser calculada utilizando-se o fluxo de carga continuado. Ainda, para prevenir ou corrigir os problemas relacionados à instabilidade de tensão pode-se utilizar controles preventivos e/ou corretivos, por exemplo, inserindo ou retirando capacitores no sistema. Diante disto, este trabalho tem como objetivo desenvolver uma metodologia para listar os conjuntos de capacitores para maximizar a margem de estabilidade de tensão do sistema considerando um conjunto de contingências. Esta metodologia visa mitigar a criticalidade do conjunto de contingências selecionadas utilizando duas técnicas, uma para identificar um parâmetro de estabilidade do sistema e outra para otimizá-lo. O parâmetro de estabilidade do sistema, a margem de estabilidade de tensão, é encontrado por meio da execução fluxo de carga continuado, e a otimização de tal parâmetro é realizada utilizando-se a evolução diferencial binária, que seleciona os conjuntos de controles necessários. A utilização do método proposto mostrou-se factível para a maximização da margem de estabilidade de tensão e para fornecer informações aos operadores do sistema sobre os controles que devem ser adotados, podendo tornar-se um grande aliado na operação do sistema elétrico de potência. Além disso, uma análise da paralelização do método proposto foi realizada, apresentado um tempo de execução consideravelmente melhor que o método serial.

Palavras-chave: Fluxo de carga continuado, Margem de estabilidade de tensão, Evolução diferencial binária, Conjunto de controles corretivos.

ABSTRACT

Silva, Rafael Martini. Binary differential evolution applied in the optimization of the voltage stability margin via selection of corrective control sets. 111 f. Master Thesis – Electrical Engineering Graduate Program, Federal University of Technology – Paraná. Cornélio Procópio, 2020.

The electric power system must supply energy with quality, security, and reliability. However, due to environmental or economic reasons, the system may operate close to its critical limits due to increasing demand. Under these circumstances, voltage instability problems may occur because of disturbances, and it can even cause a blackout. Thus, the security assessment of the electrical system has gained visibility and becoming an important matter. Over the years, several studies have been carried out to identify and control voltage instability problems, and the voltage stability margin is a parameter used to identify these problems, which can be calculated through the continuous power flow. Besides that, to prevent or correct these problems, preventive or corrective controls may be used, such as capacitors. Given this, this work develops a methodology to obtain a list of capacitors set to maximize the voltage stability margin considering a set of disturbances. This methodology aims to mitigate the criticality of a set of contingencies using two techniques, the first to find the stability parameter and the second to optimize it. The system stability parameter, voltage stability margin, is calculated using the continuation power flow, and the optimization of this parameter is done using the binary differential evolution to select the necessary set of controls. The proposed method provides feasible results to maximize the voltage stability margin and provides the system operator with important information about the set of controls that can be used, enhancing the operation of the power system. Besides, the proposed method was parallelized, and as a result, the parallelization execution was considerably faster than the serial one.

Keywords: Continuation power flow, Voltage stability margin, Binary differential evolution, Corrective controls set.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1	–	Taxonomia dos algoritmos de otimização.	17
FIGURA 2	–	Classificação da estabilidade do SEP.	25
FIGURA 3	–	Exemplo de uma típica curva PV	30
FIGURA 4	–	Exemplo de uma típica curva λV	31
FIGURA 5	–	Etapas de predição e correção para obter a próxima solução.	33
FIGURA 6	–	Solução segundo o tipo de parametrização.	36
FIGURA 7	–	Tipos de preditores.	38
FIGURA 8	–	Fluxograma do algoritmo do FCC.	41
FIGURA 9	–	Fluxograma da etapas da evolução diferencial.	44
FIGURA 10	–	Fluxograma da etapas da evolução diferencial binária.	46
FIGURA 11	–	Estrutura da população binária para a evolução diferencial.	47
FIGURA 12	–	Fluxograma geral de funcionamento de meta-heurísticos.	48
FIGURA 13	–	Fluxograma do método proposto (FCCED).	51
FIGURA 14	–	Fluxogram de funcionamento da EDB.	52
FIGURA 15	–	Exemplo de uma execução serial da função objetivo do FCCED. ..	60
FIGURA 16	–	Exemplo de uma execução paralelo da função objetivo do FCCED. 60	
FIGURA 17	–	Cálculo serial/paralelo dos indivíduos da EDB.	61
FIGURA 18	–	Curva de PV para barra 14 do sistema IEEE 14-barras.	66
FIGURA 19	–	Curva de PV para barra 4582 do sistema Brasil107-barras.	67
FIGURA A.1	–	Diagrama unifilar do sistema teste IEEE14-barras.	98
FIGURA B.1	–	Diagrama unifilar do sistema teste Brasil107-barras.	102

LISTA DE TABELAS

TABELA 1	– Localização e potências dos capacitores do sistema IEEE14-barras.	63
TABELA 2	– Lista das contingências selecionadas do sistema IEEE14-barras. . .	63
TABELA 3	– Localização e potências dos capacitores do sistema Brasil107-barras.	64
TABELA 4	– Lista das contingências selecionadas do sistema Brasil107-barras. .	64
TABELA 5	– Resultados do FC obtidos pelo <i>software</i> ANAREDE e pelo FCCED para o sistema IEEE14-barras.	65
TABELA 6	– Comparação dos resultados do FCC para MET menor que 7% para o sistema Brasil107-barras.	68
TABELA 7	– Comparação dos resultados do FCC para MET menor que 4% para o sistema Brasil107-barras.	68
TABELA 8	– Resultados do max para as 20 execuções do FCCED para o sistema IEEE14-barras utilizando $N_{ind} = 75$ indivíduos, fator de ponderação $F = 0.30$, taxa de cruzamento $CR = 0.60$	71
TABELA 9	– Resultado do max da 19ª execução do FCCED para o sistema IEEE14-barras utilizando $N_{ind} = 75$ indivíduos, fator de ponderação $F = 0.30$, taxa de cruzamento $CR = 0.60$	72
TABELA 10	– Lista dos conjuntos de capacitores para da 19ª execução do FCCED para o sistema IEEE14-barras utilizando $N_{ind} = 75$ indivíduos, fator de ponderação $F = 0.30$, taxa de cruzamento $CR = 0.60$	74
TABELA 11	– Identificação dos capacitores do FCCED para o sistema IEEE14-barras.	75
TABELA 12	– Resultados do max para as 20 execuções do FCCED para o sistema Brasil107-barras utilizando $N_{ind} = 75$ indivíduos, fator de ponderação $F = 0.30$, taxa de cruzamento $CR = 0.60$	77
TABELA 13	– Resultado do max da 20ª execução do FCCED para o sistema Brasil107-barras utilizando $N_{ind} = 75$ indivíduos, fator de ponderação $F = 0.30$, taxa de cruzamento $CR = 0.60$	79
TABELA 14	– Lista dos conjuntos de capacitores para da 20ª execução do FCCED para o sistema Brasil107-barras utilizando $N_{ind} = 75$ indivíduos, fator de ponderação $F = 0.30$, taxa de cruzamento $CR = 0.60$	81
TABELA 15	– Identificação dos capacitores da FCCED para o sistema Brasil1017-barras.	82
TABELA 16	– Tempos médios aproximados de execução, em segundos, do FCCED para os dois sistemas teste utilizados.	82
TABELA A.1	Dados das barras do sistema IEEE14-barras	99
TABELA A.2	Dados das linhas do sistema IEEE14-barras	99
TABELA B.1	Dados das barras do sistema Brasil107-barras	103
TABELA B.2	Dados das linhas do sistema Brasil107-barras	106

LISTA DE SIGLAS

SEP	Sistema Elétrico de Potência
PMC	Ponto de Máximo Carregamento
MET	Margem de Estabilidade de Tensão
FC	Fluxo de Carga
FCC	Fluxo de Carga Continuado
GD	Geração Distribuída
IA	Inteligência Artificial
RNA	Rede Neural Artificial
IET	Índice de Estabilidade de Tensão
RNAPMC	Rede Neural Artificial Perceptron Multicamadas
IPI	Índice Probabilístico de Insegurança
UMF	Unidade de Medição de Fasor
MC	Margem de Carregamento
ET	Estabilidade de Tensão
CTV	Controle Tensão/VAr
OTV	Otimização Tensão/VAr
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
OEP	Otimização por Enxame de Partículas
BC	Banco de Capacitores
AG	Algoritmo Genético
ED	Evolução Diferencial
EDP	Evolução Diferencial Paralela
EDMO	Evolução Diferencial Multi-objetivo
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
FP	Fluxo de Potência
FO	Função Objetivo
FCCED	Fluxo de Carga Continuado Evolutivo Diferencial

LISTA DE SÍMBOLOS

V_0	Tensão do caso base
P_0	Potência ativa do caso base
V_{crit}	Tensão crítica
P_{max}	Potência ativa máxima
λ_{cb}	Carregamento do sistema do caso base
λ_{max}	Carregamento máximo do sistema
λ	Carregamento do sistema
σ	Tamanho do passo
θ	Vetor de ângulos das barras de carga (PQ) e de geração (PV)
\mathbf{v}_{bar}	Vetor das magnitudes das tensões das barras de carga (PQ)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	OBJETIVOS	21
1.1.1	Objetivo geral	21
1.1.2	Objetivos específicos	22
1.2	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	22
2	ESTUDO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO	24
2.1	ESTABILIDADE DE TENSÃO	24
2.2	FLUXO DE CARGA CONTINUADO	32
3	EVOLUÇÃO DIFERENCIAL	43
4	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E PROPOSTA DE SOLUÇÃO	50
4.1	DEFINIÇÃO DA POPULAÇÃO BINÁRIA	54
4.2	DEFINIÇÃO DO <i>FITNESS</i>	55
4.3	OPERADORES DA EDB E ACIONAMENTO DOS CAPACITORES	56
4.4	PARAMETRIZAÇÃO DA EVOLUÇÃO DIFERENCIAL	57
4.5	PARALELIZAÇÃO	59
5	RESULTADOS	62
5.1	SISTEMA IEEE14-BARRAS	62
5.2	SISTEMA BRASIL107-BARRAS	63
5.3	VALIDAÇÃO DOS ALGORITMOS DO FCCED	65
5.4	ESCOLHA DOS PARÂMETROS DE CONTROLE DO FCCED	68
5.5	RESULTADOS PARA O SISTEMA IEEE14-BARRAS	70
5.6	RESULTADOS PARA O SISTEMA BRASIL107-BARRAS	76
5.7	RESULTADOS DA PARALELIZAÇÃO DO FCCED	82
5.8	DISCUSSÕES GERAIS	83
6	CONCLUSÕES	86
6.1	PERSPECTIVAS DE TRABALHOS FUTUROS	87
	REFERÊNCIAS	88
	Anexo A - DADOS DO SISTEMA IEEE 14 DE BARRAS	98
	Anexo B - DADOS DO SISTEMA BRASIL DE 107 BARRAS	101

1 INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é idealizado para fornecer energia elétrica continuamente para todas as suas cargas, com qualidade e segurança, mantendo sua tensão e frequência dentro de limites predeterminados (MANSOUR, 2013; SANTOS, 2008).

Por muitos anos, investimentos no SEP eram baseados em um modelo de escalabilidade, no qual o crescimento da demanda das cargas eram supridas pela construção de grandes centros de geração e longas linhas de transmissão. Este modelo gerou sistemas cada vez maiores, aumentando sua malha de interconexões e, conseqüentemente, se tornando mais complexos. Em conseqüência, o SEP é cada vez mais exposto à perturbações aleatórias e imprevisíveis, as quais podem causar a falha do sistema, fazendo-o operar fora dos limites preestabelecidos ou até mesmo interromper o fornecimento contínuo de energia, resultando em muitos desafios técnicos (COLOMBARI, 2017; MANSOUR, 2013; NAKAWIRO, 2011; SANTOS, 2008).

Com isso, a operação e a avaliação da segurança do SEP se tornou muito importante, seja em virtude de restrições econômicas e/ou ambientais impostas nas últimas décadas, seja pelo fato que o SEP passou a operar perto de seus limites críticos, devido ao rápido crescimento da demanda. Do ponto de vista econômico, o aumento da concorrência e, conseqüentemente, a fragmentação do setor elétrico entre várias empresas, causou um aumento da competitividade e necessidade de minimização dos custos de operação. Já do ponto de vista ambiental, a pressão social e governamental por maior racionalidade no uso dos recursos, em decorrência da escassez dos recursos naturais, tornaram a construção de novas plantas geradoras mais caras e complexas. Assim, o objetivo do SEP é fornecer energia com confiabilidade e segurança com um custo mínimo, para ser competitivo no mercado de energia e respeitar normas ambientais vigentes (MANSOUR, 2013; MARTINS, 2011; KESKIN, 2007).

A confiabilidade e a segurança são os parâmetros mais importantes que devem ser satisfeitos na operação do SEP para que a energia seja fornecida de maneira contínua.

A confiabilidade é relacionada à capacidade de suprir energia em função da variação na demanda e a segurança está relacionada à capacidade do sistema se recuperar de uma contingência e fornecer energia com qualidade. Para que seja possível atender estes requisitos, deve-se realizar um bom planejamento, operação e controle da geração e das linhas de transmissão (KESKIN, 2007).

Contudo, mesmo com os investimentos no setor energético, a possibilidade do SEP operar perto de seus limites operacionais aumentou em decorrência de diversos fatores, tais quais a restrição econômica, restrições ambientais, crescimento contínuo da demanda, maximização da utilização dos dispositivos e linhas de transmissão do sistema, desperdício de energia dos usuários, entre outros (BONINI NETO, 2011; MARTINS, 2011).

Desta forma, para contornar as dificuldades apresentadas, deve-se elaborar bons planos de operação para o SEP, os quais baseiam-se em previsões de demanda de potência, disponibilidade de geração, possibilidade de interconexão de equipamentos e/ou de novos sistemas, etc. Todavia, essas previsões são incertas e, quaisquer discrepâncias entre a previsão e o estado de operação real, devem ser absorvidas pelos equipamentos, sem que haja problemas na confiabilidade e segurança do mesmo (MALANGE, 2008).

Como os componentes do SEP tendem a operar em seus limites críticos, problemas de estabilidade de tensão podem ocorrer quando a demanda de potência das cargas do sistema aumenta. Com isso, a avaliação da segurança, no aspecto da estabilidade de tensão, tem-se tornado cada vez mais importante, sendo necessário que os planejadores de operação e operadores do SEP analisem este fenômeno para um grande número de cenários, com a finalidade de garantir a segurança do sistema contra a instabilidade de tensão e, conseqüentemente, contra o colapso de tensão (NAKAWIRO, 2011; ZHU, 2008; KESKIN, 2007).

O fenômeno da instabilidade de tensão é caracterizado pelo aumento ou quedas das magnitudes das tensão nas barras do SEP depois deste sofrer algum distúrbio, como um aumento gradual na carga do sistema ou, ainda, o desligamento de linhas ou unidades geradoras críticas. Em situações críticas, estes eventos podem causar o acionamento de diversos equipamentos de segurança do sistema e, conseqüentemente, causar tensões baixas incomuns em uma parte significativa do SEP ou até mesmo um blecaute (COLOMBARI, 2017; MANSOUR, 2013; NAKAWIRO, 2011).

Uma maneira de prevenir a instabilidade de tensão é a adoção de controles preventivos, os quais são projetados durante a fase de planejamento da operação do sistema, com o objetivo de evitar o surgimento de violações nos limites preestabelecidos, caso

contingências aconteçam. Outra maneira é adotar controles corretivos, cujo objetivo é minimizar os efeitos das contingências, para eliminar violações nos limites preestabelecidos (MANSOUR, 2013).

Diante deste cenário, a estabilidade de tensão teve uma crescente atenção no início da década de 1990, onde muitos métodos foram desenvolvidos para tratar este problema e várias metodologias foram propostas para estudar, avaliar e classificar a estabilidade de tensão e seus efeitos. Entre os muitos trabalhos desenvolvidos, Francisco (2005) realiza a análise de vários métodos que fornecem informações sobre a estabilidade de tensão, apontando diferenças e semelhança entre eles, destacando a potencialidade de cada método. Além disso, é realizado um estudo dos aspectos teóricos da estabilidade de tensão e as técnicas estáticas e dinâmicas para determinar os índices de estabilidade de tensão.

A partir do contexto geral apresentado em Francisco (2005), pode-se agrupar o estudo da estabilidade de tensão em várias classes de técnicas diferentes. Uma dessas classes utiliza a teoria da continuação encontrada em Seydel (1988), a qual originou métodos apresentados em diferentes trabalhos, como Ajjarapu e Christy (1992) e Chiang et al. (1995). Os métodos utilizados nestes trabalhos são implementados para calcular a curva *PV* do SEP e obter o Ponto de Máximo Carregamento (PMC) e, conseqüentemente, a Margem de Estabilidade de Tensão (MET). Tais métodos apresentam a vantagem de contornar o problema da singularidade da matriz Jacobiana durante a execução do Fluxo de Carga (FC) com incrementos sucessivos da carga do sistema. Em Keskin (2007) é utilizado o Fluxo de Carga Continuado (FCC) para investigar o fenômeno da estabilidade de tensão, determinando contramedidas para evitar a instabilidade de tensão. Além disso, é realizado um estudo sobre a teoria da bifurcação e do método de continuação sem parametrização.

Um pouco depois, em Malange (2008) é proposto um método para melhorar a margem de carregamento e reduzir a perda total do sistema, utilizando-se o método da continuação. Para que isso fosse possível, incorporou-se nas equações do fluxo de carga convencionais equações de parametrização baseadas na perda de potência ativa total e equações de potência reativa nas barras de geração. No mesmo ano, Zhu (2008) propõe um FCC guiado pelo Q-limite para calcular o ponto de colapso de tensão, utilizando uma interpolação polinomial de Lagrange. Esta metodologia foi desenvolvida para melhorar a eficiência e robustez do FCC convencional, reduzindo o número de passos de continuação e, conseqüentemente, o tempo de processamento. Além disso, leva em consideração não somente o limite de geração de reativos dos geradores, mas também a predição do ponto

de bifurcação sela-nó. Uma análise do desempenho da metodologia desenvolvida pode ser verificada em Zhu, Taylor e Irving (2009).

Posteriormente, em Cruz (2012) desenvolve-se um algoritmo do FCC para avaliar os impactos da instalação de parques eólicos no SEP, além de calcular a melhor localização e a respectiva potência instalada destes. O objetivo é avaliar e melhorar o perfil de tensão da rede através do fornecimento de potência reativa pela Geração Distribuída (GD).

Colombari (2017) propõe modificações na etapa de predição e correção do FCC para lidar com variações abruptas de cargas do sistema, como o desligamento de GD e o corte de carga por subtensão. A proposta é necessária para avaliar as variações abruptas, pois estas geram descontinuidades na curva λV , causando bifurcações do tipo sela-nó ou do tipo estruturada-induzida. As modificações propostas apresentaram um melhor resultado em comparação com o FCC tradicional na identificação das variações abruptas de carga, mas o método não pode substituir o FCC, pois pode ser utilizado apenas para variações abruptas de cargas.

Com a inconveniência da necessidade de calcular vários FC sucessivos para encontrar a MET, tornando difícil a utilização do FCC na operação em tempo real, outro método para encontrar a MET foi proposto, o qual utiliza-se de apenas duas soluções do fluxo de carga. Tal método, denominado *look-ahead*, proposto por Chiang, Wang e Flueck (1997), é utilizado em vários trabalhos.

Em Santos (2008) é desenvolvido um método para identificar em qual carregamento do sistema ocorre a violação dos limites de potência reativa. Para tal, é incorporado no método *look-ahead* equações de sensibilidade de potência reativa dos geradores em relação a potência gerada de cada um.

Já em Castro (2009), é utilizada a matriz de impedância nodal para avaliar o impacto de uma contingência ou uma ação de controle sobre o SEP, determinando as barras mais sensíveis e identificando o grau de severidade de uma perturbação. Com esta informação, seleciona-se os controles adequados e a MET do sistema é medida a partir do método *look-ahead*.

Em Martins (2011) é proposta uma metodologia para identificar os pontos de operação mais adequados para serem utilizados no método do *look-ahead* para determinar a MET do SEP. A obtenção dos dois pontos necessários é realizada executando-se o FCC, implementado uma seleção adaptável no tamanho do passo e na seleção da tensão com maior queda relativa para um melhor ajuste da curva quadrática da barra selecionada.

Em Mansour et al. (2013) é proposta uma metodologia para encontrar o controle preventivo mais efetivo com base na análise de sensibilidade de cada controlador em relação a MET do sistema, sendo tal margem determinada por meio do método *look-ahead*. Com base neste método, em Mansour, Alberto e Ramos (2016) é proposta uma metodologia para selecionar um grupo de controladores capaz de mitigar um conjunto de perturbações críticas do sistema.

Metodologias que utilizam o método *look-ahead* tendem a ser mais eficientes computacionalmente e fornecem a MET do sistema com maior velocidade que o FCC. Isso deve-se ao fato de o *look-ahead* utilizar apenas dois pontos de operação do sistema para estimar a MET, enquanto o FCC utiliza vários pontos de operação. Contudo, o FCC tende a fornecer valores de MET mais assertivos que o *look-ahead* e a escolha de qual método utilizar depende do que espera-se da aplicação, velocidade ou precisão.

Outro grupo de técnicas utilizadas para realizar estudos de estabilidade de tensão é a Inteligência Artificial (IA). Métodos baseados em Rede Neural Artificial (RNA) podem ser encontrados em Maiorano e Trovato (1998), cujo objetivo é fornecer estratégias *on-line* de controle preventivo para restaurar um ponto de operação seguro quando a instabilidade de tensão está próxima de acontecer. Juntamente com a RNA é utilizado um Índice de Estabilidade de Tensão (IET) para auxiliar no fornecimento dos conjuntos de controles que devem ser implementados, como o despacho de geração reativa, controle da tensão através do controle da tensão dos geradores ou corte de carga.

Em Arya, Titare e Kothari (2007) foi desenvolvido um método para o controle da segurança de tensão utilizando tanto o controle da potência reativa, quanto o corte de carga. O método consiste em executar vários FCC com a finalidade de gerar um banco de dados, o qual é utilizado para treinar uma Rede Neural Artificial Perceptron Multicamadas (RNAPMC) para obter o Índice Probabilístico de Insegurança (IPI), considerando qualquer condição de operação do sistema. Então, a RNAPMC treinada é utilizada para obter a sensibilidade da IPI para o controle de reativo ou corte de carga, podendo ser aplicada no monitoramento *on-line* do sistema.

Também encontra-se a utilização de RNA em Nakawiro (2011), cujo método é utilizado para estimar a margem do sistema e ajustar os controles para a manutenção da MET. Em Wang (2016) é proposto a utilização de RNAPMC para mapear as condições de operação e respectivos limites de carga. O objetivo do método é a avaliação *on-line* da tensão e recomendações de ações de controle preventivo. O banco de dados para treinamento foi desenvolvido com pontos de operação e limites de cargas conhecidos,

utilizando o critério $N - 1$ para gerar contingências.

Já em Malbasa et al. (2017) é apresentada uma metodologia para prever a instabilidade de tensão a partir de aprendizado ativo, utilizando RNA, máquina de vetores de suporte, floresta aleatória e árvore de decisão. Neste método, um banco de dados é gerado em torno de determinados pontos de operação selecionados pelo aprendizado ativo, o que favorece o aprimoramento da capacidade das ferramentas de aprendizagem de máquina a prever estados futuros do SEP.

Em Ashraf et al. (2017) é proposto um método para estimar a MET do sistema utilizando RNA, a partir de medidas coletadas em barras críticas. As medidas de tensão das barras são coletadas por um sistema Unidade de Medição de Fasor (UMF) e utilizadas como entrada da RNA que estima a Margem de Carregamento (MC), a qual é utilizada como indicador da Estabilidade de Tensão (ET).

Outro método baseado em IA foi proposto por Tomin, Kurbatsky e Reutsky (2019). A metodologia é utilizada para prevenir o colapso de tensão do SEP através do Controle Tensão/VAr (CTV) e da Otimização Tensão/VAr (OTV). A ideia é realizar a configuração e o treinamento do algoritmo de IA para reconhecer o indicador de estabilidade de tensão *L-index*. Com isso, implementa-se o CTV/OTV para prevenir o colapso de tensão, a partir do emprego de uma RNAPMC e um sistema de controle multi-agente descentralizado.

De maneira geral, o emprego de métodos de IA, com ênfase em RNAs, se destacam na diminuição da velocidade e complexidade de obtenção dos resultados. Isso afeta significativamente o esforço computacional e, conseqüentemente, o tempo necessário para realizar os cálculos, possibilitando a utilização desses métodos em operação em tempo real. Além disso, com a utilização de um banco de dados adequado para o treinamento dos sistemas de IA, aumenta-se a confiabilidade dos resultados apresentados por tais sistemas. Por outro lado, para obter-se um bom banco de dados, é necessário o conhecimento prévio do sistema, além de ser necessário a captação e estudos de muitos casos, contingências, entre outras situações, o que pode-se tornar custoso computacional e operacionalmente pelo agente de operação. Além disso, um outro ponto importante é a correta escolha dos parâmetros de controle dos métodos baseados em IA, os quais são fundamentais para um bom desempenho destes, sendo que nem sempre são facilmente determinados.

Outro grupo de métodos utilizados para avaliação de estabilidade são baseados em índices. Neste âmbito, em Dester (2006) é desenvolvido um método para listar as contingências, por ordem de severidade, em relação a estabilidade de tensão com base em

um IET. Simpson-Porco e Bullo (2016) propõem a utilização de um algoritmo distribuído para o cálculo do índice de sensibilidade de colapso de tensão. Já em Li et al. (2018) é implementado o índice do módulo da margem da impedância da carga para avaliar a estabilidade de tensão. Além desses, Zhao et al. (2018) propõe um índice de estabilidade de tensão a curto prazo para determinar controles preventivos contra o colapso de tensão. Ratra, Tiwari e Niazi (2018) também desenvolvem um índice, chamado de índice de estabilidade de tensão da linha, obtido com base nos parâmetros $ABCD$ da linha de transmissão, para avaliação *on-line* da estabilidade de tensão do SEP. Por fim, em Chandra e Pradhan (2019) é proposto um índice de estabilidade para fornecer a distância do sistema do ponto de colapso de tensão, utilizando medições provenientes do UMF e o equivalente de Thévenin. Os métodos baseados em índices, geralmente, se mostraram mais rápidos para obter uma medida da estabilidade de tensão, em virtude da complexidade das equações utilizadas.

Já em alguns trabalhos utiliza-se o UMF e o modelo equivalente de Thévenin para monitorar a ET do SEP. É o caso encontrado em Su e Liu (2016) e Burchett et al. (2018). Em ambos trabalhos é apresentado um método para obter a MET e monitorar/avaliar a ET. Tais métodos, baseados no UMF, podem ser utilizados no monitoramento *on-line* ou *off-line* do sistema, devido a rapidez na obtenção dos parâmetros do sistema, quando é utilizado o UMF.

A avaliação da estabilidade de tensão também pode ser realizada com base na matriz Jacobiana do sistema, como é apresentado em Bedoya (2007). Neste trabalho é proposto um método para calcular a margem mínima de estabilidade de tensão baseado no autovetor esquerdo da matriz Jacobiana, mostrando-se eficiente computacionalmente. Além disso é realizado um estudo nas áreas críticas do SEP para encontrar as barras que são as maiores contribuidoras para a instabilidade, encontrando a melhor ação de controle.

Ainda, em estudos mais recentes como, por exemplo, em Abbasi, Karbalaei e Badri (2019), pode-se encontrar o estudo da estabilidade de tensão considerando a modelagem da transmissão e da distribuição, levando em consideração as interações dinâmicas dos sistemas. Contudo, tal abordagem apresenta um custo computacional não condizente com aplicações em tempo real, mas fornecem informações cruciais não abordados nos métodos estáticos de estudo de estabilidade de tensão.

Outra forma de avaliar e determinar controles para estabilidade de tensão do SEP é realizada utilizando algoritmos de otimização. Em geral, segundo Yang (2010) e Weise (2011), os algoritmos de otimização podem ser divididos em duas categorias: deter-

minísticos e estocásticos. Os métodos determinísticos são baseados na informação de um gradiente ao longo da direção de busca. Sendo assim, em geral, tais métodos necessitam de pelo menos a derivada primeira da função objetivo em relação às variáveis do problema e, assim, a função objetivo deve ser contínua e diferenciável. Por outro lado, os métodos estocásticos fazem buscas aleatórias no espaço de soluções e, geralmente são inspirados e governados por regras de fenômenos naturais. Tais métodos fazem avaliações em uma função objetivo, dispensando, deste modo, a necessidade de derivadas, entretanto utilizando parâmetros estocásticos que guiam a otimização. A classificação desses algoritmos pode ser observada na Figura 1 (CASTILLO MARTÍNEZ, 2009; BOCCALETTI; ELIA; NISTICO, 2006; SUN; YANG, 2006).

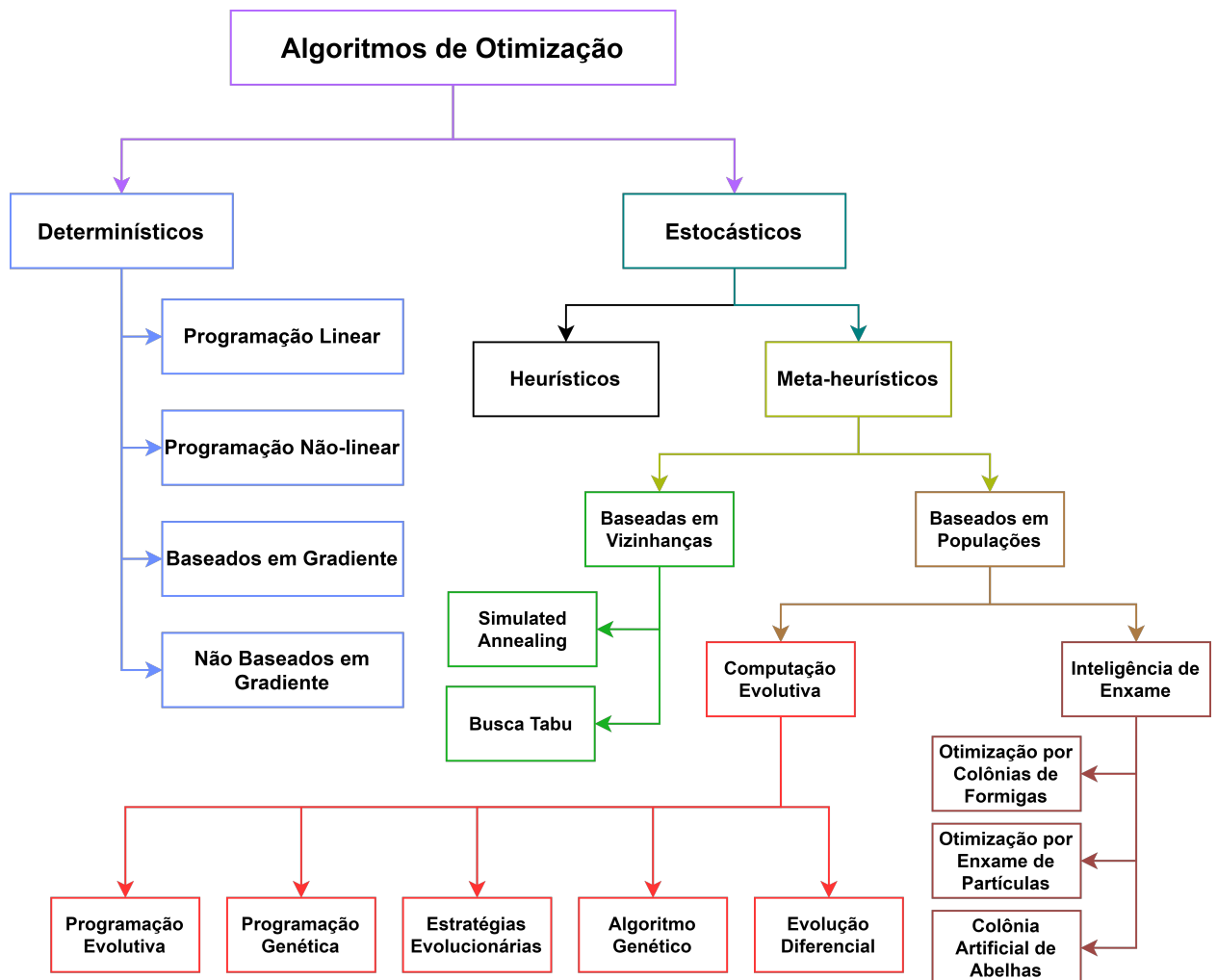


Figura 1: Taxonomia dos algoritmos de otimização.

Fonte: Adaptado de Yang (2010) e Bilal et al. (2020)

A partir da classificação apresentada na Figura 1 e buscas na literatura, observa-se que um dos métodos que utiliza alguma forma de otimização é o Fluxo de Potência Ótimo

(FPO), o qual também pode ser utilizado para avaliar e melhorar a MET do SEP. Em alguns trabalhos, métodos determinísticos são utilizando, como em Zabaïou, Dessaint e Kamwa (2014), onde é apresentado um estudo do fluxo de potência ótimo com restrição de estabilidade de tensão. Esta abordagem simultaneamente minimiza as perdas e aprimora a ET do sistema utilizando a função *fmincon* fornecida pela *toolbox* de otimização do *software* MATLAB. Essa otimização é realizada com base em um índice de estabilidade de tensão denominado proximidade de colapso de tensão. Além do método anterior, Dong et al. (2018) propõe uma otimização do controle preventivo de tensão a partir da previsão da resposta de demanda juntamente com informações das condições climáticas para o dia seguinte. Esta metodologia é empregada para aprimorar a estabilidade de tensão a curto prazo utilizando o FPO.

Além das técnicas apresentadas anteriormente e aprofundando-se no grupo de otimização, diferentes algoritmos podem ser encontrados para minimizar o custo do controle para prevenir o SEP contra o colapso de tensão. Feng, Ajjarapu e Maratukulam (2000) utiliza uma otimização baseada na programação linear e Ferreira (2006), utiliza o MINOS, um método baseado em programação linear e não-linear, o qual usa programação linear baseada no método simplex primal e programação não-linear baseada no gradiente reduzido juntamente com o algoritmo quasi-newton, respectivamente para soluções de otimizações lineares e não-lineares. Ainda, pode-se encontrar Echavarren, Lobato e Rouco (2006), o qual propõe um método para otimização da localização e minimização do corte de carga para aumentar a MET, utilizando-se programação linear com multiplicadores de Lagrange.

Em alguns trabalhos, meta-heurísticas baseadas em vizinhanças foram utilizadas. Em El-Fergany (2014), por exemplo, foi proposto a alocação ótima de capacitores *shunt* utilizando o algoritmo de colônias artificiais de abelhas para aumentar a estabilidade de tensão do sistema e determinar a melhor localização e tamanho dos capacitores.

Outra técnica de otimização utilizada é a Otimização por Enxame de Partículas (OEP). No trabalho apresentado por Ameli et al. (2014) é utilizado uma otimização multiobjetivo por enxame de partículas para determinar a localização ótima, potência e preço da potência gerada da GD. O método proposto leva em consideração o aprimoramento do perfil de tensão, a estabilidade de tensão e a redução das perdas no sistema. Contudo, a aplicação da metodologia proposta resulta em impactos negativos na proteção e segurança do sistema. Também consta na literatura outros trabalhos que utilizam a OEP, como é o caso de Rajalakshmy e Paul (2015), que propõe o despacho da geração de potência reativa

para melhorar a estabilidade de tensão.

Já em Devabalaji, Ravi e Kothari (2015) é proposta uma metodologia para alocação ótima de banco de capacitores no SEP utilizando o algoritmo de otimização baseado na busca de alimentos por bactérias (do inglês, *Bacterial Foraging Optimization Algorithm*). A utilização do método tem como objetivo minimizar as perdas do sistema a partir de dois índices propostos, o fator de sensibilidade de perda e o IET.

Por outro lado, em vários trabalhos foram utilizadas técnicas meta-heurísticas baseadas em populações. Em Amrane, Boudour e Belazzoug (2015) é apresentado o algoritmo de busca diferencial para minimização dos custos de investimentos de capacitores *shunt*, minimização do custo de produção de potência ativa e minimização da variação de tensão na carga. Para isso, um índice rápido de estabilidade de tensão foi proposto para estimar o PMC e identificar linhas e barras críticas para instalar dispositivos de compensação.

Ela, El-Sehiemy e Abbas (2018) propõem um método para alocação e dimensionamento de GD e Banco de Capacitores (BC) utilizando o algoritmo do ciclo da água e um IET, para minimização das perdas, custos, emissões, além de melhorar o perfil de tensão e a estabilidade de tensão do SEP.

Em Xu et al. (2015) é proposta a alocação ótima de compensadores estáticos para aumentar a estabilidade de tensão do SEP, utilizando o algoritmo evolucionário multi-objetivo baseado em decomposição. O objetivo deste trabalho é minimizar os custos de investimentos, desempenho inaceitável de transitórios de tensão e a proximidade do ponto de colapso de tensão.

Já Devaraj e Roselyn (2010) propõem o aprimoramento da estabilidade de tensão a partir de um Algoritmo Genético (AG) baseado na minimização do *L-index* máximo das barras de carga do SEP.

Sheng et al. (2015) propõe um algoritmo genético por ordenação de não dominância para alocação ótima de GD, com as estratégias de mutação e recombinação utilizadas na Evolução Diferencial (ED). As funções objetivo propostas levam em consideração as perdas nas linhas, o desvio de tensão e a MET do SEP, calculada segundo o *L-index*.

Outra classe de algoritmos de otimização que foi utilizada em diversos trabalhos foi a evolução diferencial. Em Ela, Abido e Spea (2011) é proposta uma abordagem de otimização de despacho de potência reativa com base no *L-index* para minimizar as

perdas, melhorar o perfil de tensão e aumentar a MET do SEP. Arya, Singh e Titare (2012b) otimiza a localização e o valor do corte de carga para aprimorar ET. Já em Arya, Koshti e Choube (2012) foi proposto um método para alocação ótima de GD para aumentar a estabilidade de tensão. Ainda, em Arya, Singh e Titare (2012a) é proposto um método para otimizar um conjunto de controles para a potência reativa e maximizar a reserva de potência reativa para fornecer a MET requerida.

Yang et al. (2012) propõe a otimização de um índice de estabilidade de tensão aprimorado, com a finalidade de determinar o TAP de transformadores comutadores sob carga, configurações de excitação de geradores ou compensadores síncronos, localização e capacidade de compensadores estáticos de reativos. Para realizar tal otimização, utiliza-se uma Evolução Diferencial Híbrida (EDH).

Em Xu et al. (2014) é desenvolvida uma abordagem para otimizar o corte de carga contra o colapso de tensão utilizando uma Evolução Diferencial Paralela (EDP). Já em Roselyn, Devaraj e Dash (2014) é apresentado um planejamento de geração de potência reativa com restrição de estabilidade de tensão, aplicando a Evolução Diferencial Multi-objetivo (EDMO), a partir da minimização do *L-index*.

Por fim, em Roselyn e Devaraj (2018) é apresentado um método para melhorar a segurança de tensão, utilizando como controles o corte de carga, pré-despacho de geração e dispositivos FACTS. Para aumentar a MET é utilizada uma EDMO com base na maximização do *L-index*. Aplica-se também uma técnica de decisão baseado na lógica *fuzzy* para selecionar a melhor solução encontrada pelo EDMO.

Os métodos baseados em técnicas de otimização oferecem grandes vantagens quando deve-se analisar, no âmbito da estabilidade de tensão, muitas opções de controles ou várias contingências para mitigar os problemas da instabilidade de tensão ou aumentar a MET do sistema. Devido a sua busca probabilística em hiperplanos de soluções bem definidos, há uma tendência de aceleração de obtenção de um resultado factível para a solução do problema em análise, diminuindo o tempo necessário em relação a métodos de busca exaustiva.

Com base na crescente importância da análise da estabilidade de tensão do SEP e em todas as metodologias e técnicas apresentadas, este trabalho propõe uma metodologia para definir uma lista de conjuntos de controles corretivos para aumentar a MET do sistema, a partir da aplicação da técnica de otimização da evolução diferencial binária e do fluxo de carga continuado. O conjunto de controles que serão utilizados são compostos por bancos de capacitores distribuídos nas barras do sistema. Ainda, para realizar a avaliação

da MET para os vários conjuntos de controles, é utilizado o caso base do sistema e várias contingências obtidas a partir do critério $N - 1$, baseado na retirada de linhas do mesmo.

Vale aqui destacar que, como os conjuntos de controles (capacitores) assumem apenas dois estados operativos (ligado ou desligado), é pertinente a escolha de uma técnica de otimização que contemple apenas estes dois estados. Desta forma, a Evolução Diferencial Binária (EDB) foi escolhida uma vez que a codificação dos indivíduos de suas populações é binária, ou seja, apenas dois estados possíveis, fazendo com que haja uma simplificação na elaboração da codificação dos indivíduos.

O método desenvolvido neste trabalho pode ser utilizado para auxiliar a decisão por parte do operador do sistema na escolha do conjunto de controles mais eficaz na mitigação da criticalidade das contingências do SEP. O método que será proposto fornece uma lista de controles e contingências, a qual mostra como um controle aumenta a MET do sistema para cada contingência e, além disso, mostra como a MET de uma contingência é influenciada por diferentes controles.

A contribuição deste trabalho se concentra na modelagem do problema, ou seja, como foi realizada a integração do método de cálculo do indicador de estabilidade de tensão, a MET, juntamente com um método de otimização. Além desta contribuição, outro destaque é a aplicação da evolução diferencial binária em problemas reais, demonstrando a capacidade de tal otimização para fornecer soluções factíveis para problemas reais complexos.

1.1 OBJETIVOS

Para melhor compreensão, os objetivos são divididos em objetivo geral e objetivos específicos, os quais são apresentados nas próximas subseções.

1.1.1 OBJETIVO GERAL

Neste trabalho, o objetivo geral se identifica como desenvolver um método para gerar uma lista de controles corretivos capaz de maximizar a MET do sistema. Para isso, utilizar-se-á o FCC, a ED e capacitores disponíveis no sistema para gerar uma lista de conjuntos de capacitores que aumentam a MET considerando um conjunto de contingências, selecionadas segundo o critério $N - 1$, a partir da retirada de linhas de transmissão.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Para alcançar objetivo geral descrito anteriormente, será necessário cumprir alguns objetivos específicos, sendo estes evidenciados a seguir:

1. Estudar a estabilidade de tensão, suas causas e consequências;
2. Pesquisar sobre o método do fluxo de carga continuado para obtenção da margem de estabilidade de tensão;
3. Compreender o algoritmo da evolução diferencial para aplicação no plano de controles corretivos;
4. Elaborar um método capaz de fornecer um conjunto de controles corretivos utilizando a evolução diferencial e o fluxo de carga continuado.
5. Definir métricas para a avaliação da eficácia do método proposto;
6. Aplicar as métricas definidas na referida avaliação.

1.2 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Para cumprir os objetivos listados, esta qualificação é dividida em 7 capítulos, os quais são:

Capítulo 2: Apresenta os conceitos básicos relativos à estabilidade de tensão e como pode-se analisar e tratar estes problemas relacionados à falta de estabilidade de tensão no sistema. Além disso, apresenta os conceitos básicos do método que será utilizado neste trabalho, o fluxo de carga continuado, para fornecer o indicador de estabilidade de tensão;

Capítulo 3: Apresenta os conceitos básicos e a estrutura de funcionamento da evolução diferencial. Além disso, apresenta a evolução diferencial binária, cuja utilização é fundamental para o desenvolvimento do método que será apresentado neste trabalho;

Capítulo 4: Apresenta a formulação do problema e a proposta de solução para fornecer a lista de conjuntos de controles corretivos para aumentar a MET do sistema. Além disso, serão apresentados os parâmetros de controles escolhidos para serem utilizados na otimização e a análises que serão realizadas para avaliar a metodologia proposta;

Capítulo 5: Apresenta tanto os resultados como análises pertinentes para avaliar a metodologia proposta para fornecer uma lista de conjuntos de controles para aumentar a MET do sistema;

Capítulo 6: Apresenta as conclusões relacionadas aos estudos realizados para os dois sistemas teste e a eficácia da metodologia proposta para aumentar a MET do sistema.

2 ESTUDO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO

Neste capítulo serão apresentados conceitos importantes para que seja possível a compreensão sobre a estabilidade de tensão, suas causas e consequências, além de formas de prevenir a instabilidade de tensão.

Também será apresentado uma técnica para mensurar e avaliar a estabilidade de tensão do SEP. Tal técnica, chamada fluxo de carga continuado, é extensamente utilizada e, com ela, é possível traçar a curva PV do sistema através da execução de vários fluxos de carga.

2.1 ESTABILIDADE DE TENSÃO

Segundo Kundur et al. (2004), a estabilidade do SEP, desde a década de 1920, é reconhecidamente um importante problema para a operação segura do sistema. Historicamente, vários blecautes causados pela instabilidade do sistema reforçam a importância do assunto relacionado a estabilidade do SEP. Diante disto, de acordo com Grainger e Stevenson (1994) o estudo da estabilidade tem como objetivo avaliar os impactos de perturbações no SEP.

Como exemplo de perturbação, Santos (2008) lista o curto-circuito, defeitos nos equipamentos, erro humano, contingências em equipamentos da rede, chaveamentos de linhas de transmissão (religamentos, inserção/*bypass* de capacitores série), entre outros.

O conceito de estabilidade do SEP é definido como a propriedade do sistema em permanecer em um estado de equilíbrio operativo sob condições normais de operação e atingir um ponto de equilíbrio aceitável após ser sujeito a uma perturbação, com a maior parte de suas variáveis dentro de limites pré-estabelecidos (KUNDUR et al., 2004), (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

Devido às várias características dos sistemas, equipamentos e perturbações que podem ocorrer, apesar do problema da estabilidade ser único, uma classificação da estabi-

lidade do SEP foi realizada por Kundur et al. (2004) e atualizada por Hatziargyriou et al. (2020), a qual pode ser observada na Figura 2, para facilitar a compreensão e tratamento das várias formas de instabilidade do sistema.

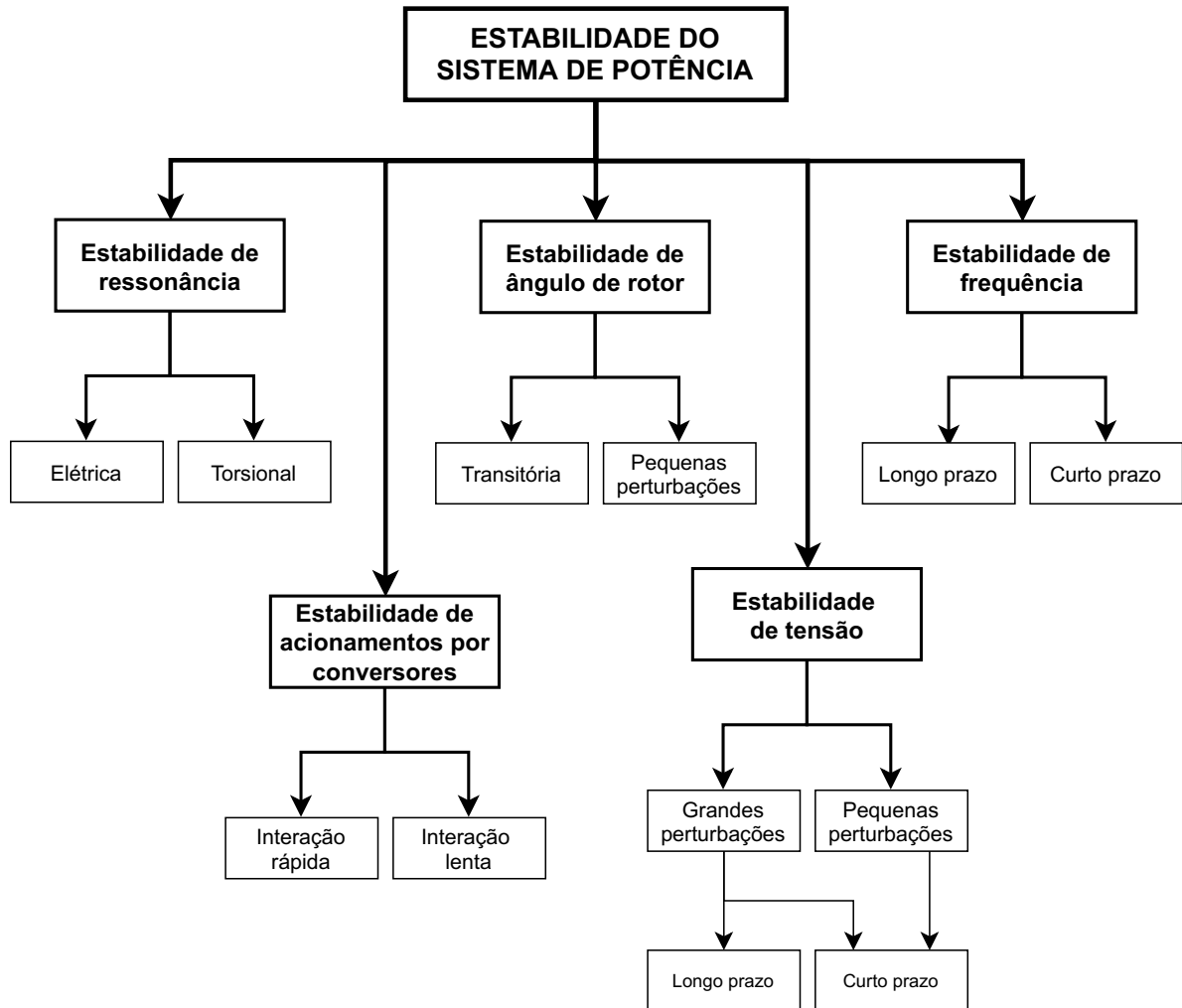


Figura 2: Classificação da estabilidade do SEP.

Fonte: Adaptado de Hatziargyriou et al. (2020).

Esta divisão é possível pois, segundo Reddy (2011), as influências de um tipo de instabilidade sobre as outras podem ser separadas de acordo com suas dinâmicas. Nesse sentido a estabilidade de tensão envolvem dinâmicas que estão restritas às barras de carga.

Aqui vale ressaltar que este trabalho irá limitar-se no estudo da Estabilidade de Tensão de Longo Prazo (ETLP), contudo, não menos importante, a Estabilidade de Tensão a Curto Prazo (ETCP) também requer atenção. Segundo Kawabe et al. (2017), a instabilidade de tensão de curto prazo ocorre no período de alguns segundos e é causada, basicamente, pela característica dinâmica dos componentes do sistema como, por exemplo, motores de indução e conversores de alta tensão em corrente contínua, conforme descrito

em Bompard, Mazza e Toma (2021). Conforme exposto em Ge et al. (2020), para analisar a ETCP é necessário realizar Simulações no Domínio do Tempo (SDT), as quais podem ser realizadas considerando vários modelos de sistemas e sistemas de grande escala, sendo que tais simulações são importantes para avaliar a estabilidade das transições entre os pontos de operação pré-contingência e pós-contingência. Algumas análises da estabilidade das transições podem ser observadas em trabalhos como Lammert et al. (2019), Zhao et al. (2018), assim como no livro Cutsem e Vournas (1998).

Além dos trabalhos citados no parágrafo anterior, estabilidade de curto prazo pode ser encontrada em vários outros trabalhos, como por exemplo em Jalali e Aldeen (2019), que propõe uma metodologia utilizando sistema armazenamento de energia para melhorar a estabilidade de tensão, considerando alta penetração de motores de indução e geração eólica. Ainda, pode-se encontrar trabalhos que utilizam UMF, como em Pinzón e Colomé (2019), que além de UMF utiliza Máximo Expoente de Lyapunov (MEL) e algoritmos estocásticos para ajustar os parâmetros do algoritmo de estimação do MEL, ou em Safavizadeh et al. (2019), que também utiliza UMF e Expoente de Lyapunov (MEL) para avaliar a estabilidade de tensão. Entre outros trabalhos, também pode-se encontrar aqueles que propõem índices, como é o caso de Zhang e Hill (2019), cujo índice proposto é baseado no estado inicial e dinâmica da carga.

Segundo Kundur et al. (2004), a estabilidade de tensão é relacionada com a capacidade do SEP manter o perfil de tensão em todas as barras do sistema depois de ser submetido a uma perturbação dado uma condição de operação.

Entretanto, o sistema entra em um estado de instabilidade de tensão quando uma perturbação, um aumento de carga ou uma mudança na condição de operação do sistema causa um aumento ou diminuição progressiva e descontrolada das tensões das barras do sistema (KUNDUR; MORISON; GAO, 1993).

A estabilidade de tensão é, essencialmente, um problema local, entretanto suas consequências podem impactar todo o sistema. Diante disso, devido as consequências que seguem a instabilidade de tensão, as quais levam as tensões dos barramentos do sistema a níveis muito baixos em parte significativa do mesmo, podendo até causar um blecaute, surge então o colapso de tensão (KUNDUR et al., 2004), (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

O colapso de tensão ocorre, tipicamente, em sistemas carregados, com perturbações e/ou com falta de fornecimento de potência reativa. Assim, o colapso está fortemente ligado à produção, transmissão e consumo de potência reativa. Deste modo, o colapso

surge quando a demanda de reativos não é satisfeita por causa de alguns fatores como a limitação de produção de potência reativa pelos geradores, por compensadores estáticos de reativos, por grandes perdas de potência reativa em linhas de transmissão fortemente carregadas, pelas interrupções de linhas de transmissão ou, ainda, pelo aumento da potência das cargas do sistema (ZHU, 2008), (DOBSON et al., 2002), (KUNDUR; MORISON; GAO, 1993).

Tendo em vista o problema de instabilidade de tensão, suas principais causas, segundo Dobson et al. (2002) e Kundur, Balu e Lauby (1994), são:

- Aumento da carga do sistema;
- Geração muito distante dos centros de consumo;
- Geração com tensão muito baixa;
- Limites de fornecimento de reativos por geradores, compensadores, etc;
- Dinâmica de recuperação das cargas;
- Acionamento de proteções ou interrupções de geradores.

Contudo, para sanar o problema da instabilidade de tensão, deve-se adotar algumas medidas paliativas e/ou corretivas. Dentre estas, Dobson et al. (2002) destaca as seguintes contra-medidas contra o colapso de tensão:

- Comutação de capacitores *shunt*;
- Bloqueio de transformadores de comutação;
- Despacho da geração;
- Reprogramação dos geradores e das barras de tensão piloto;
- Ajustes de reguladores secundário de tensão;
- Sobrecarga temporária de potência reativa dos geradores.

Uma maneira barata de fornecer potência reativa e regular a tensão dos sistema é a utilização de capacitores *shunt*. Contudo, Kundur, Balu e Lauby (1994) apontam uma série de limitações do ponto de vista de estabilidade e controle:

- Sua regulação de tensão tende ser ruim em sistemas com grande compensação por parte do capacitor;
- Além de certo nível de compensação, a operação estável não é atingida utilizando o capacitor *shunt*;
- A potência gerada pelo capacitor é proporcional ao quadrado da tensão. Então, durante a condições de baixa tensão a capacidade de suporte do capacitor diminui, ajudando a agravar o problema.

Quando é necessário avaliar a estabilidade de tensão do sistema, existe duas questões fundamentais que devem ser consideradas. A primeira diz respeito ao quão próximo o sistema está da instabilidade de tensão. Já a segunda diz, se o sistema está instável, onde e por que a instabilidade ocorreu (KUNDUR; BALU; LAUBY, 1994).

O primeiro questionamento remete a uma medida chamada Margem de Estabilidade de Tensão (MET), cuja fundamentação será realizada adiante. O segundo questionamento é importante quando uma MET inadequada é atingida. Quando este fenômeno ocorre, é necessário saber onde e porque a MET está inadequada para que seja possível escolher o melhor controle e o melhor lugar para instalá-lo, resultando em menor custo e maior eficiência do controle (KUNDUR; MORISON; GAO, 1993).

Diante da classificação da estabilidade apresentada na Figura 2, percebe-se que a estabilidade de tensão pode ocorrer por pequenas perturbações, por grandes perturbações, depois de alguns segundos até vários minutos após uma perturbação. Desta forma, para facilitar o estudo de tais fenômenos e avaliar a estabilidade do sistema, segundo Mansour (2013), pode-se dividi-los em três formas de análise; a análise dinâmica, quase-dinâmica e análise estática.

A análise dinâmica é realizada com técnicas não-lineares de simulação no domínio do tempo, o que representa o comportamento dinâmico do sistema de maneira mais próxima da realidade após a ocorrência de uma perturbação. Esse tipo de análise pode fornecer, cronologicamente e com precisão, os eventos responsáveis por uma colapso de tensão, sendo útil para a coordenação de dispositivos de controle e proteção. Contudo, métodos de simulação não-lineares no domínio do tempo exigem um grande esforço computacional, limitando sua utilização em operação em tempo real (SILVA, 2011).

Na análise quase-dinâmica decompõem-se o sistema em dinâmicas lentas e rápidas, pois os componentes do sistema têm tempos de respostas diferentes. Assim, as simulações

são menos custosas computacionalmente e os resultados obtidos são satisfatórios em relação à análise dinâmica (MANSOUR, 2013).

Por fim, a análise estática apresenta um baixo custo computacional e baixa complexidade para a sua modelagem. Neste tipo de análise as equações diferenciais do modelo dinâmico podem ser reduzidas para um conjunto de equações algébricas para cada ponto de equilíbrio, considerando o modelo utilizado para o fluxo de carga. Segundo Cutsem (2000), este tipo de análise é relacionado a margem de potência ativa e reativa através de sucessivos fluxos de carga, o que reflete na obtenção do PMC e, indiretamente, da MET do sistema.

Como a instabilidade de tensão ocorre com variações lentas na tensão, a análise estática é utilizada e, segundo Mansour (2013), métodos estáticos oferecem vantagens tanto em relação a restrições computacionais quanto ao fornecimento de informações importantes sobre o colapso de tensão.

Um procedimento utilizado para obtenção da MET do sistema avalia sua respectiva curva PV , sendo considerado por Ribeiro (2011) um dos métodos mais utilizados na análise estática de ET no SEP. Esta curva mostra a variação da tensão, numa dada barra do sistema, à medida que a potência do sistema aumenta. Tanto a curva PV , como a curva QV são obtidas realizando sucessivos estudos de cálculo do fluxo de potência com incrementos da carga do sistema. Tais curvas possibilitam a compreensão das diferentes condições de operação do sistema, pois são obtidas a partir do perfil da tensão em função do nível de carga (BONINI NETO, 2011; REIS, 2005).

Ainda, segundo Bonini Neto (2011) e Reis (2005), estas curvas têm sido largamente usadas nos estudos de operação e planejamento de sistemas elétricos, pois o perfil de tensão das barras em função de seu carregamento ajuda, entre outras coisas, a determinar os limites de transferência de potência entre as áreas de um sistema; ajustar margens; observar o comportamento das tensões das barras do sistema em análise; comparar estratégias de planejamento visando à proposição adequada de ampliações e reforços da rede com o intuito de se evitar o corte de carga. Ainda, as curvas PV e QV possibilitam avaliação qualitativa de diversas condições operativas do sistema em diferentes condições de carregamento e contingências e, além disso, ajudam a compreender e explicar o fenômeno da instabilidade de tensão.

Com a curva PV é possível determinar o PMC do sistema para suprir a demanda de potência. Tal ponto determina o maior nível de carregamento do sistema em que o conjunto de equações do fluxo de carga podem ser resolvidas. Além deste ponto não

existe um equilíbrio estável para o sistema operar (CHIANG et al., 1995; CANIZARES; ALVARADO, 1993).

A curva PV é normalmente obtida a partir da solução do fluxo de carga utilizando-se o método de Newton. Contudo, a medida em que se calcula os pontos da curva PV com incrementos de carga, a matriz Jacobiana aproxima-se da singularidade e, com isso, o método de Newton sofre de dificuldades de convergência em pontos na região do PMC, que reflete o ponto em que a matriz torna-se singular. Para resolver este problema na região de singularidade da matriz Jacobiana, utiliza-se métodos de fluxo de potência baseados em técnicas de continuação, como o FCC, que através de modificações mínimas na matriz Jacobiana do sistema, elimina-se sua singularidade e regulariza-se as características de convergência do método de Newton. (SILVA, 2011)

O FCC traça a curva PV , Figura 3, utilizando um esquema de preditor e corretor, que mantém a matriz Jacobiana bem condicionada em torno do PMC (ZHU, 2008).

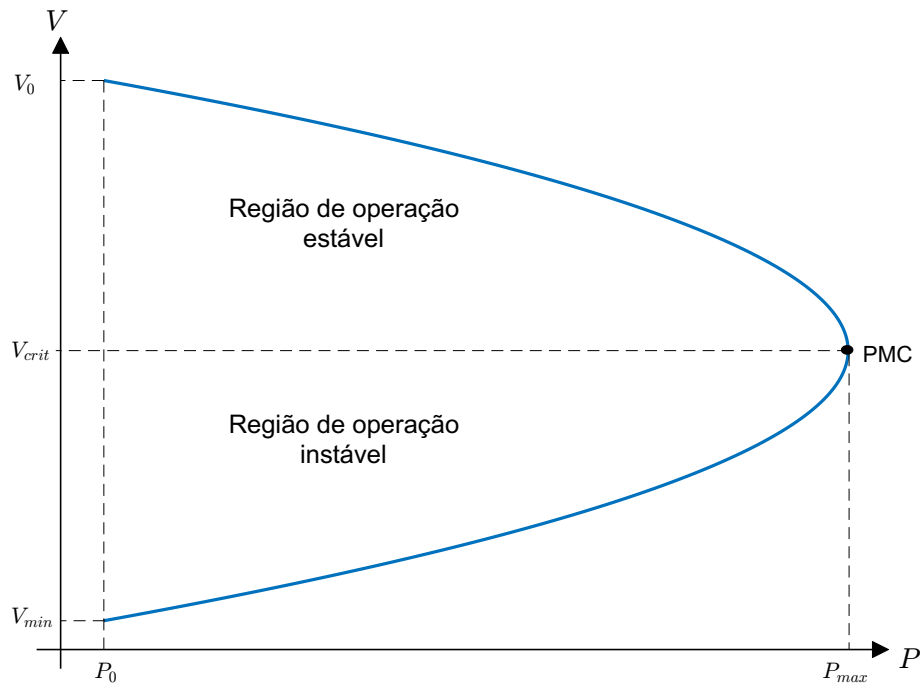


Figura 3: Exemplo de uma típica curva PV .

Fonte: Adaptado de Mansour (2013).

A Figura 3 ilustra uma típica curva PV , a qual pode-se observar a tensão do caso base (V_0) e potência ativa do caso base (P_0), onde o caso base reflete o estado atual do SEP. Também observa-se a tensão crítica (V_{crit}) e potência ativa máxima (P_{max}) do sistema, que representa o PMC ou o ponto do colapso de tensão. Toda parcela da curva acima da V_{crit} corresponde à pontos de operação estáveis do sistema, e os pontos abaixo

da V_{crit} correspondem à pontos de operação instáveis.

A MET é uma importante informação para analisar a segurança de um SEP, do ponto de vista da estabilidade de tensão, e a sua obtenção em tempo real é altamente desejada nos centros de operação. Contudo, para que seja possível quantificar a MET, pode-se utilizar a curva PV traçada a partir do FCC, cuja representação pode ser visualizada por meio da Figura 4.

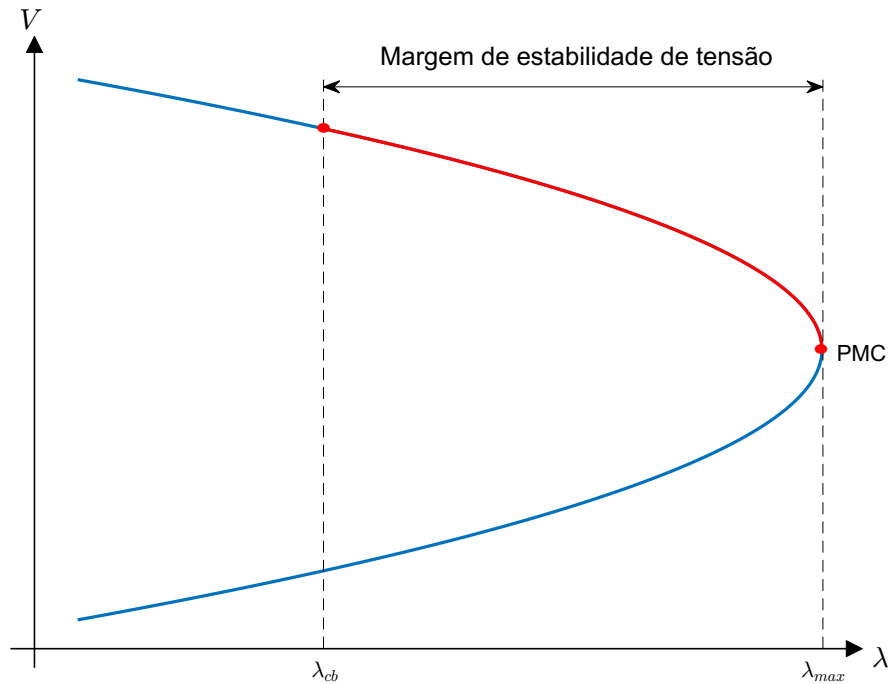


Figura 4: Exemplo de uma típica curva λV .

Fonte: Adaptado de Mansour (2013).

Segundo Oliveira (2009), a MET é definida como a distância, em termos de MW e/ou $MVAr$, do ponto atual de operação até o ponto de limite da rede do sistema parametrizado, sendo um dos índices mais básicos e amplamente aceitos para avaliar a proximidade do ponto de colapso de tensão, como expõe Miñano (2010). Assim, a partir da Figura 4 tem-se que λ_{cb} representa o carregamento do sistema do caso base, enquanto λ_{max} representa o carregamento máximo do sistema. Desta forma, utilizando a definição de Oliveira (2009), a MET é a diferença entre λ_{max} e λ_{cb} . Ainda, a partir da Figura 4, pode-se observar que a medida que o carregamento (λ) do sistema aumenta, o SEP se aproxima do ponto de colapso de tensão, que equivale ao PMC, definido por λ_{max} . Ainda, vale destacar que, o λ é uma medida normalizada da potência do sistema.

A partir da MET é possível definir o estado operativo em que o sistema se encontra e definir a MET mínima desejável para o sistema, estipulada pelo Operador Nacional do

Sistema Elétrico (ONS) brasileiro, cujas diretrizes podem ser encontradas em ONS (2018).

Existem alguns métodos para encontrar a MET do sistema, porém neste trabalho, essa importante informação será calculada utilizando o FCC. Este método, apesar da necessidade de realizar vários fluxos de carga, quando parametrizado de forma coerente, apresenta bons resultados para a estimação da MET do SEP.

Neste capítulo foi apresentado o conceito básico de estabilidade do SEP e sua classificação para estudos, direcionando para a estabilidade de tensão, a qual é o objeto de estudo deste trabalho. Também foram apresentadas causas e consequências da instabilidade de tensão, assim como alguns controles utilizados para corrigi-la. Por fim, foi evidenciado uma das técnicas utilizadas no âmbito da análise estática, o FCC, para gerar a curva PV e, conseqüentemente a curva λV do sistema, as quais fornecem informações importantes a respeito do SEP como, por exemplo, o PMC e a MET.

No próximo seção será apresentado o método do FCC, assim como a técnica de parametrização utilizada neste trabalho para obtenção da MET do sistema.

2.2 FLUXO DE CARGA CONTINUADO

Existem diversos métodos para se obter a MET do sistema, sendo que alguns podem ser utilizados na operação em tempo real e outros não, devido, entre outras coisas, à complexidade computacional de cada um. Além disso, existem os métodos que não levam em consideração a direção do crescimento de carga do SEP e, em contrapartida, outros métodos utilizam esta direção do crescimento para o calcular a MET (MANSOUR, 2013).

Desta forma, como visto no capítulo anterior, uma forma de encontrar a MET é utilizar a curva PV e, conseqüentemente, a curva λV do SEP. Uma das técnicas utilizadas para encontrar essas curvas leva em consideração a direção de crescimento de carga e é baseada no método da continuação proposto por Seydel (1988), sendo denominada Fluxo de Carga Continuado (FCC). De acordo com Laton, Musirin e Rahman (2008), tal método é muito útil e poderoso para encontrar curvas de soluções para equações algébricas não-lineares através da alteração do valor de um parâmetro.

A vantagem de utilizar o método da continuação é que, através da reformulação das equações do fluxo de carga, defini-se as soluções como funções contínuas de um determinado parâmetro escalar λ , que no caso do FCC representa o carregamento do sistema (MANSOUR, 2013).

De acordo com Mansour (2013), o método da continuação tem como princípio obter soluções consecutivas de equações algébricas não-lineares, traçando trajetórias a partir de uma solução inicial denominada de caso base. Assim, a partir da solução inicial (y^k, λ_k) e incrementando λ , obtém-se as outras soluções (y^{k+1}, λ_{k+1}) , (y^{k+2}, λ_{k+2}) , \dots , (y^l, λ_l) , onde λ_l é o valor desejado para λ .

A obtenção das soluções a partir do caso base é realizada em duas etapas, a predição e a correção, que podem ser observadas na Figura 5. A predição fornece uma previsão da próxima solução $(\bar{y}^{k+1}, \bar{\lambda}_{k+1})$, com base na solução atual (y^k, λ_k) , e a correção calcula a próxima solução (y^{k+1}, λ_{k+1}) a partir da solução estimada na etapa de predição. Para que seja possível obter a próxima solução na etapa de correção, utiliza-se um método iterativo para calculá-la, sendo neste trabalho utilizado o método de Newton.

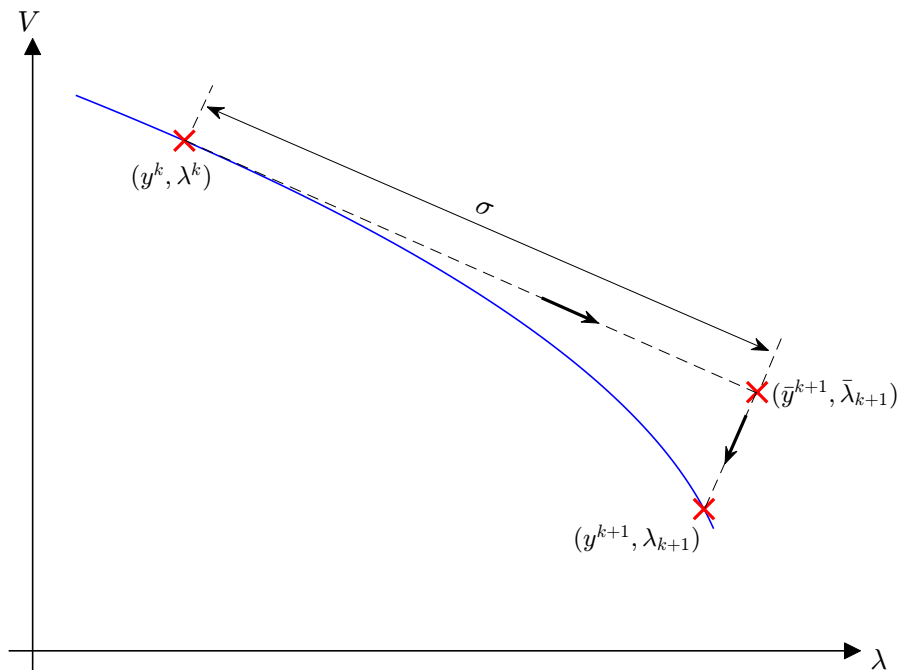


Figura 5: Etapas de predição e correção para obter a próxima solução.

Fonte: Adaptado de Mansour (2013).

A partir da Figura 5 é possível determinar o tamanho do passo, σ , que consiste na distância entre solução atual (y^k, λ_k) e a predição da próxima solução $(\bar{y}^{k+1}, \bar{\lambda}_{k+1})$. O tamanho do passo e, conseqüentemente, a localização da solução estimada, na qual é determinada segundo a estratégia de parametrização utilizada, é determinante na convergência da etapa de correção.

A utilização do método de continuação foi proposta por Ajjarapu e Christy (1992) para a obtenção do ponto de colapso de tensão e, conseqüentemente, encontrar a MET

do sistema, evitando a singularidade da matriz Jacobiana próximo ao ponto de colapso de tensão.

O FCC é comumente utilizado para determinar e analisar o comportamento estático do SEP e, segundo Chiang et al. (1995), é um método bem versátil, podendo ser utilizado em diversas aplicações, entre as quais analisar problemas de tensão por causa de variações de carga e/ou geração (por exemplo o colapso de tensão), avaliar a máxima capacidade de transmissão e intercâmbio de potência, simular o comportamento estático do sistema de potência devido a variações de carga e/ou geração com ou sem dispositivos de controle e conduzir estudos de coordenação de controles para avaliação da segurança estática do sistema.

O funcionamento do FCC usa como base o FC, sendo este também conhecido como Fluxo de Potência (FP), o qual é utilizado para determinar o estado do sistema, a distribuição dos fluxos de potência e outras variáveis de interesse. Este método analisa o modelo estático do sistema, o qual é representado por equações e inequações algébricas (MONTICELLI, 1983).

A formulação básica do problema mostra que cada barra do sistema é associada a 4 variáveis sendo duas delas incógnitas. Assim, o problema é solucionado para um ponto de equilíbrio, utilizando um método numérico, e é definido por (1),

$$\mathbf{f}(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{v}_{bar}) = 0 \quad (1)$$

onde $\boldsymbol{\theta}$ representa o vetor de ângulos das barras de carga (PQ) e de geração (PV), com dimensão $n_{PQ} + n_{PV}$, \mathbf{v}_{bar} é o vetor das magnitudes das tensões das barras de carga (PQ), com dimensão n_{PQ} , e \mathbf{f} é o vetor das equações do fluxo de carga, com dimensão $n_{(2 \times n_{PQ}) + n_{PV}}$.

Contudo, para que seja possível traçar as curvas PV e λV e, conseqüentemente calcular a MET, deve-se solucionar o fluxo de potência para vários pontos de equilíbrio, considerando aumentos de carga e/ou geração. Para que isso seja factível, deve-se adicionar uma parâmetro escalar, λ , à (1), obtendo-se (2),

$$\mathbf{f}(\mathbf{y}, \lambda) = 0 \quad (2)$$

onde \mathbf{y} é um vetor que contém os vetores $\boldsymbol{\theta}$ e \mathbf{v}_{bar} , $\mathbf{y} = [\boldsymbol{\theta}, \mathbf{v}_{bar}]$, com dimensão $n_{(2 \times n_{PQ}) + n_{PV}}$, e λ é um parâmetro escalar.

Tendo em vista (2) e remetendo às equações dos fluxos de potência que a representa, verifica-se que esta é composta por $n_{(2 \times n_{PQ}) + n_{PV}}$ equações e $n_{(2 \times n_{PQ}) + n_{PV}} + 1$ variáveis. Desta forma, o problema pode ser resolvido especificando um valor para o parâmetro λ e, para cada novo valor especificado, obtêm-se uma nova solução, ou seja, um novo ponto de equilíbrio para o SEP.

Para contornar o problema da diferença entre equações e variáveis de (2), ao invés de especificar um valor para λ , pode-se utilizar uma parametrização pela adição de uma equação escalar como é apresentado em (3).

$$\rho(\mathbf{y}, \lambda) = 0 \quad (3)$$

Assim, pode-se reescrever (2) e obter (4), na qual é composta por $n_{(2 \times n_{PQ}) + n_{PV}} + 1$ equações e $n_{(2 \times n_{PQ}) + n_{PV}} + 1$ variáveis.

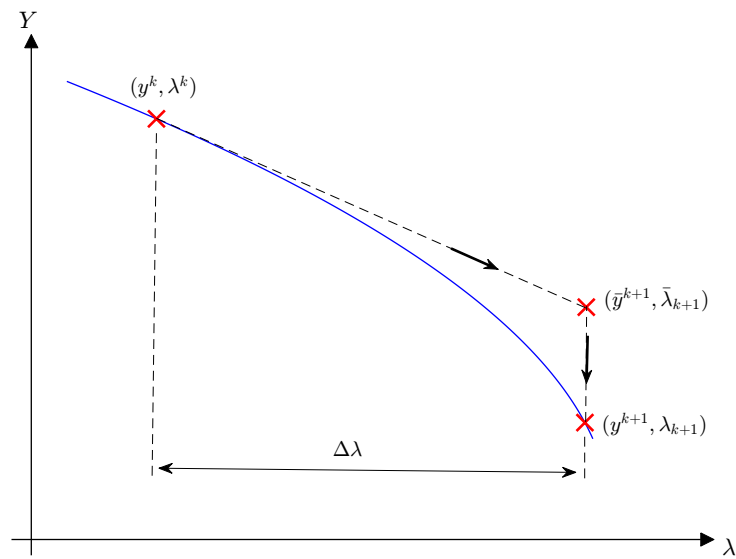
$$\mathbf{F}(\mathbf{y}, \lambda) = \begin{pmatrix} \mathbf{f}(\mathbf{y}, \lambda) \\ \rho(\mathbf{y}, \lambda) \end{pmatrix} = 0 \quad (4)$$

Dado o sistema (4), o FCC é utilizado para calcular suas soluções e encontrar a curva $PV/\lambda V$ do SEP. Contudo, para que isso seja possível, deve-se realizar alguns procedimentos, tais quais a parametrização, predição, correção e controle do tamanho do passo.

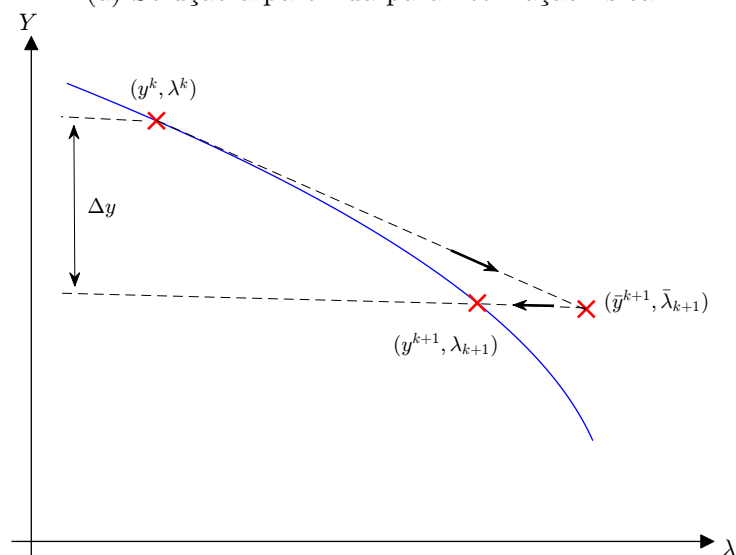
Segundo Magalhães, Neto e Alves (2012), a parametrização fornece uma maneira de identificar cada solução ao longo da trajetória a ser obtida, sendo seu objetivo principal evitar a singularidade da matriz Jacobiana. Existem três tipos básicos de parametrização:

- **Parametrização física** (λ): baseia-se no parâmetro de controle λ , sendo que o comprimento do passo é dado por $\Delta\lambda$;
- **Parametrização local** (\mathbf{y} ou λ): baseia-se em algum componente do vetor de estados \mathbf{y} ou no parâmetro de controle λ , sendo que, neste caso, o comprimento do passo é dados por Δy_k ou $\Delta\lambda$;
- **Parametrização pelo Comprimento do Arco** (s): baseia-se no comprimento do arco ao longo da curva para realizar a parametrização, sendo que o comprimento do passo é dado por Δs .

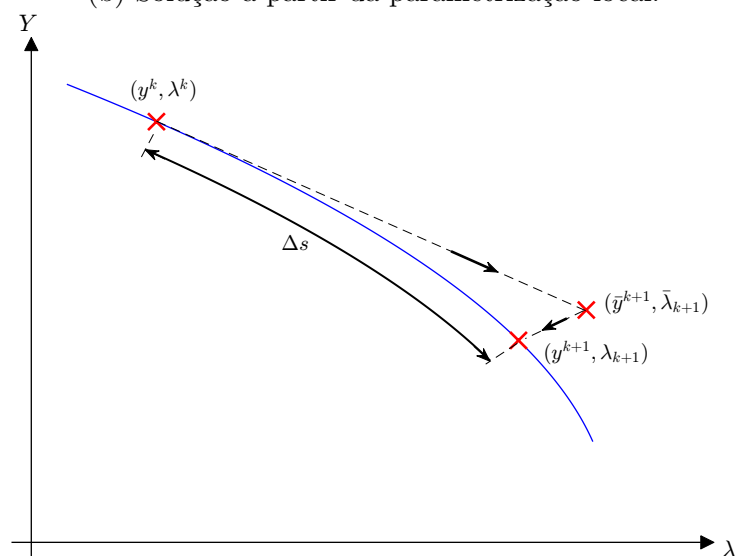
Os tipos de parametrização podem ser observados na Figura 6.



(a) Solução a partir da parametrização física.



(b) Solução a partir da parametrização local.



(c) Solução a partir da parametrização de comprimento de arco.

Figura 6: Solução segundo o tipo de parametrização.

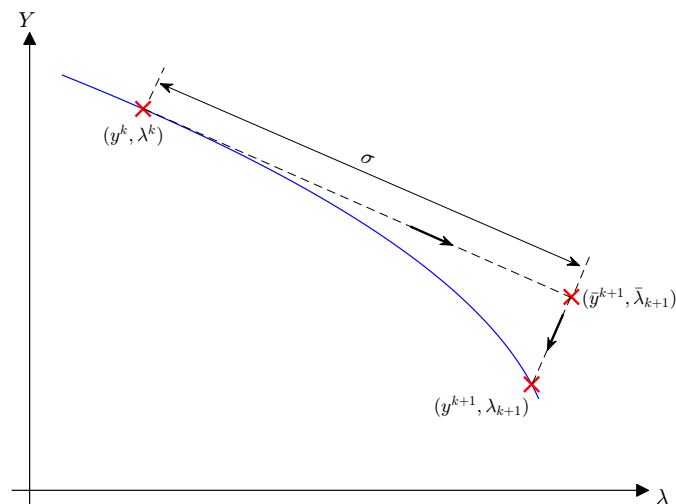
Fonte: Adaptado de Mansour (2013).

Entre os tipos de parametrização listados acima, de acordo com Magalhães, Neto e Alves (2012), a parametrização pelo comprimento de arco apresenta boas características de convergência que são fundamentais para contornar o problema da singularidade da matriz Jacobiana.

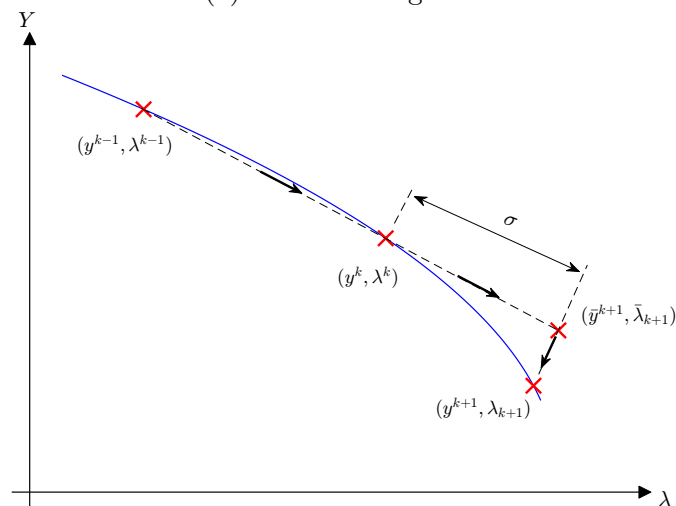
Ainda, segundo Ju et al. (2013), a escolha da parametrização é importante para evitar falhas do FCC na utilização em tempo real, as quais se apresentam em dois tipos. A primeira acontece porque a parametrização escolhida não consegue evitar a singularidade da matriz Jacobiana para algumas instabilidades de tensão com fortes características locais. Já a segunda acontece devido a matriz jacobiana estendida se tornar singular por causa de uma parametrização imprópria.

Definido a parametrização, o próximo processo é a predição. A predição é utilizada para estimar as soluções na curva $PV/\lambda V$. Geralmente, são utilizados dois tipos de preditores, o preditor tangente e o preditor secante. O preditor tangente é utilizado para estimar a próxima solução na curva $PV/\lambda V$ utilizando o vetor tangente de (4). Já o preditor secante é baseado em extrapolação polinomial, utilizando um polinômio de grau 1, que passa pela solução atual e pela anterior.

O preditor secante é uma aproximação do vetor tangente que utiliza a solução atual e a anterior para determinar uma aproximação da próxima solução. Contudo, necessita-se conhecer previamente duas soluções para que o preditor secante possa ser utilizado. A Figura 7 apresenta graficamente os dois tipos de preditores evidenciados anteriormente.



(a) Preditor tangente.



(b) Preditor secante.

Figura 7: Tipos de preditores.

Fonte: Adaptado de Mansour (2013).

Após a predição, acontece o processo de correção, o qual tem como objetivo resolver (4), a partir da aproximação realizada com a etapa da predição, utilizando-se qualquer método numérico capaz de resolver equações algébricas não lineares. (CHIANG et al., 1995), (AJJARAPU; CHRISTY, 1992).

Por fim, o último processo é o controle do comprimento do passo, que interfere diretamente na eficiência computacional e é um ponto chave do FCC juntamente com a parametrização. Com um passos pequenos a estimação da solução é próxima da solução real, contudo pode tornar-se ineficiente computacionalmente. Entretanto, passos grandes elevam o desempenho computacional, porém as soluções aproximadas podem ficar muito distantes das soluções reais, fazendo com que aconteça a não convergência do método na etapa de correção (XU; WANG; AJJARAPU, 2012), (CHIANG et al., 1995).

Apresentados os conceitos básicos e as técnicas utilizadas no FCC, agora será apresentada a estratégia de parametrização utilizada neste trabalho, bem como o preditor para obter as soluções ao longo da curva $PV/\lambda V$.

A parametrização por comprimento do arco, segundo Flueck e Dondeti (2000), elimina o mal-condicionamento da matriz Jacobiana perto do ponto de bifurcação induzida evitando, assim, problemas de convergência no método do FC. Este tipo de parametrização foi utilizado em trabalhos como Chiang et al. (1995), Zhu (2008) e Li e Chiang (2008). Para realizar esta parametrização, primeiramente é feita uma troca de parâmetros, como mostra (5).

$$\mathbf{y} = \mathbf{y}(s), \lambda = \lambda(s) \quad (5)$$

Desta forma, com a alteração dos parâmetros, o comprimento do passo (Δs) é dado pela (6),

$$\Delta s^2 = \sum_{i=1}^n [y_i - y_i(s)]^2 + [\lambda - \lambda(s)]^2 \quad (6)$$

onde $n = n_{(2 \times n_{PQ}) + n_{PV}}$.

Assim, pode-se re-escrever (3) conforme (7),

$$\rho(\mathbf{y}, \lambda, s) = -\Delta s_{esp}^2 + \sum_{i=1}^n [y_i - y_i(s)]^2 + [\lambda - \lambda(s)]^2 = 0 \quad (7)$$

onde Δs_{esp} é um valor de passo especificado.

Então, a equação do FC parametrizado (4) pode ser escrito segundo (8).

$$\mathbf{F}(\mathbf{y}, \lambda) = \begin{pmatrix} \mathbf{f}(\mathbf{y}, \lambda) \\ \rho(\mathbf{y}, \lambda, s) \end{pmatrix} = 0 \quad (8)$$

Utilizando-se o preditor tangente para a parametrização do comprimento do arco, primeiramente efetua-se a derivada de ambos os lados de (8) e obtém-se (9),

$$\begin{aligned}
D_y \mathbf{f} \Delta \mathbf{y} + D_\lambda \mathbf{f} \Delta \lambda + 0 \Delta s &= 0 \\
D_y \rho \Delta \mathbf{y} + D_\lambda \rho \Delta \lambda + D_s \rho \Delta s &= 0
\end{aligned} \tag{9}$$

$$\begin{aligned}
2 \sum_{i=1}^n [y_i - y_i(s)] \Delta y_i + 2[\lambda - \lambda(s)] \Delta \lambda - 2 \Delta s \Delta s &= 0 \\
\sum_{i=1}^n \Delta y_i^2 + \Delta \lambda^2 &= \Delta s^2
\end{aligned}$$

onde D_y , D_λ e D_s são os operadores que representam, respectivamente, $\partial/\partial \mathbf{y}$, $\partial/\partial \lambda$ e $\partial/\partial s$.

Reescrevendo (9) e fixando $\Delta s = \pm 1$, tem-se (10), que consiste na solução do preditor tangente para a parametrização pelo comprimento do arco.

$$\begin{cases} D_y \mathbf{f} \Delta \mathbf{y} + D_\lambda \mathbf{f} \Delta \lambda = 0 \\ \sum_{i=1}^n \Delta y_i^2 + \Delta \lambda^2 = 1 \end{cases} \tag{10}$$

Para a aplicação do corretor, primeiramente expande-se (2) em séries de Taylor em torno do ponto $(\mathbf{y}_0, \lambda_0)$, obtendo-se (11)

$$\mathbf{F}(\mathbf{y}, \lambda) \approx \mathbf{F}(\mathbf{y}_0, \lambda_0) + \begin{pmatrix} D_y \mathbf{f} & D_\lambda \mathbf{f} \\ D_y \rho & D_\lambda \rho \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta \mathbf{y} \\ \Delta \lambda \end{pmatrix} = 0 \tag{11}$$

A partir de (11) identifica-se a matriz Jacobiana, a qual é dada por (12).

$$\mathbf{J} = \begin{pmatrix} D_y \mathbf{f} & D_\lambda \mathbf{f} \\ D_y \rho & D_\lambda \rho \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} D_y \mathbf{f} & D_\lambda \mathbf{f} \\ 2[y_1 - y_1(s)], \dots, 2[y_n - y_n(s)] & 2[\lambda - \lambda(s)] \end{pmatrix} \tag{12}$$

Assim, o passo corretor baseia-se em resolver (13),

$$\mathbf{J} \begin{pmatrix} \Delta \mathbf{y} \\ \Delta \lambda \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} \mathbf{f}(\mathbf{y}_v, \lambda_v) \\ \rho(\mathbf{y}_v, \lambda_v, s) \end{pmatrix} \tag{13}$$

onde v refere-se ao número da iteração do método numérico. Desta forma, os estados são atualizados conforme (14).

$$\begin{aligned}
\mathbf{y}_{v+1} &= \mathbf{y}_v + \Delta \mathbf{y} \\
\lambda_{v+1} &= \lambda_v + \Delta \lambda
\end{aligned} \tag{14}$$

Em síntese, utilizando-se a solução estimada no preditor como solução inicial,

resolve-se (13) e (14), até atingir o critério de convergência, para obter a solução final. O algoritmo completo do FCC pode ser compreendido ao analisar o fluxograma da Figura 8.

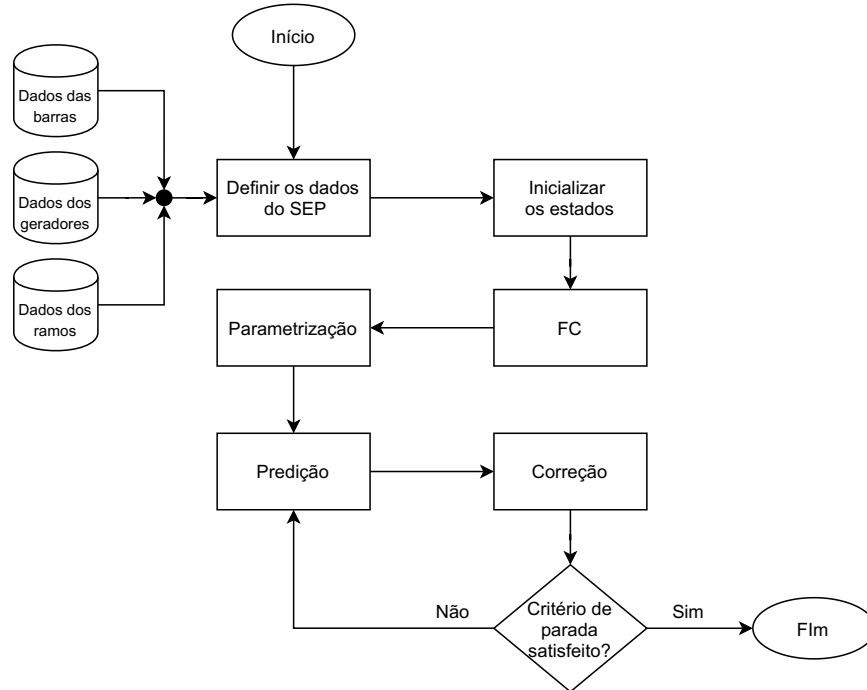


Figura 8: Fluxograma do algoritmo do FCC.

Fonte: Autoria própria.

Analisando o fluxograma da Figura 8, pode-se dizer o FCC consiste em uma aplicação iterativa das etapas de predição e correção até que se atinja um critério de parada. Este critério de parada é definido pelo valor especificado de carregamento que deseja-se obter. Contudo, para que seja possível aplicar o preditor e o corretor, deve-se primeiramente aplicar o FC para se obter o caso base e, a partir deste, faz-se a parametrização e aplica-se o preditor e corretor iterativamente. A cada etapa do corretor realizada obtém-se um ponto de operação para o sistema, de acordo com o carregamento parametrizado λ , e constrói-se a curva $PV/\lambda V$.

Neste capítulo foi apresentado os conceitos básicos relacionados ao FCC, utilizado na análise estática do sistema. Esta técnica utiliza procedimentos de parametrização, predição e correção para encontrar os pontos de operação do sistema, com a finalidade de gerar as curvas PV e λV e, conseqüentemente, obter o PMC e a MET. Esta técnica demanda um alto esforço computacional, dificultando sua utilização em tempo real.

O FCC é uma parte fundamental para a metodologia que será apresentada neste trabalho, pois com ele é possível encontrar a MET do sistema, a qual é utilizada como um

indicar de desempenho da lista de capacitores que será gerada. Assim, será apresentado no capítulo 4 como o FCC se integrará na metodologia que será desenvolvida neste trabalho.

No próximo capítulo será apresentada outra técnica fundamental utilizada neste trabalho, a qual é um algoritmo de otimização chamado de evolução diferencial. Esta técnica será utilizada para otimizar a MET do sistema obtida com o algoritmo do FCC.

3 EVOLUÇÃO DIFERENCIAL

A Evolução Diferencial (ED) foi proposta por Storn e Price (1995) e, segundo Price, Storn e Lampinen (2005), é um otimizador baseado em populações que resolve um problema através de uma Função Objetivo (FO), a partir de um conjunto de pontos iniciais aleatórios e perturbações nesses pontos.

Ao longo dos anos vários pesquisadores promoveram modificações na estrutura básica da DE para aprimorar o algoritmo, como pode ser observado, por exemplo em Sarker, Elsayed e Ray (2014), Bandyopadhyay e Mukherjee (2015) e Liang et al. (2019), adaptando-o e/ou melhorando-o para diversas aplicações.

Entre essas diversas aplicações, segundo Das e Suganthan (2011), pode-se citar os sistemas elétricos de potência, sistemas de controle e robótica, redes neurais artificiais, reconhecimento de padrões, processamento de imagens e muitas outras áreas.

A evolução diferencial possui uma estrutura simples e pode ser facilmente compreendida. De forma sucinta, aplica-se os operadores genéticos (mutação, cruzamento e seleção) em uma população $\mathbf{X}^{(G)}$ para gerar uma nova população $\mathbf{X}^{(G+1)}$ descendente de $\mathbf{X}^{(G)}$, onde G representa a geração em análise. Esta técnica de otimização pode ser sintetizada através do esquema apresentado na Figura 9.

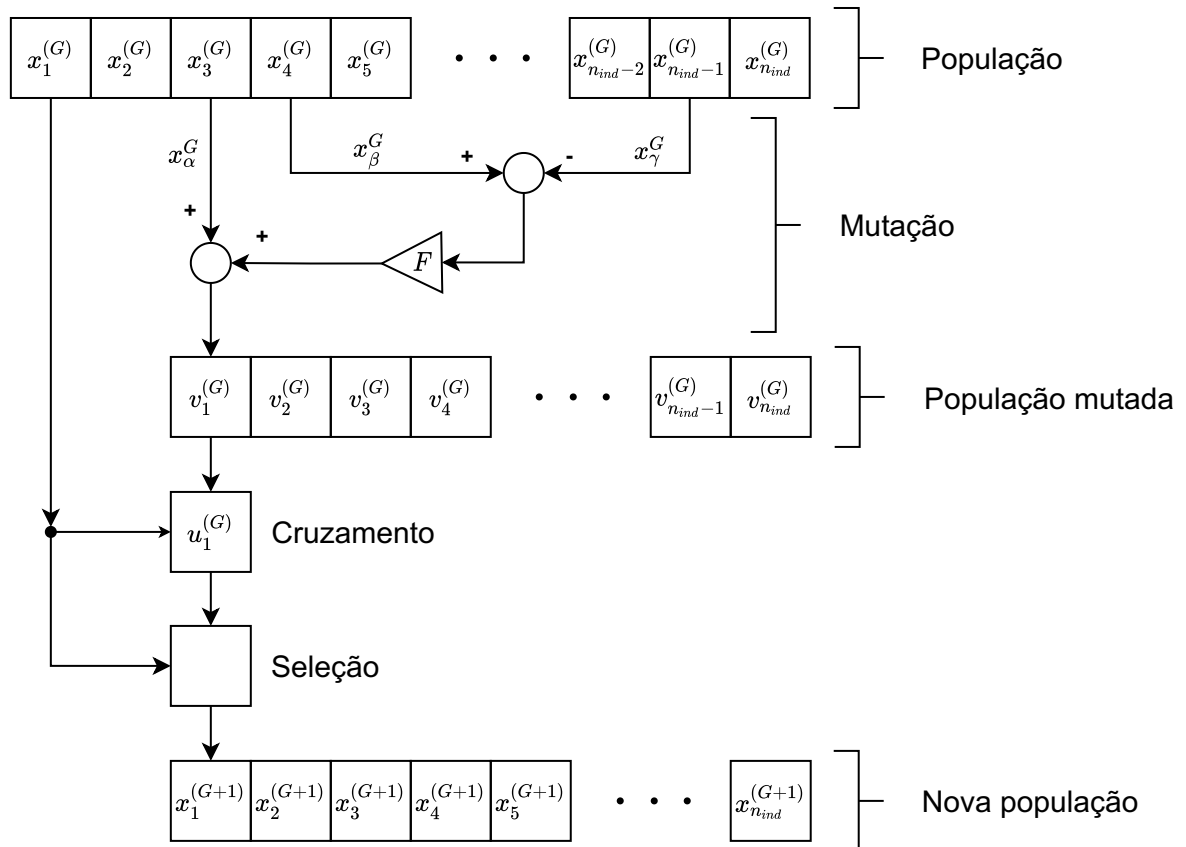


Figura 9: Fluxograma das etapas da evolução diferencial.

Fonte: Autoria própria.

O funcionamento da ED ocorre em 4 etapas, sendo uma de única execução e outras 3 de execução iterativa. Primeiramente, uma população inicial aleatória, $\mathbf{X}^{(0)}$, com N_{ind} indivíduos   gerada. Posteriormente, avalia-se o *fitness* desta população com base em uma FO de interesse, sendo que esta primeira etapa constitui a etapa de única execução da ED. Com a população inicial gerada e com o *fitness* de cada indivíduo calculado, aplicam-se os operadores genéticos para gerar uma nova população descendente da população inicial.

A segunda etapa constitui o processo de mutação. Este processo inicia-se com a escolha de um vetor alvo e com a seleção aleatória de 3 indivíduos diferentes da população (x_α , x_β e x_γ), sendo que estes não podem ser o vetor alvo. Após a seleção dos indivíduos, subtrai-se x_γ de x_β adquirindo o vetor diferenç  e, posteriormente, aplica-se o fator de ponderação F obtendo o vetor diferenç  ponderada. Posteriormente, adiciona-se ao vetor base (x_α) o vetor diferenç  ponderada, resultando no vetor mutado. Todo este processo pode ser representado através de (15),

$$v_{n_{ind}}^{(G+1)} = x_\alpha^{(G)} + F \cdot (x_\beta^{(G)} - x_\gamma^{(G)}) \quad (15)$$

onde $v_{n_{ind}}^{(G+1)}$ é o n_{ind} -ésimo vetor mutado da população, os índices α , β e γ são inteiros que representam os indivíduos sorteados aleatoriamente da população, G representa a geração em análise e, por fim, F é o fator de ponderação.

Na terceira etapa é aplicado o operador cruzamento. Este operador consiste na escolha dos genes que farão parte de cada indivíduo da população cruzada. Para cada gene de cada vetor mutado é atribuído um número aleatório entre 0 e 1, identificado como $rand_{v_{n_{ind},j}}$. Esse número é comparado com taxa de cruzamento (CR), previamente definida, que também varia entre 0 e 1. Também, é sorteado aleatoriamente um inteiro identificado por $Irاند$, o qual será utilizado para as comparações dos genes. Assim, obtém-se um vetor experimental $u_{n_{ind},j}^{(G+1)}$, sendo este é determinado de acordo com (16),

$$u_{n_{ind},j}^{(G+1)} = \begin{cases} v_{n_{ind},j}^{(G+1)} & \text{se } rand_{v_{n_{ind},j}} \geq CR \text{ ou } j = Irاند \\ x_{n_{ind},j}^{(G)} & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (16)$$

onde $v_{n_{ind},j}^{(G+1)}$ é o j -ésimo gene do n_{ind} -ésimo vetor mutado, $x_{n_{ind},j}^{(G)}$ é o j -ésimo gene do n_{ind} -ésimo vetor alvo e $Irاند$ é uma inteiro do intervalo $[1, 2, \dots, J]$, o qual J identifica o número de genes do indivíduo.

Realizada a mutação e o cruzamento, na quarta etapa deve ser aplicado o operador seleção. Nesta etapa é realizada a comparação entre o vetor alvo e o respectivo vetor experimental para gerar uma nova população formada pelos indivíduos mais aptos. É calculado o *fitness* dos indivíduos da população experimental (fit_u) e comparado com o respectivo *fitness* do vetor alvo (fit_x), sendo que o melhor indivíduo de cada comparação fará parte da população da próxima geração, como mostra (17).

$$x_{n_{ind}}^{(G+1)} = \begin{cases} u_{n_{ind}}^{(G+1)} & \text{se } fit_{u_{n_{ind}}^{(G+1)}} \geq fit_{x_{n_{ind}}^{(G)}} \\ x_{n_{ind}}^{(G)} & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (17)$$

É importante salientar aqui que, em (17), a seleção dos indivíduos que comporão as próximas gerações é realizada com base no indivíduo que apresenta o maior *fitness*, determinando um problema de maximização. Para aplicar (17) em uma otimização de minimização, deve-se implementar uma alteração, trocando $fit_{u_{n_{ind}}^{(G+1)}} \geq fit_{x_{n_{ind}}^{(G)}}$ por $fit_{u_{n_{ind}}^{(G+1)}} \leq fit_{x_{n_{ind}}^{(G)}}$.

Com isso, a partir da nova população gerada $\mathbf{X}^{(G+1)}$ é calculado o *fitness* de seus indivíduos e aplicado novamente os operadores de mutação, cruzamento e seleção. Este

processo continua até que um critério de parada seja alcançado.

A utilização de (15), (16) e (17), representam a evolução diferencial com números reais. Contudo, neste trabalho a evolução diferencial será aplicada com a codificação binária, a qual foi desenvolvida com base na Evolução Diferencial Binária (EDB) proposta por Gong e Tuson (2007) e na análise desta técnica realizada por Doerr e Zheng (2020). A evolução diferencial binária pode ser sintetizada com auxílio da Figura 10.

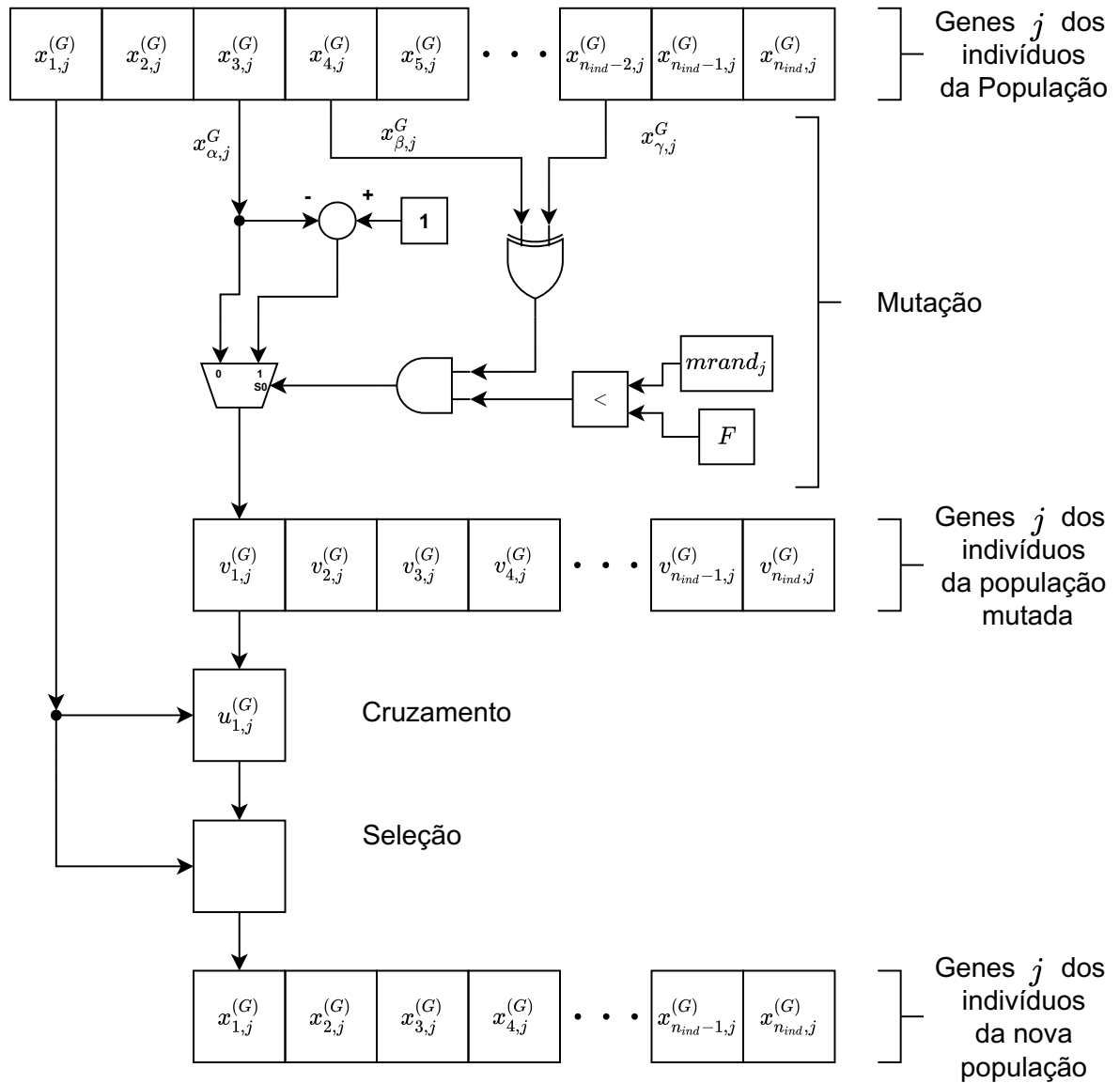


Figura 10: Fluxograma da etapas da evolução diferencial binária.

Fonte: Autoria própria.

A mudança da evolução diferencial contínua para a binária é concentrada na mutação e no cruzamento. Na mutação a diferença é observada na composição da equação condicional que manipula cada gene do indivíduo, onde, ao observar a Figura 10, percebe-

se que a comparação condicional pode ser descrita por blocos de lógicas binários *XOR*, *AND* e *MUX*. Tal equação condicional pode ser observada em (18),

$$v_{i,j}^{(G+1)} = \begin{cases} 1 - x_{\alpha,j}^{(G)}, & \text{se } v_{\beta,j}^{(G)} \neq v_{\gamma,j}^{(G)} \text{ e } mrand_j < F \\ x_{\alpha,j}^{(G)}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (18)$$

onde j é o j -ésimo gene do indivíduo em análise e $mrand_j$ é um valor aleatório entre 0 e 1 atribuído para cada gene j do indivíduo.

De maneira semelhante à mutação, no cruzamento a diferença entre a evolução diferencial contínua e binária também se concentra na equação condicional de seleção do gene, como pode ser visualizada em (19),

$$u_{i,j}^{(G+1)} = \begin{cases} v_{i,j}^{(G+1)}, & \text{se } crand_j \geq CR \\ x_{i,j}^{(G)}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (19)$$

onde $v_{i,j}^{(G+1)}$ é o j -ésimo gene do i -ésimo vetor mutado, $x_{i,j}^{(G)}$ é o j -ésimo gene do i -ésimo vetor alvo e $crand_j$ é o j -ésimo valor aleatório definido entre 0 e 1 para o j -ésimo gene.

Para ser utilizado de maneira coerente com a metodologia que será proposta, a população da EDB, como já mencionado anteriormente, deverá ser codificada de maneira pertinente. Essa codificação deve ser binária e segue a estrutura apresentada na Figura 11.

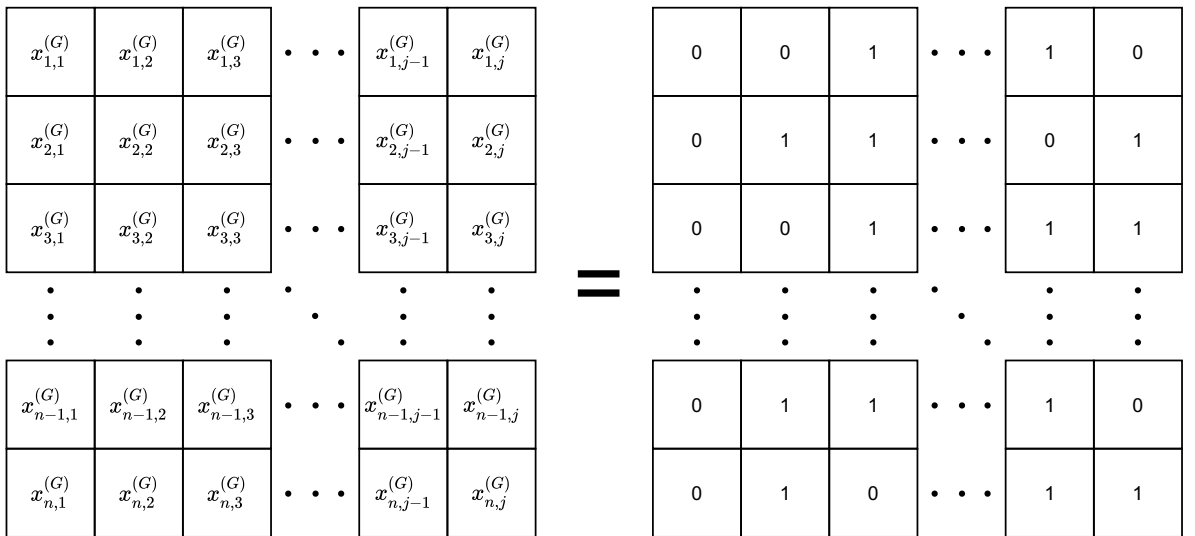


Figura 11: Estrutura da população binária para a evolução diferencial.

Fonte: Autoria própria.

A estrutura da população apresentada na Figura 11 é composta por n indivíduos com j genes cada um. Cada linha da matriz apresentada na Figura 11 representa um indivíduo ($n_{ind} = 1, 2, 3, \dots, n - 1, n$) e cada coluna representa um gene ($n_{gen} = 1, 2, 3, \dots, j - 1, j$).

De forma geral, o funcionamento de algoritmos meta-heurísticos, como a ED e da EDB, é demonstrado segundo o fluxograma apresentado na Figura 12.

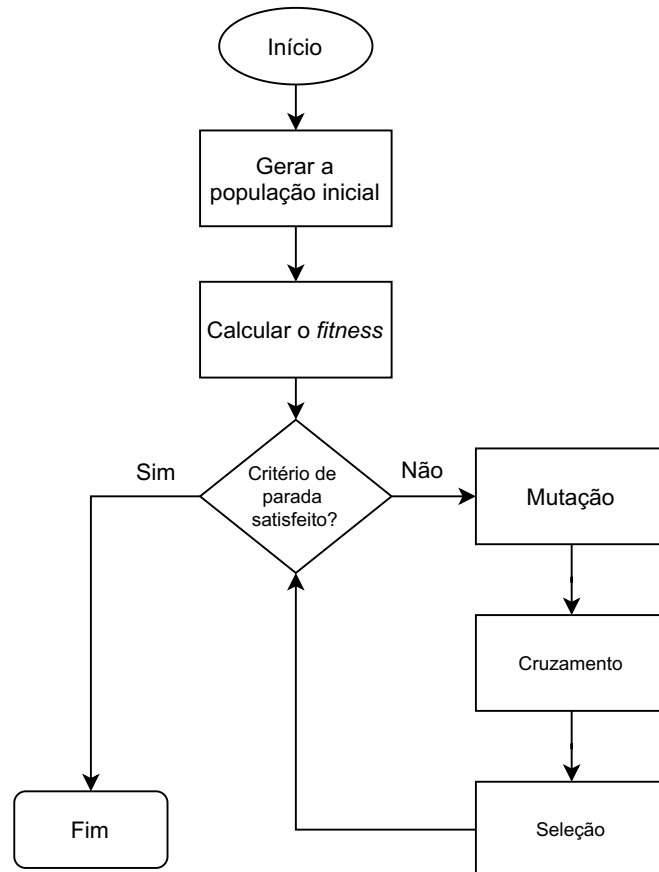


Figura 12: Fluxograma geral de funcionamento de meta-heurísticos.

Fonte: Autoria própria.

Para obter mais informa es sobre a DE pode-se consultar Storn e Price (1995) que idealizou o algoritmo, Das e Suganthan (2011) que apresenta um estudo com conceitos básicos, varia es e aplica es da DE, ou ainda, Opara e Arabas (2019), que realiza uma análise teórica do DE, investigando a convergência, muta o diferencial, operadores de cruzamento e diversidade da popula o. Ainda, maiores informa es a respeito da ED binária pode-se encontrar em Gong e Tuson (2007) e Doerr e Zheng (2020).

Neste capítulo foi apresentado uma técnica de otimiza o chamada evolu o diferencial. Foram abordados os conceitos básicos e o processo de funcionamento da técnica,

tanto para codificação contínua, quanto para binária, apresentando suas estruturas de evolução (operadores). A utilização da ED neste trabalho será feita com a codificação binária, sendo que a população será estrutura como aquela apresentada na Figura 11.

No próximo capítulo será apresentada a formulação do problema e proposta de solução para fornecer planos de controles corretivos, possibilitando o entendimento de como o FCC e a EDB serão utilizados. Com a integração destas duas técnicas será possível gerar uma lista conjunto de capacitores para maximizar a MET do sistema.

4 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E PROPOSTA DE SOLUÇÃO

Neste capítulo será apresentada a metodologia proposta para fornecer planos de controles corretivos para maximizar a MET do SEP em análise. A metodologia que será apresentada baseia-se na inserção ou remoção de capacitores *shunt* em determinadas barras do sistema, gerando uma lista de conjuntos de capacitores (\mathbb{C}^{cap}), com a finalidade de aumentar da MET, mesmo sob contingências. Ressalta-se que as contingências selecionadas seguem o critério $N - 1$, sempre desconectando linhas de transmissão do sistema sob análise.

Como visto no capítulo ??, a MET é definida como a distância, em termos de MW e/ou $MVAr$, do ponto atual de operação até o PMC do sistema parametrizado. Contudo, neste trabalho, a MET será avaliada indiretamente em termos do fator de carregamento máximo λ_{max} , ou seja, se ao executar o fluxo de potência continuado obter-se um $\lambda_{max} = 1,15$, significa dizer que a MET do sistema é 15% maior que o carregamento do caso base (λ_{cb}). Assim, daqui em diante, todas as referências realizadas com a denominação maximização ou aumento da MET devem ser consideradas como a maximização ou aumento do λ_{max} . Esta aproximação é realizada devido ao fato que a MET é uma medida indireta do fator de carregamento máximo e, também, porque são estipulados limites mínimos da MET em termos percentuais em normativa vigente. Segundo ONS (2018), a MET deve satisfazer um limite mínimo de 7% para um sistema em operação normal e de 4% para um sistema em contingência.

A maximização da MET do sistema será realizada utilizando o FCC e um algoritmo de otimização, no caso deste trabalho a Evolução Diferencial Binária (EDB). Ao aplicar esses algoritmos será possível encontrar uma lista de conjunto de capacitores (\mathbb{C}^{cap}) capaz de realizar a maximização da MET do sistema considerando um conjunto de contingências.

Na Figura 13 pode ser observado o fluxograma da metodologia proposta para fornecer a lista de conjuntos de capacitores para aumentar a MET do sistema. Esta me-

metodologia será denominada Fluxo de Carga Continuado Evolutivo Diferencial (FCCED).

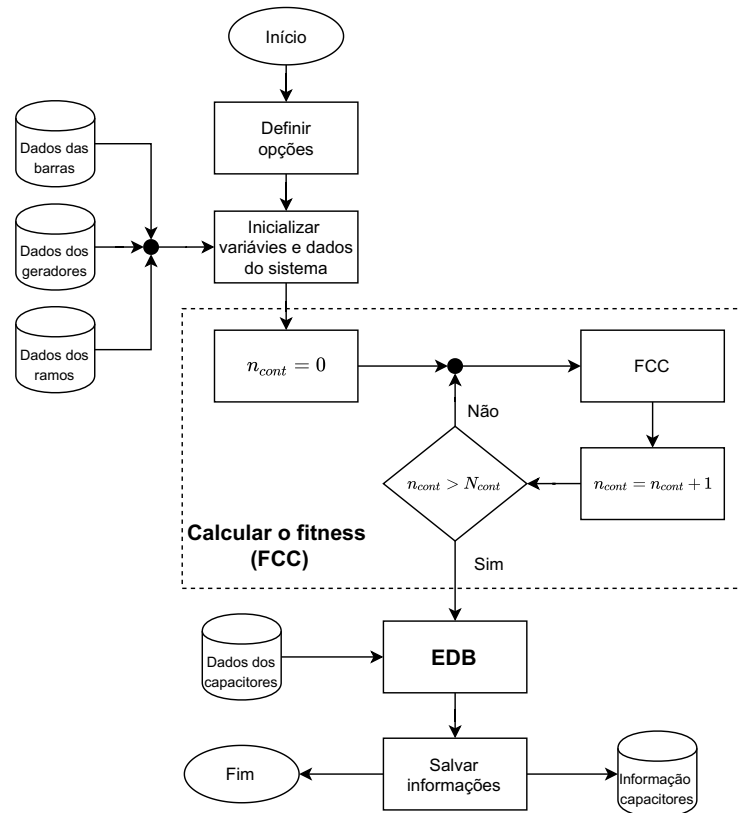


Figura 13: Fluxograma do método proposto (FCCED).

Fonte: Autoria própria.

Analisando-se o fluxograma da metodologia apresentado na Figura 13 percebe-se que, após a definição das opções e inicialização das variáveis, um FCC do sistema em análise é executado. Porém, o FCC leva em consideração o caso base do SEP e suas N_{cont} contingências especificadas, sem adição ou remoção de capacitores ao sistema. Vale ressaltar que a contingência $n_{cont} = 0$ refere-se ao caso base e as contingências $n_{cont} = 1, 2, \dots, N_{cont}$ são as N_{cont} contingências consideradas. Assim, para cada n_{cont} contingência dentre as N_{cont} selecionadas para análise, são calculados seus respectivos carregamentos máximos ($\lambda_{max_{n_{cont}}}$) através do FCC, processo este evidenciado na Figura 13 com uma caixa tracejada e denominado Calcular o *fitness* (FCC). Este processo é denominado Calcular o *fitness*, pois a mesma estrutura é utilizada para calcular o *fitness* dos indivíduos da população da EDB, cuja descrição será realizada no decorrer deste capítulo.

Após a obtenção dos carregamentos sem modificações dos capacitores do sistema, é iniciado o algoritmo denominado EDB, com o qual é gerada a lista de conjunto de capacitores para a maximização da MET do sistema. Basicamente, a EDB faz-se itera-

tivamente a utilização de todos os N_{cap} capacitores disponíveis no sistema e, a cada n_{cap} iteração do algoritmo, obtém-se um indivíduo com um conjunto de capacitores, com no máximo n_{cap} capacitores ligados, que maximize o menor carregamento máximo do sistema, considerando tanto o caso base, como as contingências selecionadas.

Para uma melhor compreensão do funcionamento do algoritmo da EDB implementado, o qual gera a lista de conjunto de capacitores para otimização da MET do sistema, pode-se observar o fluxograma contido na Figura 14.

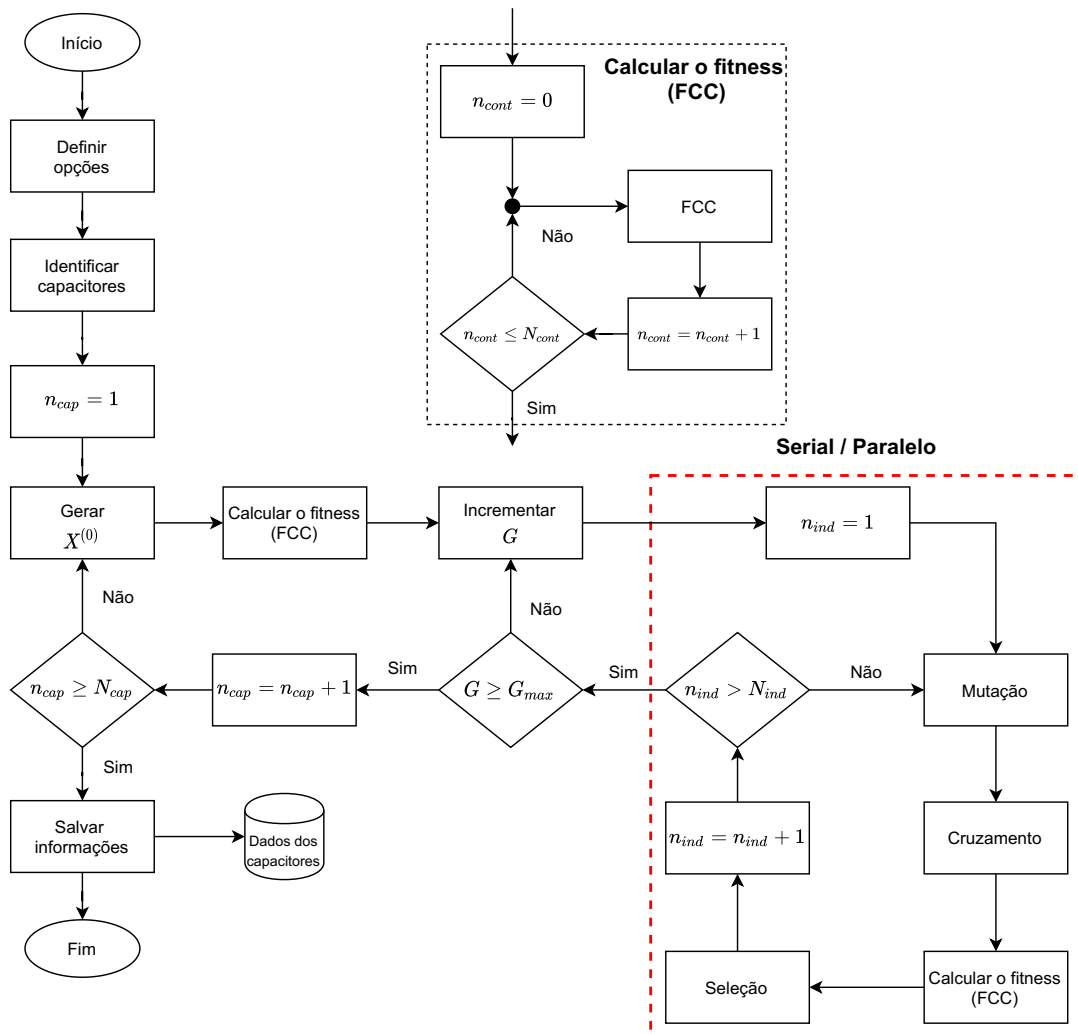


Figura 14: Fluxogram de funcionamento da EDB.

Fonte: Autoria própria.

A partir do fluxograma de funcionamento da EDB, Figura 14, percebe-se que ao inicializar o algoritmo faz-se a definição dos parâmetros de controle da EDB (N_{max}^G , N_{ind} , CR , F) e, posteriormente, realiza-se uma análise dos capacitores do SEP. Tal análise compreende em identificar os bancos de capacitores e a quantidade de capacitores no

banco, assim como a potência disponível. Esta análise é realizada através da leitura dos dados dos bancos de capacitores, cujo documento de entrada deve seguir a forma apresentada em (20),

$$B_{caps} = \begin{bmatrix} 3 & 5.0 & 2.0 & 5.0 & 7.0 & 3.0 & - \\ 6 & 1.5 & 1.5 & 1.5 & 1.5 & - & - \\ 12 & 1.0 & 1.0 & 1.0 & 2.0 & 3.0 & 4.0 \end{bmatrix} \quad (20)$$

onde cada linha refere-se à um banco de capacitor conectado à uma determinada barra, em que a primeira coluna refere-se a barra que o banco está conectado e as colunas subsequentes referem-se aos valores de cada capacitor do banco. Vale ressaltar que os valores dos capacitores estão em MVA_r .

Depois da identificação dos capacitores, define-se o contador de capacitores (n_{cap}) para 1, ou seja, gera-se a lista de conjuntos de capacitores para maximização da MET, onde o número máximo de capacitores ligados simultaneamente em cada indivíduo é igual a 1.

O próximo passo da EDB é gerar a população inicial ($\mathbf{X}^{(0)}$) com N_{ind} indivíduos binários e, logo em seguida, calcula-se o *fitness* da população inicial utilizando-se (25). Posteriormente, a partir da população inicial e de seus respectivos *fitness*, aplica-se, iterativamente para cada indivíduo da população, o operador mutação, o operador cruzamento, o cálculo do *fitness* e o operador seleção, gerando uma nova população. Vale aqui destacar que o processo descrito anteriormente é realizado de maneira serial ou paralela, a qual será apresentada posteriormente. Desta forma, este processo iterativo é aplicado, criando novas gerações ($G + 1$) de indivíduos descendentes, até que o critério de parada seja alcançado.

Neste trabalho dois critérios de parada foram selecionados, os quais são, por ordem de verificação, respectivamente, a quantidade de gerações sem melhora no melhor *fitness* ($N_{max}^{\overline{fit}}$), chamado aqui de *Early stopping*, e o número máximo de gerações (N_{max}^G). Quando o critério de parada é alcançado, salva-se as informações do mínimo carregamento máximo do sistema da iteração n_{cap} , $\lambda_{max, n_{cap}}^{min}$, e do conjunto de capacitores utilizados, $\mathbb{C}_{n_{cap}}^{cap}$, considerando que os indivíduos da população tenham no máximo n_{cap} capacitores ligados.

Posteriormente, incrementa-se n_{cap} e realiza-se o processo descrito no parágrafo anterior novamente até que todas as possibilidades de conjuntos de capacitores do sistema

sejam analisadas. Desta forma, obtém-se uma lista de margens de estabilidade e uma lista de conjuntos de controles corretivos, também chamada de lista de conjuntos de capacitores (\mathbb{C}^{cap}), composta por N_{cap} conjuntos de capacitores, que maximizam o mínimo carregamento máximo do sistema e, conseqüentemente, maximizam da MET do SEP, mesmo sob contingências. A apresentação da lista \mathbb{C}^{cap} , assim como seu detalhamento, se dará no próximo capítulo.

Apresentada a estrutura básica da metodologia proposta, nas próximas seções serão definidas algumas características importante para a execução do método. Essas características são a definição da Função Objetivo (FO) e, conseqüentemente, do *fitness* do problema em análise, a escolha dos parâmetros de controle da EDB, a paralelização do método proposto e, para iniciar a descrição dessas características, a definição da população utilizada.

4.1 DEFINIÇÃO DA POPULAÇÃO BINÁRIA

Para que seja possível a utilização do FCCED, os indivíduos devem ser codificados de maneira pertinente. Desta forma, tomando como exemplo as informações dos capacitores mostrados em (20), deve-se colocar todos os capacitores do SEP de maneira sequencial, segundo (21),

$$\left[5,0 \ 2,0 \ 5,0 \ 7,0 \ 3,0 \ 1,5 \ 1,5 \ 1,5 \ 1,5 \ 1,0 \ 1,0 \ 1,0 \ 2,0 \ 3,0 \ 4,0 \right] \quad (21)$$

e, a partir desta representação, os indivíduos utilizados na EDB são compostos por valores binários, que representam se o capacitor de determinada posição está ligado ou não, como pode ser observado em (22).

$$ind_k = \left[1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \right] \quad (22)$$

Desta maneira, as populações da EDB, que são utilizadas para a aplicação da função objetivo e dos operadores genéticos, são representadas segundo (23),

$$\mathbf{X}^{(G)} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & \dots & N_{cap} \end{matrix} \\ \begin{bmatrix} 1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & 1 & \dots & 0 \end{bmatrix} & \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ \vdots \\ N_{ind} \end{matrix} \end{matrix} \quad (23)$$

onde cada coluna representa os capacitores $(1, 2, \dots, N_{cap})$ de um determinado indivíduo, cada linha representa os indivíduos $(1, 2, \dots, N_{ind})$ de uma determinada população $\mathbf{X}^{(G)}$ e $\mathbf{X}^{(G)}$ representa a população de determinada geração G . Esta representação é a formulação matricial da população apresentada na Figura 11 do capítulo 3.

Na próxima seção será realizada a definição do *fitness* do método, cujo valor é muito importante para qualquer processo de otimização e, neste trabalho, é a informação mais importante da metodologia proposta.

4.2 DEFINIÇÃO DO *FITNESS*

Diante do exposto até aqui, pode-se definir a função objetivo para calcular o *fitness* de cada indivíduo gerado na EDB, a qual é apresentada em (24),

$$fit(x_{n_{ind}}^{(G)}) = \min \left(\lambda_{max_{n_{cont}}} (x_{n_{ind}}^{(G)}) \Big|_{n_{cont}=0}^{N_{cont}} \right) \quad (24)$$

onde $\lambda_{max_{n_{cont}}} (x_{n_{ind}}^{(G)})$ representa o carregamento máximo para cada n_{cont} , com $n_{cont} = 0, 1, \dots, N_{cont}$, considerando cada indivíduo $x_{n_{ind}}^{(G)}$ da geração G . Desta forma, para simplificar as notações, define-se o mínimo carregamento máximo do sistema (λ_{max}^{min}) para o indivíduo $x_{n_{ind}}^{(G)}$, dado por (25),

$$\lambda_{max}^{min} (x_{n_{ind}}^{(G)}) = \min \left(\lambda_{max_{n_{cont}}} (x_{n_{ind}}^{(G)}) \Big|_{n_{cont}=0}^{N_{cont}} \right) \quad (25)$$

onde o λ_{max}^{min} reflete o menor carregamento encontrado, considerando os carregamentos máximos para o caso base e as N_{cont} contingências selecionadas, calculados a partir do FCC utilizando o indivíduo $x_{n_{ind}}^{(G)}$.

Desta forma, pode-se definir a função que rege a otimização utilizada neste tra-

balho, a qual é apresentada em (26),

$$\begin{aligned} & \underset{x_{n_{ind}}^{(G)} \in \mathbf{X}^{(G)}}{\text{maximizar}} && \lambda_{\max}^{min} (x_{n_{ind}}^{(G)}) \\ & \text{sujeito à} && \text{soma} (x_{n_{ind}}^{(G)}) \leq n_{cap} \end{aligned} \quad (26)$$

onde $x_{n_{ind}}^{(G)}$ é o indivíduo da população $\mathbf{X}^{(G)}$ da geração G que será avaliado, sendo que cada indivíduo $x_{n_{ind}}^{(G)}$ da população $\mathbf{X}^{(G)}$ não pode conter um número de capacitores ligados maior que n_{cap} .

Descritos os operadores, a definição da população e a definição do *fitness*, é importante compreender como todos esses processo modificam os estados dos capacitores (ligado/desligado) do sistema. Desta forma, uma breve descrição será realizada na próxima seção.

4.3 OPERADORES DA EDB E ACIONAMENTO DOS CAPACITORES

Um ponto importante é compreender como os operadores da EDB influenciam a inserção ou remoção de capacitores conectados ao sistema em análise. Como apresentado anteriormente, os capacitores do sistema formam uma população binária, representando o estado (ligado/desligado) de cada capacitor. Assim, a partir desta população, aplica-se o primeiro operador, a mutação, o qual desempenha um papel importante no processo de evolução da população. Como pôde ser observado em (18), este operador é responsável por ligar ou desligar o capacitor do sistema, gerando uma nova população diferente daquela utilizada como base para aplicação do operador. Essa mudança de estado de um capacitor da população é realizada com base em comparações condicionais entre os cromossomos β e γ , de uma probabilidade, representada através de uma número aleatório, e do fator de ponderação F . Novamente reforça-se a importância deste operador, o qual define o estado dos capacitores do sistema.

A partir da população criada com o operador mutação, aplica-se o operador cruzamento, o qual tem como função aumentar a diversidade dos indivíduos. No caso do problema tratado neste trabalho, este operador tem como função escolher qual gene do indivíduo em análise fará parte do vetor experimental, seja o gene do indivíduo da população base ou o gene do indivíduo da população mutada. Esta escolha baseia-se na comparação condicional da taxa de cruzamento (CR) e de uma probabilidade aleatória para cada gene de cada indivíduo, conforme demonstrado em (19).

Por fim, a partir da população base é aplicado o operador seleção, o qual tem a finalidade de selecionar os indivíduos com as melhores características para compor a nova população base. Considerando a composição dos indivíduos utilizados neste trabalho, este operador tem a finalidade de escolher o indivíduo que fará parte da nova população entre o indivíduo alvo e o indivíduo experimental. Esta escolha é baseada no *fitness*, que neste trabalho representa o mínimo carregamento máximo do sistema e, conseqüentemente, a maximização da MET.

A aplicação iterativa dos três procedimentos descritos anteriormente possibilitam a criação de uma população que apresentam soluções factíveis do ponto de vista do SEP. Este fato poderá ser observado durante as análises dos resultados que serão realizados no capítulo 5.

Outro ponto importante é a definição dos parâmetros de controle da ED, evidencia-se aqui a taxa de cruzamento (CR), fator de ponderação (F) e tamanho da população (N_{ind}). Assim, algumas informações relacionadas à parametrização da ED serão descritas na próxima seção.

4.4 PARAMETRIZAÇÃO DA EVOLUÇÃO DIFERENCIAL

A escolha dos parâmetros de controle da ED e, conseqüentemente, da EDB não é realizada de forma determinística. Não existe um modelo que represente os melhores conjuntos de parâmetros para que a convergência da ED seja ótima para todas as gamas de problemas. Contudo, existem várias recomendações de como realizar um ajuste inicial de tais parâmetros e, através de experimentação, conseguir um bom conjunto destes para resolução de problemas específicos.

Com o passar dos anos, vários trabalhos foram realizados apontando estimativas de escolha dos parâmetros de controle do DE. Storn e Price (1997) expuseram que o tamanho da população da ED deve ser entre $5.D$ e $10.D$, onde D a quantidade de genes de cada cromossomo (indivíduo), e o fator de ponderação deve ser $F = [0; 2]$. Contudo, uma boa escolha inicial pode ser $F = 0,5$, pois para $F \leq 0,4$ e $F \geq 1,0$ pode acontecer uma perda de desempenho do algoritmo. Além disso, a taxa de cruzamento, CR deve ser $0,1 \leq CR \leq 0,9$.

Para Gämperle, Müller e Koumoutsakos (2002) a escolha de F é importante e não pode ser inferior a um certo valor, dependente da função objetivo, para evitar uma convergência precoce. Valores maiores de F fazem com que o algoritmo escape de ótimos

locais mais facilmente, porém, para $F > 1$ a convergência pode ser demorada. Assim, uma boa estimativa é utilizar $F = 0,6$. Agora, levando em consideração a taxa de mutação, um CR grande acelera a convergência, entretanto provocar tanto uma diminuição da taxa de convergência como fazer com que aconteça um convergência prematura. Assim recomenda-se utilizar $0,3 \leq CR \leq 0,9$.

Para Ronkkonen, Kukkonen e Price (2005), uma boa escolha do fator de ponderação é $F = [0,4; 0,95]$, entretanto, $F = 0,9$ se demonstra um fator que melhor pondera a velocidade e probabilidade de convergência. Já para Yang (2014), um bom intervalo é utilizar $F = [0,4; 0,95]$, sendo que o melhor intervalo de escolha é $F = [0,7; 0,9]$.

Zhang e Dong (2019) apontam que estratégias determinísticas focam em grande exploração (global) nas gerações iniciais, utilizando para isso valores grandes de F e CR . Já para gerações subsequentes foca-se em exploração local em uma região específica, consequência de um valor pequeno para F e CR .

Wang, Rahnamayan e Wu (2011), por exemplo, apresentam uma estratégia aplicada à ED para uma população com tamanho variável, com o intuito de mitigar a dificuldade da escolha do tamanho ideal da população e da convergência do método na resolução de problemas de otimização. Além disso, ponderam que uma escolha razoável seria adotar uma população de $3.D$ e no máximo $8.D$ para problemas de baixa dimensão ($D \leq 20$).

No estudo realizado por Piotrowski (2017), é evidenciado que, muitas vezes, em muitas variantes do DE, utiliza-se uma população fixa entre 50 e 100 indivíduos, e por outro lado, muitos trabalhos exibem variantes com populações de tamanho variável. Todavia, para problemas com muitas dimensões, uma recomendação é utilizar populações variáveis.

Na linha da utilização de populações variáveis, Zhan et al. (2019) propõe uma Evolução Diferencial Distribuída Adaptativa (EDDA) para aprimorar o desempenho da ED, através do ajuste adaptativo dos parâmetros de controle. Neste trabalho é sugerido que a população seja no mínimo $2.D$ e no máximo $10.D$. Já em Meng, Chen e Li (2020) é apresentado uma gama de variantes do ED, podendo encontrar populações de diversos tamanhos como, por exemplo, $N_{ind} = 18.D$, $N_{ind} = 12.D$, $N_{ind} = 25.ln(D).D$, $N_{ind} = 25.ln D.\sqrt{D}$, entre outros tamanhos.

A partir das considerações descritas anteriormente, relativas aos parâmetros de controle da ED, é evidente que para cada trabalho analisado e, conseqüentemente, para cada tipo de problema sob estudo, existe um bom conjunto de parâmetros para a ED.

Diante disto, para encontrar um bom conjunto de parâmetros da EDB utilizada neste trabalho, uma bateria de execuções do FCCED foi realizada, utilizando o sistema IEEE14-barras, o qual será apresentado no capítulo 5, variando-se os parâmetros de controle em $F = [0, 3; 0, 4; 0, 5; 0, 6; 0, 7]$, $CR = [0, 3; 0, 4; 0, 5; 0, 6; 0, 7]$ e $N_{ind} = [50; 75; 100]$. Além disso, para cada combinação dos parâmetros de controle, foram realizadas 10 execuções do FCCED, para verificar a consistência e distribuições dos resultados obtidos, para estimar qual o melhor conjunto de parâmetros para a resolução do problema.

Os critérios de parada utilizados tanto na bateria de testes mencionada acima, como nas execuções do FCCED que serão apresentados no capítulo 5, foram os mesmo, sendo eles:

- *Early stopping*: o primeiro critério de parada é ativado quando o melhor *fitness* não apresenta melhora em $N_{max}^{Fit} = 7$ gerações;
- Número máximo de gerações: o segundo critério de parada selecionado é o número máximo de gerações, $N_{max}^G = 100$ gerações, quando o primeiro critério não é satisfeito.

A escolha do conjunto de parâmetros para a EDB utilizada neste trabalho será apresentada no capítulo 5. Cabe aqui ressaltar que, a partir da escolha dos parâmetros de controle, o FCCED será executado 20 vezes para cada sistema teste para que seja possível avaliar a factibilidade dos resultados, no aspecto do SEP, assim como a repetibilidade de homogeneidade das soluções apresentadas, no aspecto da eficiência da otimização.

Uma outra característica importante da metodologia proposta é a sua paralelização. Maior detalhes da implementação desta técnica será apresentada na próxima seção.

4.5 PARALELIZAÇÃO

A metodologia proposta neste trabalho foi implementada no *software* MATLAB[®], utilizando duas estratégias diferentes, a execução serial e a execução paralela. O intuito de utilizar a paralelização é verificar o ganho em tempo de processamento e, consequentemente, de execução do FCCED para encontrar a lista de conjuntos de capacitores que maximizam o menor carregamento máximo do sistema em análise e, consequentemente maximizam sua MET. A paralelização foi realizada usando o ambiente *Parallel Pool* do *software* MATLAB[®], distribuindo os cálculos em 12 *works* configurados no ambiente.

As diferenças fundamentais entre os dois tipos de execução, utilizando o MATLAB®, podem ser observadas nas Figuras 15 e 16. A primeira figura, Figura 15, mostra a estrutura básica de execução serial da função objeto do FCCED.

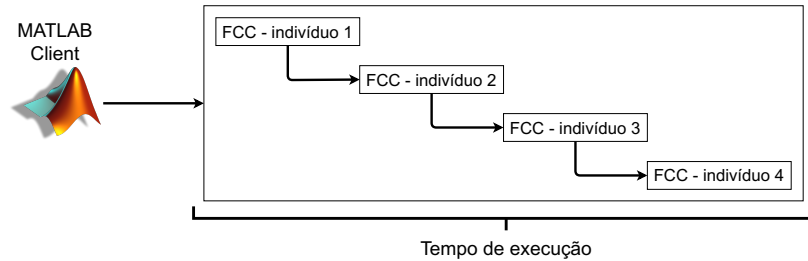


Figura 15: Exemplo de uma execução serial da função objetivo do FCCED.

Fonte: Autoria própria.

Utilizando-se a função serial, o *MATLAB Client* executa a função que calcula, para cada indivíduo da população de uma geração, um *fitness*, sendo que, para realizar o cálculo do *fitness* do indivíduo 2, por exemplo, todos os cálculos para o indivíduo 1 devem ter sido concluídos. Com isso, o tempo necessário para calcular o *fitness* de 4 indivíduos é, basicamente, a soma do tempo de cálculo para cada indivíduo. Agora, na Figura 16 é apresentada a estrutura básica da execução paralela.

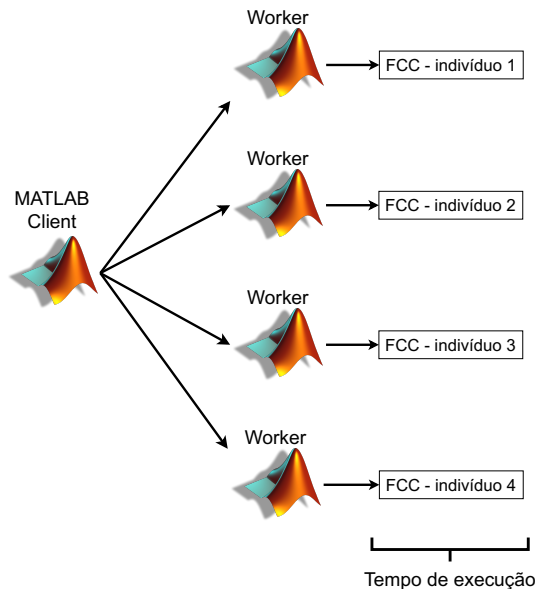


Figura 16: Exemplo de uma execução paralelo da função objetivo do FCCED.

Fonte: Autoria própria.

Verifica-se, analisando a Figura 16, que o *MATLAB Client* distribui a função do cálculo de cada indivíduo para cada *Worker*, onde calcula-se simultaneamente, conforme

o exemplo apresentado, o *fitness* para os 4 indivíduos. Esta abordagem, teoricamente, reduz o tempo gasto para execução dos cálculos, o que é um fator desejado para o método proposto.

Considerando o método proposto e remetendo-se ao fluxograma da EDB deste trabalho, Figura 14, destaca-se a parte paralelizado da EDB, cuja representação se dá através da Figura 17.

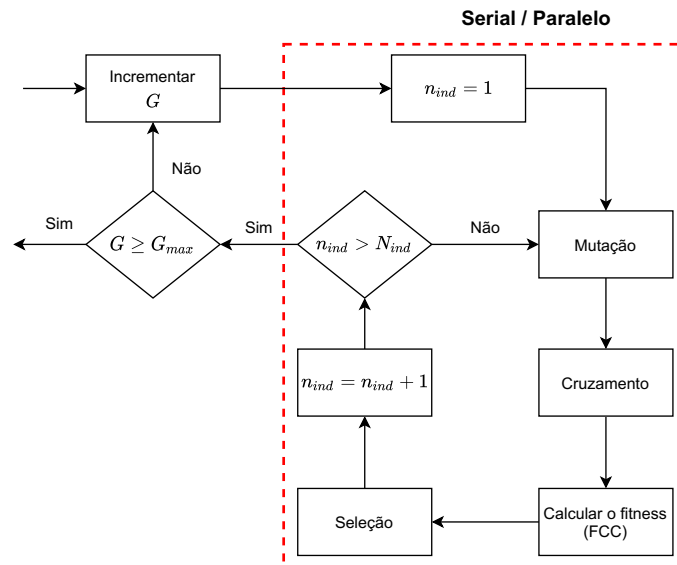


Figura 17: Cálculo serial/paralelo dos indivíduos da EDB.

Fonte: Autoria própria.

A partir da Figura 17 percebe-se que, para cada indivíduo da população, é aplicado os operadores da EDB e calculado o *fitness*, sendo esta a etapa mais exigente em termos de processamento e tempo. Assim, para a execução paralela, os cálculos para os vários indivíduos da população são distribuídos nos *workers* configurados, com a tendência de diminuição do tempo global de execução do FCCED.

No próximo capítulo serão realizadas algumas análises do algoritmo FCCED para a validação do mesmo e, além disso, serão realizadas análises dos resultados obtidos a partir da execução da metodologia proposta utilizando os dois sistemas teste, além da verificação dos tempos de execução do FCCED serial e paralelo.

5 RESULTADOS

A partir do método proposto, o qual foi apresentado no capítulo 4, executou-se o algoritmo implementado e, posteriormente, avaliou-se os resultados obtidos. A aplicação da metodologia nos dois sistemas teste, IEEE14-barras e Brasil107-barras, gera uma lista \mathbb{C}^{cap} de conjuntos de capacitores para a maximização da MET do sistema. É importante reforçar que a MET deve satisfazer um limite mínimo de 7% para um sistema em operação normal e de 4% para um sistema em contingência, como estipulado em ONS (2018).

Todas as simulações foram realizadas utilizando-se o MATLAB® instalado no sistema operacional Ubuntu 20.04LTS a partir de uma máquina virtual, configurado com uma Core I7 com 4 núcleos e 8 *threads* a 3,4Ghz com 16 GB de memória RAM.

Para avaliar a metodologia proposta serão utilizados dois sistemas teste, o sistema padrão IEEE de 14 barras, denominado neste trabalho de IEEE14-barras, e o sistema Brasil Sul reduzido de 107 barras, denominado aqui de Brasil107-barras. Tais sistemas serão apresentados de, de forma sucinta, nas próximas duas seções. Contudo, maiores informações de tais sistema podem ser encontrados nas seções A, e B do anexo, respectivamente.

5.1 SISTEMA IEEE14-BARRAS

O sistema IEEE14-barras é composto de 14 barras, das quais 5 são de geração (PV) e 9 são de carga (PQ), cujas informações podem ser encontradas em Christie (1999). Este sistema teste possui apenas 1 capacitor conectado à barra 9 e, para ser possível avaliar o FCCED, o sistema deve conter mais capacitores. Diante disto, nesta pesquisa, foram proposto alguns outros capacitores, cuja distribuição e potências podem ser visualizadas na Tabela 1.

Também é necessário definir a lista de contingências que serão utilizadas para avaliar o método proposto. Deste modo, retirou-se linhas do sistema teste, sempre obedecendo o critério $N-1$ e, com um FC, verificou-se a convergência do sistema sem tais linhas.

Tabela 1: Localização e potências dos capacitores do sistema IEEE14-barras.

Barra	Capacitores					
	1	2	3	4	5	6
3	5,0	2,0	5,0	7,0	3,0	-
6	1,5	1,5	1,5	1,5	-	-
12	1,0	1,0	1,0	2,0	3,0	4,0

Os casos analisados que convergiram foram selecionados como contingências. Assim, a lista de contingências adquirida pode ser observada na Tabela 2.

Tabela 2: Lista das contingências selecionadas do sistema IEEE14-barras.

Contingências	Localização da linha
1	2 - 4
2	6 - 12
3	7 - 9
4	10 - 11
5	13 - 14

Na Tabela 2 pode-se observar o número de identificação da contingência, por meio da coluna Contingências, assim como a localização, por meio da coluna Localização da linha. O número da contingência será utilizado como base para identificá-la quando forem apresentados os resultados da lista de conjuntos de capacitores. Já a localização refere-se à retirada de determinada linha de transmissão do sistema, sempre obedecendo o critério $N - 1$.

O diagrama unifilar, assim como maiores informações deste sistema teste, podem ser observados na Figura A.1, presente no anexo A.

5.2 SISTEMA BRASIL107-BARRAS

O sistema teste Brasil107-barras é composto por 107 barras, com 24 de geração (PV) e 83 de carga (PQ). O diagrama unifilar deste sistema pode ser observado na Figura B.1 apresentada no anexo B.

O sistema apresentado já possui bancos de capacitores em algumas de suas barras e, como mostrado em Mansour (2013), a localização e a potência dos capacitores podem ser observados na Tabela 3.

Além de definir os capacitores e suas localizações, deve-se, também, definir a lista de contingências que serão utilizadas para avaliar o método proposto. Diante disto, a lista de contingências será composta pelas contingências utilizadas em Mansour (2013),

Tabela 3: Localização e potências dos capacitores do sistema Brasil107-barras.

Barra	Capacitor
	1
104	200,00
120	200,00
122	100,00
123	200,00
231	60,00
234	150,00
939	250,00
959	100,00
1210	400,00
1504	200,00
4533	86,40
4582	30,00

as quais seguiram o critério $N - 1$. A lista de contingências selecionadas é apresentada na Tabela 4.

Tabela 4: Lista das contingências selecionadas do sistema Brasil107-barras.

Contingências	Localização da linha
1	100 - 101
2	100 - 101
3	101 - 102
4	122 - 103
5	136 - 138
6	136 - 138
7	140 - 138
8	140 - 138
9	231 - 4501
10	233 - 320
11	4501 - 4522
12	101 - 103
13	104 - 1503

Na Tabela 4, pode-se observar o número de identificação da contingência, por meio da coluna Contingências, assim como a localização, por meio da coluna Localização da linha. O número da contingência será utilizado como base para identificá-la quando forem apresentados os resultados da lista de conjuntos de capacitores. Já a localização refere-se à retirada de determinada linha de transmissão do sistema, sempre obedecendo o critério $N - 1$.

Maiores informações deste sistema teste, assim como o diagrama que representa sua topologia, podem ser encontradas no anexo B deste trabalho.

Na próxima seção serão apresentadas as devidas validações dos algoritmos que compõem o FCCED.

5.3 VALIDAÇÃO DOS ALGORITMOS DO FCCED

Antes de executar o FCCED com os sistemas testes, fez-se necessário a validação do FC e do FCC implementados para constituir o FCCED. Esta validação foi realizada utilizando-se o sistema de IEEE14-barras. Primeiramente será realizada a análise do FC, cujo resultado das tensões e ângulos das barras estão dispostos na Tabela 5.

Tabela 5: Resultados do FC obtidos pelo *software* ANAREDE e pelo FCCED para o sistema IEEE14-barras.

Barra	ANAREDE		FCCED		Erro Percentual [%]	
	Tensão	Ângulo	Tensão	Ângulo	Tensão	Ângulo
1	1,0000	-0,0000	1,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	0,9880	-5,7000	0,9878	-5,7151	0,0202	0,2649
3	0,9640	-14,6000	0,9635	-14,6112	0,0519	0,0767
4	0,9560	-11,7000	0,9562	-11,6519	0,0209	0,4111
5	0,9580	-9,9000	0,9577	-9,9215	0,0313	0,2172
6	1,0000	-16,2000	1,0000	-16,1908	0,0000	0,0568
7	0,9840	-15,1000	0,9843	-15,1175	0,0305	0,1159
8	1,0000	-15,1000	1,0000	-15,1175	0,0000	0,1159
9	0,9790	-16,9000	0,9794	-16,9368	0,0409	0,2178
10	0,9750	-17,1000	0,9750	-17,1323	0,0000	0,1889
11	0,9840	-16,8000	0,9836	-16,8082	0,0407	0,0488
12	0,9840	-17,2000	0,9837	-17,1710	0,0305	0,1686
13	0,9780	-17,3000	0,9781	-17,2531	0,0102	0,2711
14	0,9590	-18,2000	0,9594	-18,2357	0,0417	0,1962

Por meio da Tabela 5 percebe-se que os valores de tensões e ângulos apresentados são muito parecidos e, quando analisado o erro entre os valores obtidos com o ANAREDE e aqueles obtidos com o FCCED, pode-se observar um erro percentual de no máximo 0,4111%. Vale ressaltar que este erro deve-se ao fato de o *software* ANAREDE truncar os valores de saída para uma quantidade de casas decimais diferente do algoritmo do FC do FCCED desenvolvido neste trabalho, o qual utiliza 4 casas decimais.

Portanto, pode-se constatar que os valores de tensão e ângulo encontrados para as barras do sistema teste IEEE 14-barras ao executar o FC utilizando tanto o *software* ANAREDE quanto o FCCED são praticamente os mesmos, validando o FC implementado para o FCCED.

Posteriormente, necessita-se validar o FCC implementado para o FCCED. Para

isso, será realizada uma comparação entre o resultado do FCC do ANAREDE e o FCC do FCCED, utilizando-se o sistema IEEE14-barras e o sistema Brasil107-barras.

A primeira análise será realizada para a barra 14 do sistema IEEE 14-barras. O resultado do FCC para esta barra é apresentado na Figura 18, onde pode-se observar a região de operação estável da Curva *PV* para a barra em questão.

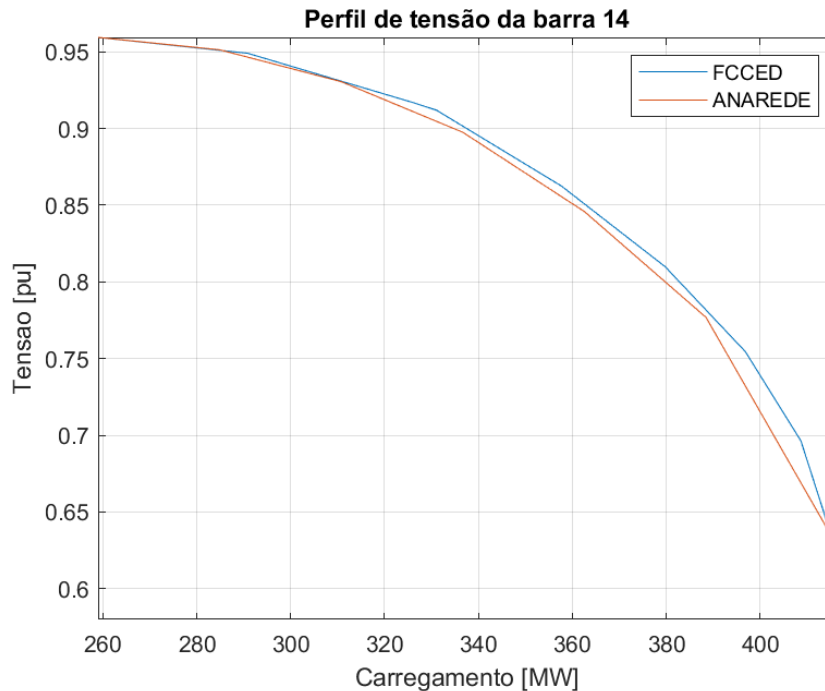


Figura 18: Curva de *PV* para barra 14 do sistema IEEE 14-barras.
Fonte: Autoria própria.

Por meio da Curva *PV* apresentada na Figura 18 é possível perceber que os resultados obtidos com ambos *softwares*, ANAREDE e FCCED, apresentam um erro máximo entre os resultados de aproximadamente 0,60% no carregamento do sistema, quando considerando um nível de tensão de 0,70p.u., e um erro máximo de 2,77% na tensão da barra, considerando um carregamento de 400MW. Contudo, o máximo carregamento do sistema, que é a variável de interesse, encontrado utilizando os dois *softwares* divergiram em apenas 0,28%

Agora, considerando o sistema Brasil107-barras, a Curva *PV* da barra 4582 do sistema em questão, é apresentada na Figura 19.

Por meio da Curva *PV* apresentada na Figura 19, mas agora levando em consideração apenas o carregamento máximo, cuja a informação é utilizada para estimar a MET do sistema, percebe-se que ambos os *softwares* forneceram o mesmo valor de carregamento máximo do sistema, aproximadamente 13.610MW.

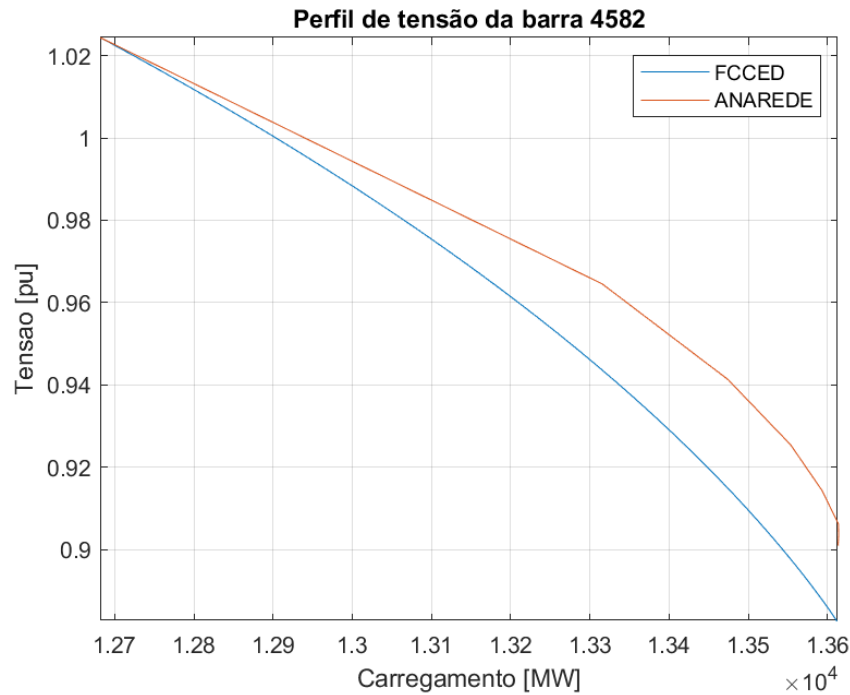


Figura 19: Curva de PV para barra 4582 do sistema Brasil107-barras.

Fonte: Autoria própria.

Desta forma, analisando os erros do carregamento máximo encontrado para os dois sistemas, IEEE14-barras e o Brasil107-barras, é possível validar o FCC do FCCED para ser utilizado como método para encontrar a máximo carregamento do sistema e, indiretamente, a MET.

Agora, considerando o sistema teste Brasil107-barras, a seleção das contingências para compor a lista de contingências utilizadas pelo FCCED foi feita conforme a lista proposta em Mansour (2013). Para comparar os resultados das contingências selecionadas utilizando o FCCED com os resultados dos carregamentos listados em Mansour (2013), elaborou-se as Tabelas 6 e 7.

As Tabelas 6 e 7 mostram as contingências com $MET < 7\%$ e $MET < 4\%$, respectivamente, encontradas por Mansour (2013) utilizando o critério $N - 1$. Analisando-se os resultados, percebe-se que, considerando a $MET < 7\%$, o erro máximo entre os valores de carregamentos máximos encontrados em Mansour (2013) e no FCCED é aproximadamente de 1,58%, enquanto que, considerando a $MET < 4\%$, o erro máximo entre os carregamentos máximos é de aproximadamente 0,55%. Assim, pode-se validar os resultados encontrados pelo FCCED em comparação aos resultados encontrados por Mansour (2013). Desta forma, a lista de contingências para o sistema teste Brasil107-barras será composta pelas contingências apresentadas nas Tabelas 6 e 7.

Tabela 6: Comparação dos resultados do FCC para MET menor que 7% para o sistema Brasil107-barras.

Contingência	(MANSOUR, 2013)	FCCED
	Carregamento	Carregamento
100 - 101	1,0625	1,0534
100 - 101	1,0622	1,0532
101 - 102	1,0474	1,0363
122 - 103	1,0540	1,0512
136 - 138	1,0659	1,0491
136 - 138	1,0626	1,0462
140 - 138	1,0645	1,0482
140 - 138	1,0610	1,0453
231 - 4501	1,0394	1,0310
233 - 320	1,0692	1,0609
4501 - 4522	1,0586	1,0528

Tabela 7: Comparação dos resultados do FCC para MET menor que 4% para o sistema Brasil107-barras.

Contingência	(MANSOUR, 2013)	FCCED
	Carregamento	Carregamento
101 - 103	1,0368	1,0371
104 - 1503	1,0099	1,0043

Realizadas as devidas avaliações e validações dos algoritmos utilizados pelo *software* FCCED, a próxima etapa é definir os parâmetros de controles utilizados no FCCED, os quais serão apresentados na seção 5.4.

5.4 ESCOLHA DOS PARÂMETROS DE CONTROLE DO FCCED

A partir da bateria de execuções do FCCED, utilizando o sistema IEEE14-barras, foi possível verificar e, conseqüentemente, determinar o melhor conjunto de parâmetros do EDB proposto no método FCCED.

Para avaliar quais as melhores combinações de parâmetros, para cada combinação obtida variando-se $F = [0, 3; 0, 4; 0, 5; 0, 6; 0, 7]$, $CR = [0, 3; 0, 4; 0, 5; 0, 6; 0, 7]$ e $N_{ind} = [50; 75; 100]$, o FCCED foi executado 10 vezes.

A partir dos resultados obtidos do mínimo carregamento máximo de cada conjunto de capacitores de cada execução do método, verificou-se a repetibilidade das melhores soluções. A combinação $F = 0, 3$, $CR = 0, 6$ e $N_{ind} = [50; 75; 100]$, apresentou repetibilidade nos λ_{max}^{min} acima de 90%, sendo a melhor combinação de parâmetros ob-

tido. Contudo, para o parâmetros N_{ind} escolheu-se o $N_{ind} = 75$, o qual, combinado com os outros parâmetros (F e CR), forneceu uma repetibilidade de 93% contra 96% para $N_{ind} = 100$. Mesmo apresentando uma repetibilidade um pouco menor, $N_{ind} = 75$ foi escolhido por ser uma população com tamanho intermediário, que acelera um pouco a execução do FCCED, mas com boa repetibilidade dos melhores valores do λ_{max}^{min} , considerando a repetibilidade média das melhores soluções para todos os conjunto de capacitores para as 10 execuções do FCCED.

Desta forma, para as execuções do FCCED para os dois sistemas-teste, IEEE14-barras e Braseil107-barras, com a finalidade de avaliar a lista de controles corretivos gerada, os seguintes parâmetros de controle foram adotados:

- Tamanho da população: foi selecionado uma população de tamanho fixo de $N_{ind} = 75$ indivíduos;
- Fator de ponderação: para o fator de ponderação, foi considerado a utilização de $F = 0,30$;
- Taxa de cruzamento: já para o cruzamento, a taxa selecionado foi $CR = 0,60$;
- *Early stopping*: o primeiro critério de parada é ativado quando o melhor *fitness* não apresenta melhora em $N_{max}^{fit} = 7$ gerações;
- Número máximo de gerações: o segundo critério de parada selecionado é o número máximo de gerações, $N_{max}^G = 100$ gerações, quando o primeiro critério não é satisfeito.

A fim de verificar a convergência do método proposto e a obtenção da lista de conjuntos de controles corretivos, para cada sistema teste, considerando os parâmetros de controle apresentados, serão realizadas 20 repetições do FCCED.

Realizadas as devidas avaliações e validações dos algoritmos utilizados pelo método FCCED e a definição dos parâmetros de controle, a próxima etapa é aplicar tal algoritmo nos sistemas teste, IEEE14-barras e Brasil107-barras, para adquirir a lista de conjuntos de capacitores \mathbb{C}^{cap} que maximize o menor carregamento máximo do sistema e, consequentemente, maximize sua MET. Os resultados obtidos para os sistemas IEEE14-barras e Brasil107-barras serão apresentados, respectivamente, nas seções 5.5 e 5.6.

5.5 RESULTADOS PARA O SISTEMA IEEE14-BARRAS

Considerando, primeiramente, o sistema IEEE14-barras, os resultados para as 20 execuções do FCCED são apresentados na Tabela 8 para que seja possível discorrer sobre a convergência do método.

Tabela 8: Resultados do λ_{max}^{min} para as 20 execuções do FCCED para o sistema IEEE14-barras utilizando $N_{ind} = 75$ indivíduos, fator de ponderação $F = 0.30$, taxa de cruzamento $CR = 0.60$.

Execução	Conjuntos de capacitores																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15					
1	0.3599	0.3681	0.3751	0.3807	0.3858	0.3910	0.3952	0.3995	0.4024	0.4082	0.4113	0.4143	0.4172	0.4202	0.4223					
2	0.3599	0.3681	0.3751	0.3807	0.3858	0.3910	0.3952	0.3995	0.4038	0.4082	0.4113	0.4143	0.4172	0.4202	0.4223					
3	0.3599	0.3681	0.3751	0.3807	0.3858	0.3910	0.3952	0.3995	0.4038	0.4082	0.4113	0.4143	0.4172	0.4202	0.4223					
4	0.3599	0.3681	0.3751	0.3807	0.3858	0.3901	0.3952	0.3995	0.4038	0.4082	0.4113	0.4143	0.4172	0.4202	0.4223					
5	0.3599	0.3681	0.3751	0.3807	0.3858	0.3910	0.3952	0.3995	0.4024	0.4067	0.4113	0.4143	0.4172	0.4202	0.4223					
6	0.3599	0.3681	0.3751	0.3807	0.3858	0.3901	0.3952	0.3995	0.4038	0.4082	0.4113	0.4143	0.4172	0.4202	0.4223					
7	0.3599	0.3681	0.3751	0.3807	0.3858	0.3901	0.3952	0.3995	0.4038	0.4070	0.4113	0.4143	0.4172	0.4202	0.4223					
8	0.3599	0.3681	0.3751	0.3807	0.3858	0.3910	0.3952	0.3995	0.4038	0.4070	0.4113	0.4143	0.4172	0.4202	0.4223					
9	0.3599	0.3681	0.3751	0.3807	0.3858	0.3901	0.3952	0.3995	0.4038	0.4067	0.4113	0.4143	0.4172	0.4202	0.4223					
10	0.3599	0.3681	0.3751	0.3807	0.3853	0.3910	0.3952	0.3995	0.4038	0.4082	0.4113	0.4143	0.4172	0.4202	0.4223					
11	0.3599	0.3681	0.3751	0.3807	0.3858	0.3910	0.3952	0.3995	0.4038	0.4082	0.4113	0.4143	0.4172	0.4194	0.4223					
12	0.3599	0.3681	0.3751	0.3807	0.3858	0.3910	0.3952	0.3995	0.4038	0.4082	0.4113	0.4143	0.4172	0.4202	0.4223					
13	0.3599	0.3681	0.3751	0.3807	0.3858	0.3901	0.3952	0.3995	0.4038	0.4082	0.4113	0.4143	0.4164	0.4202	0.4223					
14	0.3599	0.3681	0.3751	0.3807	0.3858	0.3910	0.3952	0.3995	0.4038	0.4067	0.4111	0.4140	0.4172	0.4202	0.4223					
15	0.3599	0.3681	0.3751	0.3807	0.3858	0.3910	0.3952	0.3995	0.4038	0.4082	0.4113	0.4143	0.4172	0.4202	0.4223					
16	0.3599	0.3681	0.3751	0.3807	0.3858	0.3901	0.3943	0.3995	0.4038	0.4082	0.4113	0.4143	0.4172	0.4202	0.4223					
17	0.3599	0.3681	0.3751	0.3807	0.3858	0.3901	0.3952	0.3995	0.4027	0.4082	0.4111	0.4143	0.4172	0.4202	0.4223					
18	0.3599	0.3681	0.3751	0.3807	0.3858	0.3910	0.3952	0.3995	0.4024	0.4070	0.4113	0.4143	0.4172	0.4202	0.4223					
19	0.3599	0.3681	0.3751	0.3807	0.3858	0.3910	0.3952	0.3995	0.4038	0.4082	0.4113	0.4143	0.4172	0.4202	0.4223					
20	0.3599	0.3681	0.3751	0.3807	0.3858	0.3910	0.3952	0.3995	0.4038	0.4067	0.4113	0.4143	0.4172	0.4202	0.4223					
Total	20	20	20	20	19	13	19	20	16	13	18	19	19	19	20					

Analisando-se os resultados apresentados na Tabela 8 percebe-se que, considerando-se o caso crítico e cada conjunto de capacitores (\mathbb{C}_6^{cap} e \mathbb{C}_{10}^{cap}), 65% das execuções do método convergiram para o mesmo valor. De maneira geral, considerando todos os resultados para todos os conjunto de capacitores, a repetibilidade dos melhores resultados do mínimo máximo carregamento (λ_{max}^{min}) foi de aproximadamente 91%, sinalizando uma boa convergência do método proposto.

A partir dos resultados apresentados na Tabela 8, selecionou-se a 19ª execução para realizar as análises da listas de margens de estabilidade e de conjunto de controles corretivos obtidas. A 19ª execução foi selecionada pois, foi uma das execuções que apresentou os melhores valores do mínimo máximo carregamento para todos os conjunto de controles. Assim, a lista de margens de estabilidade pode ser observada por meio da Tabela 9.

Tabela 9: Resultado do λ_{max}^{min} da 19ª execução do FCCED para o sistema IEEE14-barras utilizando $N_{ind} = 75$ indivíduos, fator de ponderação $F = 0.30$, taxa de cruzamento $CR = 0.60$.

\mathbb{C}^{cap}	Ger	Ind	Contingências						λ_{max}^{min}
			0	1	2	3	4	5	
0	-	-	1.6071	1.4399	1.5842	1.3492	1.6018	1.5801	1.3492
1	0	3	1.6148	1.4473	1.5917	1.3599	1.6095	1.5878	1.3599
2	2	70	1.6208	1.4529	1.5974	1.3681	1.6154	1.5937	1.3681
3	4	71	1.6283	1.4606	1.6049	1.3751	1.6230	1.6014	1.3751
4	7	53	1.6324	1.4644	1.6088	1.3807	1.6271	1.6054	1.3807
5	7	7	1.6379	1.4700	1.6143	1.3858	1.6326	1.6109	1.3858
6	12	56	1.6434	1.4757	1.6198	1.3910	1.6382	1.6166	1.3910
7	11	9	1.6465	1.4786	1.6230	1.3952	1.6413	1.6197	1.3952
8	3	50	1.6497	1.4816	1.6263	1.3995	1.6444	1.5935	1.3995
9	6	14	1.6528	1.4846	1.6296	1.4038	1.6203	1.5971	1.4038
10	12	48	1.6283	1.4877	1.6005	1.4082	1.6240	1.6009	1.4082
11	10	18	1.6323	1.4911	1.6045	1.4113	1.6280	1.6049	1.4113
12	6	13	1.6349	1.4931	1.6069	1.4143	1.6305	1.6073	1.4143
13	7	9	1.6374	1.4951	1.6094	1.4172	1.6330	1.6098	1.4172
14	12	73	1.6399	1.4972	1.6118	1.4202	1.6355	1.6123	1.4202
15	8	12	1.6426	1.4995	1.6145	1.4223	1.6382	1.6150	1.4223

A lista de margens de estabilidade apresentada na Tabela 9 fornece informações

essenciais relacionadas à otimização da MET do sistema. Pode-se visualizar, por exemplo, que o mínimo carregamento máximo (λ_{max}^{min}), adquirido com o sistema operando sem a inserção de capacitores (\mathbb{C}_0^{cap}), é dada pela contingência 3, obtendo-se $\lambda_{max}^{min} = 1,3492$. Com a inserção dos conjuntos de capacitores determinados a partir do FCCED observa-se que, conforme aumenta-se o número de capacitores inseridos no sistema, o mínimo carregamento máximo também aumenta, chegando a 1,4223, também em função da contingência 3, mas agora com \mathbb{C}_{15}^{cap} capacitores conectados aos sistema.

Deste modo, com a lista apresentada é possível observar que cada conjunto de controles (coluna \mathbb{C}^{cap}) exerce uma influência sobre a MET do SEP, de acordo com cada contingência analisada (colunas Contingências). Além disso, é possível perceber uma otimização no mínimo máximo carregamento do SEP (coluna λ_{max}^{min}) a medida que pode-se aumentar o número de controladores (capacitores) ligados. Com esta lista é possível ter uma ideia da sensibilidade da MET do sistema em relação a cada conjunto de controles.

Vale ressaltar que o mínimo máximo carregamento do SEP é referente ao menor máximo carregamento entre o caso base (contingência $n_{cont} = 0$) e todas as contingências analisadas, considerando cada conjunto de controles. Ainda, é importante salientar que o \mathbb{C}^{cap} estabelece o número máximo de capacitores que podem estar ligados simultaneamente naquele conjunto.

De acordo com a Tabela 9, se for utilizado o conjunto de capacitores representado pelo quinquagésimo sexto indivíduo (coluna Ind) da décima segunda geração (coluna Ger) da execução do FCCED para $n_{cap} = 6$, obtém-se um mínimo carregamento máximo de 1,3910. Para identificar os capacitores que devem ser ligados pode-se recorrer aos indivíduos do FCCED. Diante disso, o indivíduo que gera $\lambda_{max}^{min} = 1,3910$ é representado pelo FCCED através da codificação apresentada em (27),

$$\mathbb{C}_6^{cap} \cdot ind_{56}^{(12)} = [101100000000111] \quad (27)$$

onde \mathbb{C}_6^{cap} representa o conjunto de capacitores com no máximo 6 capacitores ligados e $ind_{56}^{(12)}$ representa o quinquagésimo sexto indivíduo da décima segunda geração.

Contudo, utilizar a codificação apresentada em (27) pode ser confusa para identificar quais capacitores ligar. Então, para identificar os capacitores que compõem cada conjunto de capacitores da Tabela 9, pode-se utilizar diretamente a Tabela 10, sem a necessidade de verificar a codificação binário do indivíduo.

Além da lista de margens de estabilidade (Tabela 9), o método também fornece uma lista de conjuntos de controles corretivos (também identificada como lista de conjuntos de capacitores), apresentada na Tabela 10.

Tabela 10: Lista dos conjuntos de capacitores para da 19^a execução do FCCED para o sistema IEEE14-barras utilizando $N_{ind} = 75$ indivíduos, fator de ponderação $F = 0.30$, taxa de cruzamento $CR = 0.60$.

Cap	Ger	Ind	Conjunto de capacitores	λ_{max}^{min}
0	-	-	-	1.3492
1	0	3	15	1.3599
2	2	70	14 15	1.3681
3	4	71	4 14 15	1.3751
4	7	53	4 13 14 15	1.3807
5	7	7	1 4 13 14 15	1.3858
6	12	56	1 3 4 13 14 15	1.3910
7	11	9	1 3 4 6 13 14 15	1.3952
8	3	50	1 3 4 7 9 13 14 15	1.3995
9	6	14	1 3 4 7 8 9 13 14 15	1.4038
10	12	48	1 3 4 6 7 8 9 13 14 15	1.4082
11	10	18	1 3 4 5 6 7 8 9 13 14 15	1.4113
12	6	13	1 3 4 5 6 7 8 9 11 13 14 15	1.4143
13	7	9	1 3 4 5 6 7 8 9 10 11 13 14 15	1.4172
14	12	73	1 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15	1.4202
15	8	12	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15	1.4223

Basicamente, esta lista mostra quais os capacitores devem ser acionados dentro de cada \mathbb{C}^{cap} para atingir uma MET otimizada, dada pela coluna λ_{max}^{min} . A partir das informações da lista é possível ter ideia a sensibilidade de cada capacitor na MET do sistema. Por exemplo, percebe-se que o capacitor 15 exerce maior influência na MET do sistema, seguido do capacitor 14, 4, 13 e assim sucessivamente. Com isso, percebe-se que há uma tendência de ligar primeiramente alguns capacitores pertencentes ao banco de capacitores conectados à barra 12 (Capacitores 11, 12, 13, 14 e 15). Correlacionando este banco ao diagrama unifilar do sistema, apresentado na Figura A.1, verifica-se uma relação física entre o aumento da MET do sistema e o acionamento dos capacitores da barra 12. Isso se deve porque tal barra está distante da geração e está em uma região com várias barras de carga, sendo uma compensação de reativos necessária para que um

aumento da MET aconteça.

Esta tabela é a mais importante informação que o método fornece. A partir desta tabela, o operador do sistema tem informação dos controles que devem ser acionados para mitigar a criticalidade do conjunto de contingências analisadas.

A partir da Tabela 10 e, ainda, continuando a análise para $\lambda_{max}^{min} = 1,3910$, deve-se selecionar o conjunto de capacitores 6 (C_6^{cap}), dado pelo quinquagésimo sexto indivíduo da décima segunda geração, que corresponde conectar ao sistema os capacitores 1, 3, 4, 13, 14 e 15.

Porém, esses números de capacitores fornecidos pelo FCCED são sequenciais e não correspondem ao número do capacitor no banco de capacitores do sistema. Para realizar a identificação de qual capacitor ligar, deve-se recorrer à Tabela 11, que faz a conversão entre os números sequencias dos capacitores fornecidos pelo FCCED e os números dos capacitores dos bancos do sistema.

Tabela 11: Identificação dos capacitores do FCCED para o sistema IEEE14-barras.

Sequência	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Número	1	2	3	4	5	1	2	3	4	1	2	3	4	5	6
Barra	3	3	3	3	3	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12

A Tabela 11 fornece informações importantes a respeito dos capacitores do sistema. Nela, a primeira linha, identificada como Sequência, refere-se ao número sequencial do capacitor do indivíduo do FCCED fornecido pela Tabela 10. A segunda linha, identificada por Número, é relativa à numeração sequencial do capacitor dentro do banco e, por fim, a última linha, identificada por Barra, é referente à barra cujo banco de capacitor está ligado.

Dessa forma, retornando à análise $\lambda_{max}^{min} = 1,3910$, identificou-se que os capacitores 1, 3, 4, 13, 14 e 15 devem ser ligados, o que, por meio da análise da Tabela 11, representa que devem ser ligados os capacitores 1, 3 e 4 do banco conectado à barra 3 e os capacitores 4, 5 e 6 do banco conectado à barra 12.

Ainda, com as informações obtidas com o auxílio da Tabela 11, pode-se recorrer a Tabela 1 para encontrar a potência que é fornecida ao sistema quando são conectados determinados capacitores. Desta forma, retomando o exemplo anterior, sabendo-se que devem ser ligados os capacitores 1, 3 e 4 do banco conectado à barra 3 e os capacitores 4, 5 e 6 do banco conectado à barra 12 e, recorrendo à Tabela 1, identifica-se que será fornecido ao sistema 17 e 9 *MVA*r, respectivamente, por cada banco, totalizando 26

MVA_r fornecidos ao sistema.

Na próxima seção serão apresentados os resultados e expostas as análises considerando a execução do FCCED para o sistema Brasil107-barras.

5.6 RESULTADOS PARA O SISTEMA BRASIL107-BARRAS

Outro sistema analisado utilizando a metodologia proposta foi o sistema Brasil107-barras, sendo que os resultados para as 20 execuções do FCCED para discorrer sobre aspectos da convergência do método são apresentado na Tabela 12.

Tabela 12: Resultados do λ_{max}^{min} para as 20 execuções do FCCED para o sistema Brasil107-barras utilizando $N_{ind} = 75$ indivíduos, fator de ponderação $F = 0.30$, taxa de cruzamento $CR = 0.60$.

Execução	Conjuntos de capacitores																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663
2	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663
3	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663
4	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663
5	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663
6	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663
7	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0598	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0598	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663
8	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663
9	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0509	0.0602	0.0599	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0509	0.0602	0.0599	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663
10	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663
11	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0509	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0509	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663
12	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663
13	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663
14	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0602	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0602	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663
15	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663
16	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0509	0.0571	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0509	0.0571	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663
17	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663
18	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0589	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0589	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663
19	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663
20	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663	0.0188	0.0300	0.0357	0.0432	0.0521	0.0602	0.0631	0.0631	0.0663	0.0663	0.0646	0.0663
Total	20	20	20	20	17	18	17	20	18	18	18	18	20	20	20	20	17	18	18	20	18	18	18	18

Analisando-se os resultados apresentados na Tabela 12 percebe-se que houve uma grande repetibilidade dos melhores resultados. Observa-se que, para cada conjunto de capacitores, não houve repetibilidade dos melhores resultados abaixo de 85% e, considerando todo o conjunto de resultados, a repetibilidade dos melhores resultados do mínimo máximo carregamento (λ_{max}^{min}) foi de aproximadamente 93% que, assim como considerando o sistema IEEE14-barras, indica uma boa convergência do método, até melhor do que para o sistema IEEE14-barras.

A apresentação das listas de margens de estabilidade e de conjunto de controles corretivos obtidas para o sistema Brasil107-barras se dará a partir dos resultados da 20ª execução da Tabela 12. A 20ª execução foi selecionada pois, foi uma das execuções que apresentou os melhores valores do mínimo máximo carregamento para todos os conjunto de controles. Desta forma, a lista de marges de estabilidade obtida com o FCCED para o sistema Brasil107-barras é exposta por meio da Tabela 13.

Tabela 13: Resultado do λ_{max} da 20^a execução do FCCED para o sistema Brasil107-barras utilizando $N_{ind} = 75$ indivíduos, fator de ponderação $F = 0.30$, taxa de cruzamento $CR = 0.60$.

\mathbb{C}^{cap}	Ger	Ind	Contingências													λ_{min}	λ_{max}
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
0	-	-	1.0734	1.0534	1.0532	1.0363	1.0512	1.0491	1.0462	1.0482	1.0453	1.0310	1.0609	1.0528	1.0371	1.0043	1.0043
1	0	12	1.0443	1.0437	1.0437	1.0438	1.0443	1.0440	1.0440	1.0440	1.0439	1.0188	1.0367	1.0311	1.0437	1.0298	1.0188
2	0	25	1.0519	1.0514	1.0514	1.0513	1.0519	1.0516	1.0516	1.0516	1.0515	1.0352	1.0449	1.0403	1.0506	1.0300	1.0300
3	1	57	1.0522	1.0517	1.0517	1.0518	1.0524	1.0521	1.0520	1.0520	1.0520	1.0357	1.0454	1.0406	1.0517	1.0414	1.0357
4	6	1	1.0781	1.0717	1.0716	1.0633	1.0720	1.0724	1.0713	1.0713	1.0700	1.0582	1.0797	1.0785	1.0610	1.0432	1.0432
5	7	42	1.0810	1.0761	1.0760	1.0709	1.0734	1.0767	1.0760	1.0756	1.0749	1.0587	1.0826	1.0796	1.0685	1.0521	1.0521
6	4	58	1.0861	1.0829	1.0829	1.0792	1.0623	1.0836	1.0833	1.0824	1.0820	1.0602	1.0847	1.0812	1.0780	1.0630	1.0602
7	8	69	1.0861	1.0830	1.0830	1.0792	1.0636	1.0836	1.0833	1.0824	1.0820	1.0679	1.0878	1.0885	1.0780	1.0631	1.0631
8	9	2	1.0971	1.0913	1.0913	1.0845	1.0909	1.0918	1.0909	1.0907	1.0897	1.0671	1.0905	1.0905	1.0819	1.0631	1.0631
9	6	63	1.1025	1.0963	1.0963	1.0887	1.0966	1.0966	1.0955	1.0955	1.0942	1.0672	1.0909	1.0908	1.0860	1.0663	1.0663
10	9	36	1.1025	1.0963	1.0963	1.0887	1.0966	1.0966	1.0955	1.0955	1.0942	1.0672	1.0909	1.0908	1.0860	1.0663	1.0663
11	7	67	1.1025	1.0963	1.0963	1.0887	1.0966	1.0966	1.0955	1.0955	1.0942	1.0672	1.0909	1.0908	1.0860	1.0663	1.0663
12	15	21	1.1025	1.0963	1.0963	1.0887	1.0966	1.0966	1.0955	1.0955	1.0942	1.0672	1.0909	1.0908	1.0860	1.0663	1.0663

Com a Tabela 13 visualiza-se que para nenhum conjunto de controle acionado (\mathbb{C}_0^{cap}), o λ_{max}^{min} é dada pela contingência 13, obtendo-se um $\lambda_{max}^{min} = 1,0043$. Com a inserção dos conjuntos de capacitores determinados a partir do FCCED, observa-se que, conforme aumenta-se o número de capacitores inseridos no sistema, a λ_{max}^{min} também aumenta, chegando a $\lambda_{max}^{min} = 1,0663$, também em função da contingência 13, mas agora com \mathbb{C}_9^{cap} ou \mathbb{C}_{10}^{cap} ou \mathbb{C}_{11}^{cap} ou \mathbb{C}_{12}^{cap} capacitores conectados aos sistema.

A partir da Tabela 13 observa-se as MET do sistema para cada contingência considerando cada \mathbb{C}^{cap} . Analisando-se as informações da tabela, percebe-se que a MET do sistema (λ_{max}^{min}) foi otimizada. Isso fica evidente ao observar o aumento do λ_{max}^{min} e a obtenção de valores repetidos, \mathbb{C}_9^{cap} , \mathbb{C}_{10}^{cap} , \mathbb{C}_{11}^{cap} e \mathbb{C}_{12}^{cap} , mesmo podendo acionar mais capacitores.

De acordo com a Tabela 13, se for utilizado o conjunto de capacitores \mathbb{C}_7^{cap} , representado pelo sexagésimo nono indivíduo da oitava geração da execução do FCCED para $n_{cap} = 7$, obtém-se um mínimo carregamento máximo de 1,0631. Os capacitores que devem ser ligados para alcançar este λ_{max}^{min} são codificados segundo a (28).

$$\mathbb{C}_7^{cap} ind_{69}^{(8)} = [110110000111] \quad (28)$$

onde \mathbb{C}_7^{cap} representa o conjunto de capacitores 7 com no máximo $n_{cap} = 7$ capacitores ligados e $ind_{69}^{(8)}$ representa o sexagésimo nono indivíduo da oitava geração.

Novamente, utilizar esta codificação para identificar quais capacitores devem ser ligados pode ser confusa. Assim, para facilitar a identificação dos capacitores que compõem os conjuntos \mathbb{C}^{cap} de capacitores da Tabela 13, pode-se utilizar diretamente a Tabela 14, sem a necessidade de verificar a codificação binário do indivíduo.

Além da lista de margens de estabilidade (Tabela 13), o método também fornece uma lista de conjuntos de controles corretivos (também identificada como lista de conjuntos de capacitores), apresentada na Tabela 14.

Tabela 14: Lista dos conjuntos de capacitores para da 20^a execução do FCCED para o sistema Brasil107-barras utilizando $N_{ind} = 75$ indivíduos, fator de ponderação $F = 0.30$, taxa de cruzamento $CR = 0.60$.

\mathbb{C}^{cap}	Ger	Ind	Conjunto de capacitores	λ_{max}^{min}
0	-	-	-	1.0043
1	0	12	1	1.0188
2	0	25	1 5	1.0300
3	1	57	1 5 10	1.0357
4	6	1	1 4 5 12	1.0432
5	7	42	1 2 4 5 12	1.0521
6	4	58	1 2 4 5 10 12	1.0602
7	8	69	1 2 4 5 10 11 12	1.0631
8	9	2	1 2 3 4 5 7 11 12	1.0631
9	6	63	1 2 3 4 5 7 8 11 12	1.0663
10	9	36	1 2 3 4 5 7 8 11 12	1.0663
11	7	67	1 2 3 4 5 7 8 11 12	1.0663
12	15	21	1 2 3 4 5 7 8 11 12	1.0663

Basicamente, esta lista mostra quais os capacitores devem ser acionados dentro de cada \mathbb{C}^{cap} para atingir uma MET otimizada, dada pela coluna λ_{max}^{min} . A partir das informações da lista também é possível ter ideia a sensibilidade de cada capacitor na MET do sistema. Reforça-se que a lista apresentada é a informação mais importante fornecido pelo método proposto, uma vez que as informações que constam na lista de conjuntos de capacitores (Tabela 14) podem ser utilizadas para apoio durante a operação do sistema.

A partir da Tabela 14 e ainda continuando a análise para um $\lambda_{max}^{min} = 1,0631$, deve-se selecionar o conjunto de capacitores 7 (\mathbb{C}_7^{cap}), dado pelo $ind_{69}^{(8)}$, que corresponde a conectar ao sistema os capacitores 1, 2, 4, 5, 10, 11 e 12.

Porém, para identificar os capacitores dentro do banco, deve-se recorrer a Tabela 15, que faz a conversão entre os números sequencias dos capacitores fornecidos pelo FCCED e os números dos capacitores dos bancos do sistema, caso os bancos de capacitores do sistema fossem compostos por mais de 1 capacitor.

Desta forma, através da Tabela 15 identifica-se que devem ser ligados os capacitores 1, 2, 4, 5, 10, 11 e 12, que estão conectados, respectivamente, nas barras 104, 120, 123, 231, 1504, 4533 e 4582.

Tabela 15: Identificação dos capacitores da FCCED para o sistema Brasil1017-barras.

Sequência	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Número	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Barra	104	120	122	123	231	234	939	959	1210	1504	4533	4582

Ainda, com as informações obtidas com o auxílio da Tabela 15, pode-se recorrer a Tabela 3 para encontrar a potência que é fornecida ao sistema quando são conectados determinados capacitores. Assim, os bancos de capacitores conectados às barras 104, 120, 123, 231, 1504, 4533 e 4582, fornecem, respectivamente, 200; 200; 200; 60; 200; 86,40 e 30 *MVar*, totalizando 976,40 *MVar* injetados no sistema.

Na próxima seção serão apresentados os resultados do desempenho computacional utilizando a codificação serial e paralela do FCCED.

5.7 RESULTADOS DA PARALELIZAÇÃO DO FCCED

De modo geral, o tempo de execução do FCCED está diretamente ligado à complexidade do FCC, sendo que esta técnica é utilizada para calcular o carregamento do sistema. Como já visto no Capítulo ??, o FCC utiliza-se de vários FC, tornando-se oneroso computacionalmente. Um fator agravante para a execução do FCCED é que, dependendo da quantidade de capacitores do sistema e do tamanho da população da ED, são calculadas dezenas de milhares FCC, fazendo com que o tempo de execução do FCCED cresça vertiginosamente.

Para se ter ideia, considerando-se uma população de $N_{ind} = 75$ indivíduos, um sistema com $N_{cap} = 12$ capacitores e, em média, $N_{ger} = 20$ gerações por conjunto de capacitores, tem-se que para executar o FCCED serão realizadas 18.000 FCC.

Com o intuito de melhorar o tempo gasto para executar o FCCED, paralelizou o cálculo dos operadores por indivíduo, como demonstrado no capítulo 4. Desta forma, através da execução do FCCED serial e paralelizado, foram medidos os tempos médios de execução de cada um e os resultados são mostrados na Tabela 16.

Tabela 16: Tempos médios aproximados de execução, em segundos, do FCCED para os dois sistemas teste utilizados.

Sistema	Serial	Paralelo
IEEE14-barras	6136	1340
Brasil107-barras	19907	4023

A partir da Tabela 16, pode-se constatar que a execução paralela para o sistema IEEE14-barras foi aproximadamente 4,3 vezes mais rápida do que a execução serial, levando apenas, aproximadamente, 23% do tempo da execução serial.

Por sua vez, considerando o sistema Brasil107-barras, observa-se que a execução paralela foi, aproximadamente, 4,9 vezes mais rápida do que a execução serial, ou seja, aproximadamente 20% do tempo de execução serial.

Dessa forma, verifica-se que a paralelização do FCCED fornece ganhos expressivos de tempo computacional de execução do método, fato este importante para aplicação do método considerando sistemas maiores, com maior quantidade de capacitores e utilizando maiores populações na ED.

Apresentados todos os resultados pertinentes e realizadas algumas análises, na próxima seção serão expostas discussões gerais do método proposto.

5.8 DISCUSSÕES GERAIS

A partir dos resultados obtidos e apresentados nas Tabelas 8 e 12 é possível verificar a convergência do método proposto. Com os dados apresentados, percebe-se que houve grande repetibilidade dos melhores resultados (λ_{max}^{min}), sendo que, para o sistema reduzido Brasil107-barras, essa repetibilidade foi de aproximadamente 93%, indicando que o método apresentou grande convergências para os melhores resultados.

Analisando-se os resultados das Tabelas 9 e 13 percebe-se aspectos interessantes. O primeiro ponto de destaque é que, para alguns \mathbb{C}^{cap} , o melhor λ_{max}^{min} foi obtido por indivíduos da população inicial ($Ger = 0$). Este fato ocorre, pois como a população tem uma grande quantidade de indivíduos, a probabilidade de que algum desses indivíduos já apresentasse o conjunto ótimo é grande, uma vez que isso aconteceu para os conjunto de capacitores \mathbb{C}^{cap} , nos quais apenas poucos capacitores poderiam estar ligados. Dessa forma, por exemplo, considerando \mathbb{C}_2^{cap} , com no máximo 2 capacitores ligados, e considerando uma população inicial gerada aleatoriamente com 75 indivíduos com no máximo 2 capacitores ligados, aumenta-se as chances de que algum indivíduo já apresentasse o conjunto ótimo de capacitores.

Outro ponto de destaque é que, através das análises das linhas das Tabelas 9 e 13, é possível avaliar como o conjunto de capacitores $\mathbb{C}_{n_{cap}}^{cap}$ influencia nos carregamentos do sistema, eliminando a criticalidade de um conjunto de contingências.

Além disso, analisando-se as colunas das contingências das Tabelas 9 e 13, é possível avaliar a influência de cada conjunto de capacitores $\mathbb{C}_{n_{cap}}^{cap}$ em uma determinada contingência, dando uma ideia da sensibilidade do conjunto de controle em relação à contingência.

Agora, analisando-se as Tabelas 9, 10, 13 e 14, percebe-se que, ao aumentar o número máximo de capacitores ligados n_{cap} , representado pelos conjuntos de capacitores da coluna \mathbb{C}^{cap} , há uma tendência em encontrar os melhores conjuntos em gerações mais distantes, como pode ser observado na coluna Ger. Isso deve-se ao fato que ao aumentar n_{cap} aumenta-se a possibilidade de ligar mais capacitores do conjunto (operador mutação) e aumenta a possibilidade de diversidade da população (operador cruzamento), fazendo com que haja uma tendência de aumentar a quantidade de gerações para encontrar um melhor conjunto de capacitores.

Vale aqui ressaltar que os números de capacitores n_{cap} que aparecem na coluna \mathbb{C}^{cap} das Tabelas 9, 10, 13 e 14 são referentes ao número máximo de capacitores que podem estar conectados no sistema, não impedindo que o conjunto de capacitores $\mathbb{C}_{n_{cap}}^{cap}$ encontrados pelo FCCED contenha um número de capacitores menor que o número máximo. Este fato fica claro quando observa-se os resultados apresentados, por exemplo, na Tabela 13 ou na Tabela 14. Nestas tabelas verifica-se que o conjunto ótimo de capacitores é composto por 9 capacitores, sendo eles 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 11 e 12, e mesmo quando se utilizam as listas \mathbb{C}_{10}^{cap} , \mathbb{C}_{11}^{cap} e \mathbb{C}_{12}^{cap} , que na prática referem-se, respectivamente, no máximo 10, 11 e 12 capacitores ligados, os mesmos 9 capacitores são encontrados, sendo uma indicativo que o método proposto encontrou o conjunto de controles ótimo para mitigar a criticalidade de um conjunto de contingências.

Além disso, por meio das Tabelas 10 e 14, pode-se ter uma ideia da sensibilidade dos capacitores em relação à estrutura física do sistema, observando um padrão de acionamento dos capacitores, para cada conjunto de capacitores fornecidos pelo FCCED.

Entretanto, um fato importante observado analisando os resultados é a diferença do desempenho da execução do FCCED paralelizado. Por meio da Tabela 16 verificou-se que a paralelização do FCCED apresentou, em média, ganhos de até, aproximadamente 80% em relação à execução serial. Este fato é importante, principalmente visando uma aplicação *online* do método.

Com base nos resultados apresentados verifica-se que a metodologia proposta é capaz de fornecer uma lista de conjunto de capacitores para aumentar da MET do sistema, considerando uma lista pré-definida de contingências e atenuando a criticalidade destas.

Ainda, verifica-se que o comportamento da otimização implementada foi satisfatório para maximizar a MET, com uma convergência para os melhores resultados, no melhor caso, de 93%

Enfatiza-se aqui a importância dos resultados das Tabelas 10 e 14 fornecidas pelo método proposto (FCCED), pois estas tabelas fornecem informações essenciais para o operador do sistema de quais conjuntos de capacitores devem ser acionados para que estes controles mitiguem a criticalidade de um conjunto de contingências.

Apresentados os resultados da execução do algoritmo FCCED e realizadas as devidas análises, no próximo capítulo serão apresentadas as conclusões deste trabalho.

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho é proposta uma metodologia para realizar a maximização da MET do sistema através da inserção ou retirada de capacitores. Esta metodologia fornece uma lista de conjuntos de capacitores para realizar a maximização da MET do sistema mesmo quando este está sujeito a contingências. Ressalta-se que a lista de conjuntos de capacitores garantem a maximização da MET apenas para as contingências analisadas.

Para obter a lista de conjuntos de capacitores, foi implementado um algoritmo composto por duas técnicas, uma de otimização e outra para calcular o máximo carregamento do sistema. A técnica de otimização escolhida foi a evolução diferencial e, por se tratar de um problema que considera capacitores ligados e desligados, utilizou-se uma evolução diferencial binária, a qual facilita a manipulação dos indivíduos que compõe suas populações. Já a técnica escolhida para obter o carregamento máximo do sistema foi o fluxo de carga continuado, o qual realiza sucessivos fluxos de carga com incrementos na potência do sistema, resultando em uma curva de carregamento do mesmo.

A metodologia proposta fornece informações crucias para que seja possível mitigar a criticalidade de um conjunto de contingências com a finalidade de aumentar a MET do sistema. A metodologia fornece uma lista de margens de estabilidade e outra lista de conjunto de controles corretivos, sendo que esta última é a informação mais importante que a metodologia fornece. Isso se deve ao fato que tal lista mostra quais os capacitores que devem ser acionados para mitigar a criticalidade de um conjunto de contingências. Com isso, do ponto de vista do SEP, a metodologia forneceu soluções factíveis para aumentar a MET, respeitando as diretrizes normativas em vigência e fornecendo suporte na tomada de decisão do operador do sistema.

Além disso, observou-se que a paralelização do método proposto promoveu uma expressiva redução no tempo de execução. Este fato, é importante quando deseja-se utilizar o método no contexto da aplicação em tempo real

De face ao exposto, os resultados obtidos com a metodologia proposta se mostram

promissores para a utilização no controle corretivo do SEP para atenuar a criticalidade de eventuais contingências do SEP e possíveis instabilidades de tensão.

6.1 PERSPECTIVAS DE TRABALHOS FUTUROS

Tendo em vista os resultados apresentados, é possível aprimorar algumas características do algoritmo proposto. Desta forma, são sugeridos algumas perceptivas de melhorias, tais como:

- Implementar e avaliar outras mutações binárias para verificar se é possível melhorar a convergência do método e diminuir o tempo de execução;
- Inserir outros elementos no sistema como, por exemplo, geradores distribuídos, compensadores síncronos, dentre outros;
- Implementar o método *look-ahead* para realizar uma comparação com o FCC utilizado, a fim de verificar a possibilidade de aplicação *online* da metodologia proposta.

REFERÊNCIAS

- ABBASI, S. M.; KARBALAEI, F.; BADRI, A. The effect of suitable network modeling in voltage stability assessment. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 34, n. 2, p. 1650–1652, March 2019. ISSN 1558-0679.
- AJJARAPU, V.; CHRISTY, C. The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 1, p. 416–423, Feb 1992. ISSN 1558-0679.
- ALVES, W. F. **Proposição de sistemas-teste para análise computacional de sistemas de potência**. Dissertação (mestrado) — Universidade Federal Fluminense, 2007.
- ALVES, W. F. **ESTB - Sistemas-teste brasileiros para uso didático e análise computacional de sistemas elétricos de potência**. 2011. Disponível em: <<http://www.sistemas-teste.com.br/>>. Acesso em: 07 jun. 2020.
- AMELI, A. et al. A multiobjective particle swarm optimization for sizing and placement of dgs from dg owner’s and distribution company’s viewpoints. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 29, n. 4, p. 1831–1840, Aug 2014. ISSN 1937-4208.
- AMRANE, Y.; BOUDOUR, M.; BELAZZOUG, M. A new optimal reactive power planning based on differential search algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 64, p. 551 – 561, 2015. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061514004955>>.
- ARYA, L.; KOSHTI, A.; CHOUBE, S. Distributed generation planning using differential evolution accounting voltage stability consideration. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 42, n. 1, p. 196 – 207, 2012. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061512001056>>.
- ARYA, L.; SINGH, P.; TITARE, L. Anticipatory reactive power reserve maximization using differential evolution. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 35, n. 1, p. 66 – 73, 2012. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061511002171>>.
- ARYA, L.; SINGH, P.; TITARE, L. Differential evolution applied for anticipatory load shedding with voltage stability considerations. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 42, n. 1, p. 644 – 652, 2012. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061512001007>>.
- ARYA, L.; TITARE, L.; KOTHARI, D. Probabilistic assessment and preventive control of voltage security margins using artificial neural network. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 29, n. 2, p. 99 – 105, 2007. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061506001141>>.

ASHRAF, S. M. et al. Voltage stability monitoring of power systems using reduced network and artificial neural network. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 87, p. 43 – 51, 2017. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061516300564>>.

BANDYOPADHYAY, S.; MUKHERJEE, A. An algorithm for many-objective optimization with reduced objective computations: A study in differential evolution. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, v. 19, n. 3, p. 400–413, June 2015. ISSN 1089-778X.

BEDOYA, D. R. B. **Obtenção da margem mínima de estabilidade de tensão de sistemas elétricos de potência**. Dissertação (mestrado) — Faculdade de Engenharia Elétrica e da Computação - FEEC/UNICAMP, 2007.

BILAL et al. Differential evolution: A review of more than two decades of research. **Engineering Applications of Artificial Intelligence**, v. 90, p. 103479, 2020. ISSN 0952-1976. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S095219762030004X>>.

BOCCALETTI, C.; ELIA, S.; NISTICO, E. Deterministic and stochastic optimisation algorithms in conventional design of axial flux pm machines. In: **International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, 2006. SPEEDAM 2006**. [S.l.: s.n.], 2006. p. 111–115.

BOMPARD, E.; MAZZA, A.; TOMA, L. Chapter 3 - classical grid control: Frequency and voltage stability. In: MONTI, A. et al. (Ed.). **Converter-Based Dynamics and Control of Modern Power Systems**. [S.l.]: Academic Press, 2021. p. 31 – 65.

BONINI NETO, A. **Técnicas de Parametrização Geométrica para o Método da Continuação**. Tese (doutorado) — Faculdade de Engenharia - UNESP - Ilha Solteira, 2011.

BURCHETT, S. M. et al. An optimal thávenin equivalent estimation method and its application to the voltage stability analysis of a wind hub. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 4, p. 3644–3652, July 2018. ISSN 1558-0679.

CANIZARES, C. A.; ALVARADO, F. L. Point of collapse and continuation methods for large ac/dc systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, n. 1, p. 1–8, 1993.

CASTILLO MARTÍNEZ, L. C. **Otimização dos circuitos de refrigerante nos trocadores de calor de sistemas de refrigeração por compressão de vapor**. Tese (doutorado) — Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2009.

CASTRO, A. C. L. de. **Estudo de controle preventivo para análise do colapso de tensão**. Dissertação (mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2009.

CHANDRA, A.; PRADHAN, A. K. Online voltage stability and load margin assessment using wide area measurements. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 108, p. 392 – 401, 2019. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061518307531>>.

CHIANG, H.-D. et al. Cpflo: a practical tool for tracing power system steady-state stationary behavior due to load and generation variations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 2, p. 623–634, May 1995. ISSN 1558-0679.

CHIANG, H.-D.; WANG, C.-S.; FLUECK, A. J. Look-ahead voltage and load margin contingency selection functions for large-scale power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 1, p. 173–180, Feb 1997. ISSN 1558-0679.

CHRISTIE, R. **Power Systems Test Case Archive - 14 Bus Power Flow Test Case**. 1999. Disponível em: <http://labs.ece.uw.edu/pstca/pf14/pg_tca14bus.htm>. Acesso em: 07 jun. 2020.

COLOMBARI, L. F. dos S. **An Approach to Handle Sudden Load Changes on Static Voltage Stability Analysis**. Dissertação (Master Thesis) — São Carlos School of Engineering of University of São Paulo, 2017.

CRUZ, J. M. T. da Silva Marques da. **Extension of continuation power flow to incorporate dispersed generation**. Dissertação (mestrado) — Instituto Superior Técnico - Universidade Técnica de Lisboa, 2012.

CUTSEM, T. V. Voltage instability: phenomena, countermeasures, and analysis methods. **Proceedings of the IEEE**, v. 88, n. 2, p. 208–227, Feb 2000. ISSN 1558-2256.

CUTSEM, T. van; VOURNAS, C. **Voltage Stability of Electric Power Systems**. [S.l.]: Springer, 1998. (Kluwer international series in engineering and computer science).

DAS, S.; SUGANTHAN, P. N. Differential evolution: A survey of the state-of-the-art. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, v. 15, n. 1, p. 4–31, Feb 2011. ISSN 1089-778X.

DESTER, M. **Estudo para classificação de contingências sob o aspecto da estabilidade de tensão**. Dissertação (mestrado) — Faculdade de Engenharia Elétrica e da Computação - FEEC/UNICAMP, 2006.

DEVABALAJI, K.; RAVI, K.; KOTHARI, D. Optimal location and sizing of capacitor placement in radial distribution system using bacterial foraging optimization algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 71, p. 383 – 390, 2015. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206151500143X>>.

DEVARAJ, D.; ROSELYN, J. P. Genetic algorithm based reactive power dispatch for voltage stability improvement. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 32, n. 10, p. 1151 – 1156, 2010. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061510001183>>.

DOBSON, I. et al. Voltage stability assessment: Concepts, practices and tools. **IEEE Power Engineering Society, Power System Stability Subcommittee Special Publication**, v. 11, p. 21–22, 01 2002.

DOERR, B.; ZHENG, W. Working principles of binary differential evolution. **Theoretical Computer Science**, v. 801, p. 110 – 142, 2020. ISSN 0304-3975. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0304397519305213>>.

DONG, Y. et al. Demand-response-based distributed preventive control to improve short-term voltage stability. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 5, p. 4785–4795, Sep. 2018. ISSN 1949-3061.

ECHAVARREN, F.; LOBATO, E.; ROUCO, L. A corrective load shedding scheme to mitigate voltage collapse. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 28, n. 1, p. 58 – 64, 2006. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061505001286>>.

EL-FERGANY, A. A. Involvement of cost savings and voltage stability indices in optimal capacitor allocation in radial distribution networks using artificial bee colony algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 62, p. 608 – 616, 2014. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206151400283X>>.

ELA, A. A. A. E.; ABIDO, M. A.; SPEA, S. R. Differential evolution algorithm for optimal reactive power dispatch. **Electric Power Systems Research**, v. 81, n. 2, p. 458 – 464, 2011. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779610002385>>.

ELA, A. A. A. E.; EL-SEHIEMY, R. A.; ABBAS, A. S. Optimal placement and sizing of distributed generation and capacitor banks in distribution systems using water cycle algorithm. **IEEE Systems Journal**, v. 12, n. 4, p. 3629–3636, Dec 2018. ISSN 2373-7816.

FENG, Z.; AJJARAPU, V.; MARATUKULAM, D. J. A comprehensive approach for preventive and corrective control to mitigate voltage collapse. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, n. 2, p. 791–797, May 2000. ISSN 1558-0679.

FERREIRA, A. S. Q. **Estratégias de controle preventivo para a manutenção de margens de segurança com relação a estabilidade de tensão em tempo real**. Tese (doutorado) — Faculdade de Engenharia Elétrica e da Computação - FEEC/UNICAMP, 2006.

FLUECK, A. J.; DONDETI, J. R. A new continuation power flow tool for investigating the nonlinear effects of transmission branch parameter variations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, n. 1, p. 223–227, Feb 2000. ISSN 1558-0679.

FRANCISCO, G. de S. **Avaliação de ferramentas de análise de estabilidade de tensão**. Dissertação (mestrado) — UNIFEI - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, 2005.

GE, H. et al. A model and data hybrid-driven short-term voltage stability real-time monitoring method. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 114, p. 105373, 2020.

GÄMPERLE, R.; MÜLLER, S. D.; KOUMOUTSAKOS, P. A parameter study for differential evolution. In: **WSEAS Int. Conf. on Advances in Intelligent Systems, Fuzzy Systems, Evolutionary Computation**. [S.l.]: Press, 2002. p. 293–298.

GONG, T.; TUSON, A. L. Differential evolution for binary encoding. **Soft Computing in Industrial Applications: Recent and Emerging Methods and Techniques**, p. 251–262, 2007.

GRAINGER, J.; STEVENSON, W. **Power System Analysis**. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994. (Electrical engineering series). ISBN 9780071133388.

HATZIARGYRIOU, N. et al. **Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies**. <https://www.ieee-pes.org/>, 2020. TR-77 — Definition and Classification of Power System Stability Revisited.

JALALI, A.; ALDEEN, M. Short-term voltage stability improvement via dynamic voltage support capability of ess devices. **IEEE Systems Journal**, v. 13, n. 4, p. 4169–4180, Dec 2019. ISSN 1937-9234.

JU, Y. et al. Continuation power flow based on a novel local geometric parameterisation approach. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 8, n. 5, p. 811–818, May 2013. ISSN 1751-8695.

KAWABE, K. et al. Novel dynamic voltage support capability of photovoltaic systems for improvement of short-term voltage stability in power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 3, p. 1796–1804, May 2017.

KESKIN, M. B. **Continuation Power Flow and Voltage Stability in Power System**. Dissertação (Master Thesis) — School of Natural and Applied Sciences of Middle East Technical University, 2007.

KUNDUR, P.; BALU, N.; LAUBY, M. **Power System Stability and Control**. [S.l.]: McGraw-Hill Education, 1994. (Discussion Paper Series). ISBN 9780070359581.

KUNDUR, P.; MORISON, K.; GAO, B. Practical considerations in voltage stability assessment. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 15, n. 4, p. 205 – 215, 1993. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/014206159390019J>>.

KUNDUR, P. et al. Definition and classification of power system stability iee/cigre joint task force on stability terms and definitions. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 19, n. 3, p. 1387–1401, Aug 2004. ISSN 0885-8950.

LAMMERT, G. et al. Control of photovoltaic systems for enhanced short-term voltage stability and recovery. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 34, n. 1, p. 243–254, March 2019.

LATON, M. Z.; MUSIRIN, I.; RAHMAN, T. K. A. Voltage stability assessment via continuation power flow method. **INT. JOURNAL OF ELECTRIC AND ELECTRONIC SYSTEMS RESEARCH (IEESR)**, v. 1, p. 71–78, June 2008.

LI, S.; CHIANG, H. Nonlinear predictors and hybrid corrector for fast continuation power flow. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 2, n. 3, p. 341–354, May 2008. ISSN 1751-8695.

LI, S. et al. A fast sensitivity-based preventive control selection method for online voltage stability assessment. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 4, p. 4189–4196, July 2018. ISSN 1558-0679.

- LIANG, J. et al. Multimodal multiobjective optimization with differential evolution. **Swarm and Evolutionary Computation**, v. 44, p. 1028 – 1059, 2019. ISSN 2210-6502.
- MAGALHÃES, E.; NETO, A.; ALVES, D. A. A parameterization technique for the continuation power flow developed from the analysis of power flow curves. **Mathematical Problems in Engineering**, v. 2012, 10 2012.
- MAIORANO, A.; TROVATO, M. A neural network-based tool for preventive control of voltage stability in multi-area power systems. **Neurocomputing**, v. 23, n. 1, p. 161 – 176, 1998. ISSN 0925-2312. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0925231298000800>>.
- MALANGE, F. C. V. **Proposta de Parametrização para o Fluxo de Carga Continuado Visando Redução de Perdas na Transmissão e o Aumento da Margem Estática de Estabilidade de Tensão**. Tese (doutorado) — Faculdade de Engenharia - UNESP - Ilha Solteira, 2008.
- MALBASA, V. et al. Voltage stability prediction using active machine learning. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 6, p. 3117–3124, Nov 2017. ISSN 1949-3061.
- MANSOUR, M. R. **Método Rápido para Análise de Contingências e Seleção de Controles Preventivos no Contexto de Estabilidade de Tensão**. Tese (doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2013.
- MANSOUR, M. R.; ALBERTO, L. F. C.; RAMOS, R. A. Preventive control design for voltage stability considering multiple critical contingencies. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 2, p. 1517–1525, March 2016. ISSN 1558-0679.
- MANSOUR, M. R. et al. A new and fast method for preventive control selection in voltage stability analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 4, p. 4448–4455, Nov 2013. ISSN 1558-0679.
- MARTINS, L. F. B. **Método do Look Ahead modificado para estudos de colapso de tensão**. Dissertação (mestrado) — Faculdade de Engenharia - UNESP - Bauru, 2011.
- MENG, Z.; CHEN, Y.; LI, X. Enhancing differential evolution with novel parameter control. **IEEE Access**, v. 8, p. 51145–51167, 2020. ISSN 2169-3536.
- MIÑANO, R. Z. **Optimal power flow with stability constraints**. Tese (Doctoral Thesis) — Universidad de Castilla-La Mancha, 2010.
- MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.
- NAKAWIRO, W. **Voltage Stability Assessment and Control of Power Systems using Computational Intelligence**. Tese (Doctoral Thesis) — School of Engineering of University of Duisburg-Essen, 2011.
- OLIVEIRA, K. R. C. **Método rápido para a avaliação da estabilidade de tensão devido a bifurcação de Hopf**. Dissertação (mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2009.

ONS. **Submódulo 23.3: diretrizes e critérios para estudos elétricos**. 2018. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/Acesso> em: 01 mar 2020.

OPARA, K. R.; ARABAS, J. Differential evolution: A survey of theoretical analyses. **Swarm and Evolutionary Computation**, v. 44, p. 546 – 558, 2019. ISSN 2210-6502.

PINZÓN, J. D.; COLOMÉ, D. G. Pmu-based online monitoring of short-term voltage stability using lyapunov exponents. **IEEE Latin America Transactions**, v. 17, n. 10, p. 1578–1587, October 2019. ISSN 1548-0992.

PIOTROWSKI, A. P. Review of differential evolution population size. **Swarm and Evolutionary Computation**, v. 32, p. 1 – 24, 2017. ISSN 2210-6502. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210650216300268>>.

PRICE, K.; STORN, R.; LAMPINEN, J. **Differential Evolution: A Practical Approach to Global Optimization**. [S.l.]: Springer Berlin Heidelberg, 2005. (Natural Computing Series). ISBN 9783540313069.

RAJALAKSHMY, S.; PAUL, J. Voltage stability by reactive power rescheduling using pso algorithm. **Procedia Computer Science**, v. 46, p. 1377 – 1384, 2015. ISSN 1877-0509. Proceedings of the International Conference on Information and Communication Technologies, ICICT 2014, 3-5 December 2014 at Bolgatty Palace & Island Resort, Kochi, India. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877050915001192>>.

RATRA, S.; TIWARI, R.; NIAZI, K. Voltage stability assessment in power systems using line voltage stability index. **Computers & Electrical Engineering**, v. 70, p. 199 – 211, 2018. ISSN 0045-7906. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0045790617308443>>.

REDDY, C. M. **Power System Voltage Stability Analysis**. Dissertação (Master Thesis) — Indian Institute of Technology Hyderabad, 2011.

REIS, C. S. M. M. dos. **Determinação de Índices de Estabilidade de Tensão**. Dissertação (mestrado) — Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2005.

RIBEIRO, G. L. S. **Uso de equivalente de redes na análise da estabilidade de tensão dos sistemas elétricos de potência**. Dissertação (mestrado) — Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, 2011.

RONKKONEN, J.; KUKKONEN, S.; PRICE, K. V. Real-parameter optimization with differential evolution. In: **2005 IEEE Congress on Evolutionary Computation**. [S.l.: s.n.], 2005. v. 1, p. 506–513 Vol.1. ISSN 1941-0026.

ROSELYN, J. P.; DEVARAJ, D. Adaptive multi objective differential evolution with fuzzy decision making in preventive and corrective control approaches for voltage security enhancement. **Journal of the Franklin Institute**, v. 355, n. 11, p. 4553 – 4582, 2018. ISSN 0016-0032. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016003218302977>>.

ROSELYN, J. P.; DEVARAJ, D.; DASH, S. S. Multi objective differential evolution approach for voltage stability constrained reactive power planning problem. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 59, p. 155 – 165, 2014. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061514000763>>.

SAFAVIZADEH, A. et al. Framework for real-time short-term stability assessment of power systems using pmu measurements. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 13, n. 15, p. 3433–3442, 2019. ISSN 1751-8695.

SANTOS, C. J. R. dos. **Método Rápido para Avaliação da Margem de Estabilidade de Tensão Considerando os Limites de Potência Reativa dos Geradores**. Dissertação (mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2008.

SARKER, R. A.; ELSAYED, S. M.; RAY, T. Differential evolution with dynamic parameters selection for optimization problems. **IEEE Transactions on Evolutionary Computation**, v. 18, n. 5, p. 689–707, Oct 2014. ISSN 1089-778X.

SEYDEL, R. **From equilibrium to chaos: practical bifurcation and stability analysis**. [S.l.]: Elsevier, 1988. ISBN 9780444012500.

SHENG, W. et al. Optimal placement and sizing of distributed generation via an improved nondominated sorting genetic algorithm ii. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 2, p. 569–578, April 2015. ISSN 1937-4208.

SILVA, L. C. P. da. **Uma Expansão dos Métodos de Curvas-PV e de Análise Modal Estática para o Estudo da Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica**. Tese (doutorado) — Faculdade de Engenharia Elétrica e da Computação - FEEC/UNICAMP, 2011.

SIMPSON-PORCO, J. W.; BULLO, F. Distributed monitoring of voltage collapse sensitivity indices. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 4, p. 1979–1988, July 2016. ISSN 1949-3061.

STORN, R.; PRICE, K. Differential evolution: A simple and efficient adaptive scheme for global optimization over continuous spaces. **Journal of Global Optimization**, v. 23, 01 1995.

STORN, R.; PRICE, K. Differential evolution – a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces. **J. of Global Optimization**, Kluwer Academic Publishers, USA, v. 11, n. 4, p. 341–359, dez. 1997. ISSN 0925-5001. Disponível em: <<https://doi.org/10.1023/A:1008202821328>>.

SU, H.; LIU, C. Estimating the voltage stability margin using pmu measurements. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 4, p. 3221–3229, July 2016. ISSN 1558-0679.

SUN, M.; YANG, X. What does a deterministic algorithm need to do to locate a global optimizer? In: **2006 Proceeding of the Thirty-Eighth Southeastern Symposium on System Theory**. [S.l.: s.n.], 2006. p. 473–477. ISSN 2161-8135.

TOMIN, N. V.; KURBATSKY, V. G.; REUTSKY, I. S. Hybrid intelligent technique for voltage/var control in power systems. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 13, n. 20, p. 4724–4732, 2019. ISSN 1751-8695.

WANG, H.; RAHNAMAYAN, S.; WU, Z. Adaptive differential evolution with variable population size for solving high-dimensional problems. In: **2011 IEEE Congress of Evolutionary Computation (CEC)**. [S.l.: s.n.], 2011. p. 2626–2632. ISSN 1941-0026.

WANG, Z. **On-line voltage stability assessment and preventive control action recommendations based on artificial neural network**. Dissertação (Master Thesis) — The University of British Columbia, 2016.

WEISE, T. **Global Optimization Algorithms – Theory and Application**. [S.l.: s.n.], 2011.

XU, P.; WANG, X.; AJJARAPU, V. Continuation power flow with adaptive stepsize control via convergence monitor. **Generation, Transmission & Distribution, IET**, v. 6, p. 673–679, 07 2012.

XU, Y. et al. Parallel-differential evolution approach for optimal event-driven load shedding against voltage collapse in power systems. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 8, n. 4, p. 651–660, April 2014. ISSN 1751-8695.

XU, Y. et al. Optimal placement of static compensators for multi-objective voltage stability enhancement of power systems. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 9, n. 15, p. 2144–2151, 2015. ISSN 1751-8695.

YANG, C.-F. et al. Optimal setting of reactive compensation devices with an improved voltage stability index for voltage stability enhancement. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 37, n. 1, p. 50 – 57, 2012. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061511002869>>.

YANG, X. **Engineering Optimization: An Introduction with Metaheuristic Applications**. [S.l.]: Wiley, 2010. (Wiley Online Library: Books). ISBN 9780470640418.

YANG, X.-S. **Nature-Inspired Optimization Algorithms**. 1st. ed. NLD: Elsevier Science Publishers B. V., 2014. ISBN 0124167438.

ZABAIYOU, T.; DESSAINT, L.; KAMWA, I. Preventive control approach for voltage stability improvement using voltage stability constrained optimal power flow based on static line voltage stability indices. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 8, n. 5, p. 924–934, May 2014. ISSN 1751-8695.

ZHAN, Z. et al. Adaptive distributed differential evolution. **IEEE Transactions on Cybernetics**, p. 1–15, 2019. ISSN 2168-2275.

ZHANG, J.; DONG, Z. Parameter combination framework for the differential evolution algorithm. **Algorithms**, MDPI AG, v. 12, n. 4, p. 71, Apr 2019. ISSN 1999-4893.

ZHANG, X.; HILL, D. J. Load stability index for short-term voltage stability assessment. In: **2019 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–5. ISSN 1944-9933.

ZHAO, W. et al. Practical short-term voltage stability index based on voltage curves: definition, verification and case studies. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 12, n. 19, p. 4292–4300, 2018. ISSN 1751-8695.

ZHU, P. **A Noval Q-Limit Guided Continuation Power Flow Method for Voltage Stability Analysis**. Tese (Doctoral Thesis) — School of Engineering and Design - Brunel University, 2008.

ZHU, P.; TAYLOR, G.; IRVING, M. Performance analysis of a novel q-limit guided continuation power flow method. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 3, n. 12, p. 1042–1051, December 2009. ISSN 1751-8695.

ANEXO A – DADOS DO SISTEMA IEEE 14 DE BARRAS

Sistema IEEE14-barras representa uma simples aproximação do sistema elétrico norte americano de fevereiro de 1992. Este sistema teste é composto por 14 barras, das quais 5 são de geração (PV) e 9 barras são de carga (PQ). Maiores informações sobre sistema e a folha de dados completa podem ser encontrados em Christie (1999). A topologia do sistema pode ser observada na Figura A.1.

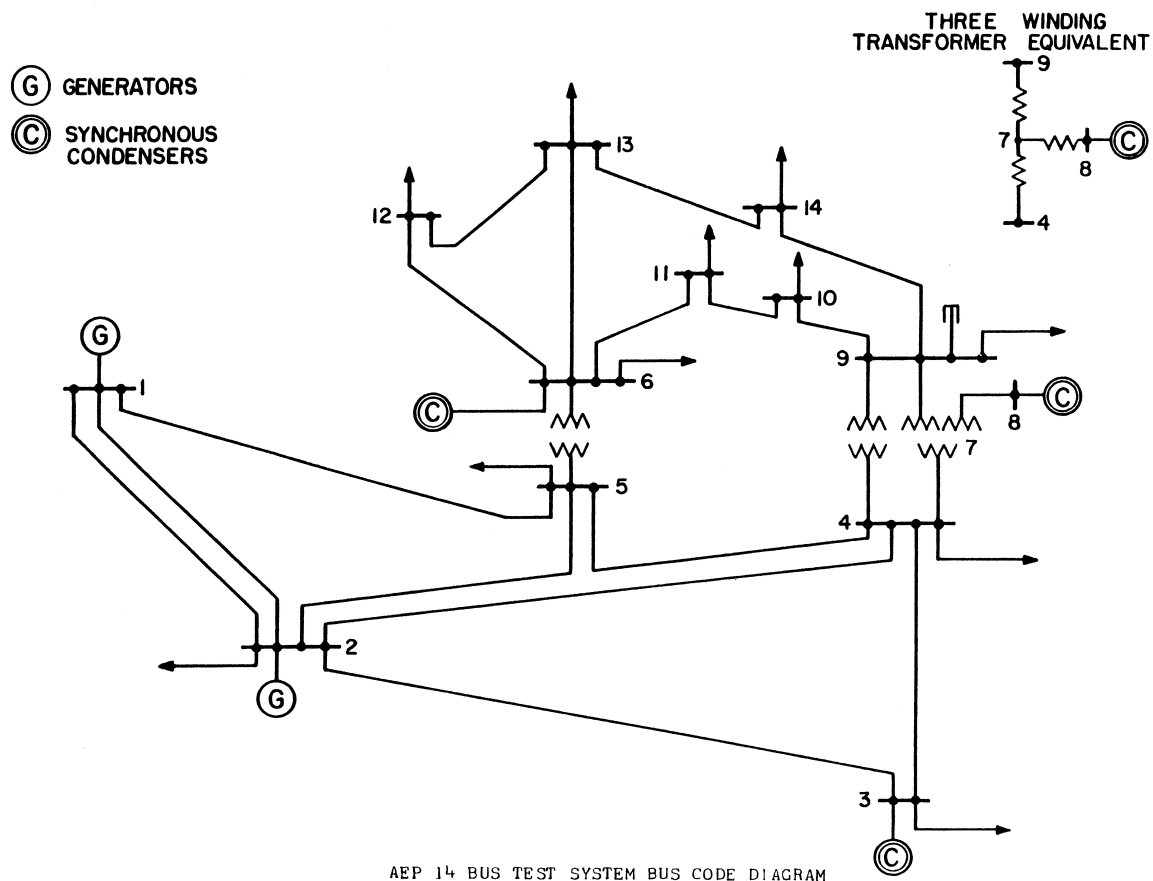


Figura A.1: Diagrama unifilar do sistema teste IEEE14-barras.
 Fonte: Christie (1999).

Os dados das barras desse sistema estão dispostos na Tabela A.1. Nesta tabela, V é a magnitude da tensão em *p.u.*, θ é o ângulo da tensão em *graus*, P_g é a potência ativa

gerada em MW , Q_g é a potência reativa gerada em $MVAr$, Q_g^{min} é a limite mínimo de geração de potência reativa em $MVAr$, Q_g^{max} é a limite máximo de geração de potência reativa em $MVAr$, P_l é a potência ativa consumida em MW , Q_l é a potência reativa consumida em $MVAr$, B_k^{sh} é o *shunt* (reator ou capacitor) em $p.u.$. Destaca-se ainda que a potência base do sistema é $100MW$.

Tabela A.1: Dados das barras do sistema IEEE14-barras

Barra	Tipo	V	θ	P_g	Q_g	Q_g^{min}	Q_g^{max}	P_L	Q_L	B_k^{sh}	Área
1	V θ	1,0600	0,00	232,40	-16,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1
2	PV	1,0450	-4,98	40,00	42,40	-40,00	50,00	21,70	12,70	0,00	1
3	PV	1,0100	-12,72	0,00	23,40	0,00	40,00	94,20	19,00	0,00	1
4	PQ	1,0190	-10,33	0,00	0,00	0,00	0,00	47,80	-3,90	0,00	1
5	PQ	1,0200	-8,78	0,00	0,00	0,00	0,00	7,60	1,60	0,00	1
6	PV	1,0700	-14,22	0,00	12,20	-6,00	24,00	11,20	7,50	0,00	1
7	PQ	1,0620	-13,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1
8	PV	1,0900	-13,36	0,00	17,40	-6,00	24,00	0,00	0,00	0,00	1
9	PQ	1,0560	-14,94	0,00	0,00	0,00	0,00	29,50	16,60	0,19	1
10	PQ	1,0510	-15,10	0,00	0,00	0,00	0,00	9,00	5,80	0,00	1
11	PQ	1,0570	-14,79	0,00	0,00	0,00	0,00	3,50	1,80	0,00	1
12	PQ	1,0550	-15,07	0,00	0,00	0,00	0,00	6,10	1,60	0,00	1
13	PQ	1,0500	-15,16	0,00	0,00	0,00	0,00	13,50	5,80	0,00	1
14	PQ	1,0360	-16,04	0,00	0,00	0,00	0,00	14,90	5,00	0,00	1

Os dados das linhas desse sistema estão dispostos na Tabela A.2. Nesta tabela, r_{km} é a resistência da linha que liga a barra k à barra m em $p.u.$, x_{km} é a reatância da linha que liga a barra k à barra m em $p.u.$, B_{km}^{sh} é a susceptância *shunt* da linha que liga a barra k à barra m em $p.u.$

Tabela A.2: Dados das linhas do sistema IEEE14-barras

Barra de (k)	Barra para (m)	r_{km}	x_{km}	B_{km}^{sh}	tap
1	2	0,0194	0,0592	0,0528	0,0000
1	5	0,0540	0,2230	0,0492	0,0000
2	3	0,0470	0,1980	0,0438	0,0000
2	4	0,0581	0,1763	0,0374	0,0000
2	5	0,0570	0,1739	0,0340	0,0000
3	4	0,0670	0,1710	0,0346	0,0000
4	5	0,0134	0,0421	0,0128	0,0000
4	7	0,0000	0,2091	0,0000	0,9780
4	9	0,0000	0,5562	0,0000	0,9690
5	6	0,0000	0,2520	0,0000	0,9320

Continua na página seguinte

Tabela A.2 - continuação da página anterior

Barra de (k)	Barra para (m)	r_{km}	x_{km}	B_{km}^{sh}	tap
6	11	0,0950	0,1989	0,0000	0,0000
6	12	0,1229	0,2558	0,0000	0,0000
6	13	0,0662	0,1303	0,0000	0,0000
7	8	0,0000	0,1762	0,0000	0,0000
7	9	0,0000	0,1100	0,0000	0,0000
9	10	0,0318	0,0845	0,0000	0,0000
9	14	0,1271	0,2704	0,0000	0,0000
10	11	0,0820	0,1921	0,0000	0,0000
12	13	0,2209	0,1999	0,0000	0,0000
13	14	0,1709	0,3480	0,0000	0,0000

ANEXO B - DADOS DO SISTEMA BRASIL DE 107 BARRAS

Sistema teste Brasil 107 barras foi proposto por Alves (2007) e suas informações também podem ser encontradas em Alves (2011) ou em Mansour (2013).

Este sistema é composto por 107 barras, com 23 barras de geração (PV) e 83 barras de carga (PQ) e é dividido em três subsistemas (áreas), denominados Sul, Sudeste e Mato Grosso. A capacidade total de geração é de 22.080MW e carga total de 12.679MW , sendo o subsistema Sudeste responsável por cerca de 56% de toda a geração. A topologia do sistema pode ser observada na Figura B.1.

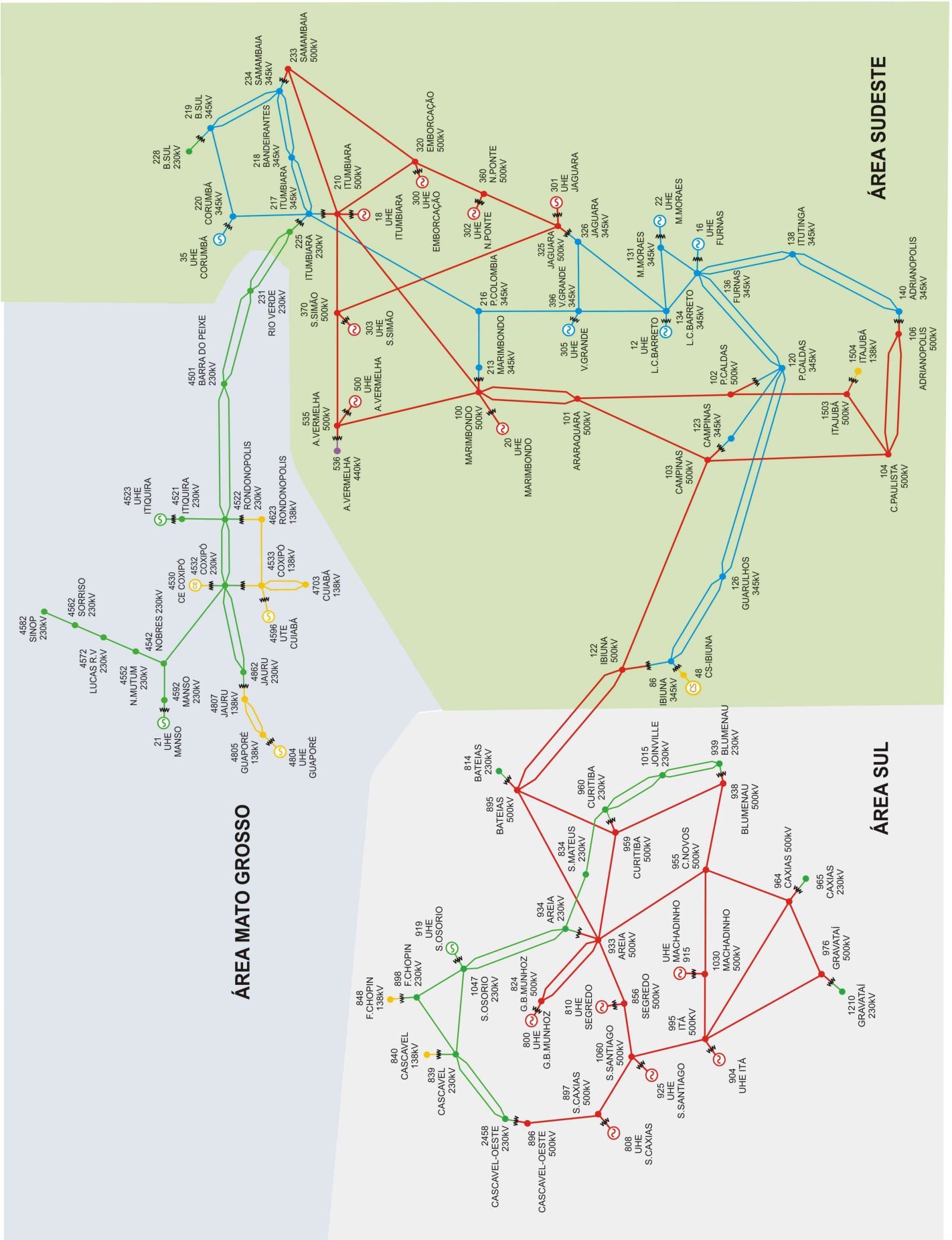


Figura B.1: Diagrama unifilar do sistema teste Brasil107-barras.
 Fonte: Alves (2007).

Os dados das barras desse sistema estão dispostos na Tabela B.1. Nesta tabela, V é a magnitude da tensão em $p.u.$, θ é o ângulo da tensão em $graus$, P_g é a potência ativa gerada em $p.u.$, Q_g é a potência reativa gerada em $p.u.$, Q_g^{min} é a limite mínimo de geração de potência reativa em $p.u.$, Q_g^{max} é a limite máximo de geração de potência reativa em $p.u.$, P_l é a potência ativa consumida em $p.u.$, Q_l é a potência reativa consumida em $p.u.$, B_k^{sh} é o *shunt* (reator ou capacitor) em $p.u.$. Destaca-se ainda que a potência base do sistema é $100MVA_r$.

Tabela B.1: Dados das barras do sistema Brasil107-barras

Id	Tipo	V	θ	P_g	Q_g	Q_g^{min}	Q_g^{max}	P_L	Q_L	B_k^{sh}	Área
12	PV	1,0000	-24,00	3,00	-2,03	-5,40	4,20	0,00	0,00	0,00	1
16	PV	1,0000	-26,00	8,00	-1,34	-7,20	4,80	0,00	0,00	0,00	1
18	V θ	1,0200	-24,00	9,96	-3,99	-5,46	6,00	0,00	0,00	0,00	1
20	PV	1,0100	-22,00	9,00	-3,21	-6,40	6,40	0,00	0,00	0,00	1
21	PV	1,0000	-63,00	1,40	-0,22	-0,80	0,84	0,00	0,00	0,00	3
22	PV	1,0000	-20,00	1,50	-0,21	-1,20	1,26	0,00	0,00	0,00	1
35	PV	1,0000	-27,00	2,00	-0,49	-1,80	1,80	0,00	0,00	0,00	1
48	PV	1,0000	-42,00	0,00	-4,61	-10,80	12,00	0,00	0,00	0,00	1
86	PQ	1,0300	-42,00	0,00	0,00			0,66	0,01	0,00	1
100	PQ	1,0600	-28,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	1
101	PQ	1,0700	-36,00	0,00	0,00			0,00	0,00	-2,00	1
102	PQ	1,0600	-43,00	0,00	0,00			0,00	0,00	-1,00	1
103	PQ	1,0700	-43,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	1
104	PQ	1,0600	-51,00	0,00	0,00			9,10	2,35	0,00	1
106	PQ	1,0500	-52,00	0,00	0,00			0,00	0,00	-1,00	1
120	PQ	1,0400	-41,00	0,00	0,00			1,80	0,90	0,00	1
122	PQ	1,0700	-41,00	0,00	0,00			2,00	0,38	0,00	1
123	PQ	1,0300	-46,00	0,00	0,00			4,50	1,75	0,00	1
126	PQ	1,0400	-43,00	0,00	0,00			2,90	0,95	0,00	1
131	PQ	1,0300	-27,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	1
134	PQ	1,0300	-26,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	1
136	PQ	1,0300	-33,00	0,00	0,00			0,54	0,23	0,00	1
138	PQ	1,0400	-44,00	0,00	0,00			0,72	0,34	0,00	1
140	PQ	1,0200	-53,00	0,00	0,00			7,00	2,50	0,00	1
210	PQ	1,0500	-27,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	1

Continua na página seguinte

Tabela B.1 - continuação da página anterior

Barra	Tipo	V	θ	P_g	Q_g	Q_g^{min}	Q_g^{max}	P_L	Q_L	B_k^{sh}	Área
213	PQ	1,0500	-29,00	0,00	0,00			0,93	0,39	0,00	1
216	PQ	1,0500	-28,00	0,00	0,00			0,53	0,25	0,00	1
217	PQ	1,0500	-32,00	0,00	0,00			3,64	0,58	0,00	1
218	PQ	1,0200	-40,00	0,00	0,00			6,00	2,00	0,00	1
219	PQ	1,0300	-39,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	1
220	PQ	1,0500	-32,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	1
225	PQ	1,0000	-34,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	1
228	PQ	1,0200	-40,00	0,00	0,00			0,86	0,34	0,00	1
231	PQ	1,0000	-49,00	0,00	0,00			0,90	0,32	0,00	3
233	PQ	1,0400	-36,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	1
234	PQ	1,0300	-39,00	0,00	0,00			10,00	3,50	0,00	1
300	PV	1,0200	-19,00	7,00	-1,83	-4,40	3,92	0,00	0,00	0,00	1
301	PV	1,0100	-19,00	3,00	-1,28	-1,40	1,40	0,00	0,00	0,00	1
302	PV	1,0200	-18,00	4,00	-1,25	-1,50	1,50	0,00	0,00	0,00	1
303	PV	1,0200	-24,00	2,00	-2,79	-6,00	6,00	0,00	0,00	0,00	1
305	PV	1,0000	-22,00	3,00	-0,60	-1,20	1,20	0,00	0,00	0,00	1
320	PQ	1,0500	-24,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	1
325	PQ	1,0500	-23,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	1
326	PQ	1,0300	-26,00	0,00	0,00			2,74	1,04	0,00	1
360	PQ	1,0500	-22,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	1
370	PQ	1,0500	-25,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	1
396	PQ	1,0400	-26,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	1
500	PV	1,0200	-21,00	8,00	-1,18	-5,40	5,40	0,00	0,00	0,00	1
535	PQ	1,0300	-26,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	1
536	PQ	1,0200	-29,00	0,00	0,00			7,00	1,50	0,00	1
800	PV	1,0200	-6,90	11,00	1,38	-8,00	8,00	0,00	0,00	0,00	2
808	PV	1,0200	3,72	11,50	1,14	-6,00	6,00	0,00	0,00	0,00	2
810	PV	1,0200	-3,80	12,00	-0,72	-4,00	5,32	0,00	0,00	0,00	2
814	PQ	1,0000	-37,00	0,00	0,00			7,35	1,91	0,00	2
824	PQ	1,0400	-17,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	2
834	PQ	0,9900	-29,00	0,00	0,00			0,13	0,04	0,00	2
839	PQ	1,0000	-6,20	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	2
840	PQ	0,9900	-9,20	0,00	0,00			1,59	0,36	0,00	2

Continua na página seguinte

Tabela B.1 - continuação da página anterior

Barra	Tipo	V	θ	P_g	Q_g	Q_g^{min}	Q_g^{max}	P_L	Q_L	B_k^{sh}	Área
848	PQ	1,0000	-5,30	0,00	0,00			0,94	0,18	0,00	2
856	PQ	1,0300	-11,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	2
895	PQ	1,0400	-35,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	2
896	PQ	1,0300	-4,10	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	2
897	PQ	1,0400	-2,80	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	2
898	PQ	1,0100	-1,90	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	2
904	PV	1,0200	-15,00	7,00	-2,36	-4,75	4,75	0,00	0,00	0,00	2
915	PV	1,0200	-13,00	7,00	-1,09	-5,16	4,65	0,00	0,00	0,00	2
919	PV	1,0000	5,98	7,00	0,89	-1,48	2,20	0,00	0,00	0,00	2
925	PV	1,0200	0,11	9,50	0,73	-4,40	4,20	0,00	0,00	0,00	2
933	PQ	1,0400	-18,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	2
934	PQ	1,0000	-18,00	0,00	0,00			2,37	0,59	0,00	2
938	PQ	1,0400	-37,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	2
939	PQ	1,0000	-40,00	0,00	0,00			11,49	0,53	0,00	2
955	PQ	1,0600	-23,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	2
959	PQ	1,0300	-35,00	0,00	0,00			0,00	0,00	1,00	2
960	PQ	1,0000	-37,00	0,00	0,00			8,45	4,69	0,00	2
964	PQ	1,0400	-31,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	2
965	PQ	1,0000	-33,00	0,00	0,00			7,56	0,56	0,00	2
976	PQ	1,0100	-33,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	2
995	PQ	1,0500	-19,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	2
1015	PQ	1,0000	-39,00	0,00	0,00			0,70	0,02	0,00	2
1030	PQ	1,0500	-21,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	2
1047	PQ	1,0200	-0,92	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	2
1060	PQ	1,0400	-7,90	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	2
1210	PQ	1,0000	-36,00	0,00	0,00			12,28	4,25	0,00	2
1503	PQ	1,0600	-49,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	1
1504	PQ	1,0300	-53,00	0,00	0,00			1,45	0,63	0,00	1
2458	PQ	1,0000	-6,40	0,00	0,00			4,03	1,26	0,00	2
4501	PQ	1,0200	-61,00	0,00	0,00			0,31	0,07	-0,45	3
4521	PQ	1,0300	-67,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	3
4522	PQ	1,0300	-69,00	0,00	0,00			0,00	0,00	-0,20	3
4523	PV	1,0100	-61,00	0,50	-0,08	-0,42	0,30	0,00	0,00	0,00	3

Continua na página seguinte

Tabela B.1 - continuação da página anterior

Barra	Tipo	V	θ	P_g	Q_g	Q_g^{min}	Q_g^{max}	P_L	Q_L	B_k^{sh}	Área
4530	PQ	1,0200	-73,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	3
4532	PQ	1,0400	-73,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	3
4533	PQ	1,0100	-74,00	0,00	0,00			0,75	0,16	0,00	3
4542	PQ	1,0200	-72,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	3
4552	PQ	1,0100	-80,00	0,00	0,00			0,13	0,01	-0,20	3
4562	PQ	1,0100	-88,00	0,00	0,00			0,24	0,07	0,00	3
4572	PQ	1,0100	-85,00	0,00	0,00			0,18	0,06	0,00	3
4582	PQ	1,0200	-91,00	0,00	0,00			0,66	0,17	0,30	3
4592	PQ	1,0200	-68,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	3
4596	PV	1,0000	-69,00	2,30	-0,27	-1,60	1,60	0,00	0,00	0,00	3
4623	PQ	1,0100	-72,00	0,00	0,00			1,28	0,41	0,00	3
4703	PQ	1,0000	-75,00	0,00	0,00			1,82	0,30	0,00	3
4804	PV	1,0000	-75,00	0,50	-0,17	-0,86	0,59	0,00	0,00	0,00	3
4805	PQ	1,0200	-79,00	0,00	0,00			0,00	0,00	0,00	3
4807	PQ	1,0200	-80,00	0,00	0,00			1,29	0,36	0,00	3
4862	PQ	1,0500	-78,00	0,00	0,00			0,00	0,00	-0,30	3

Os dados das linhas desse sistema estão dispostos na Tabela B.2. Nesta tabela, r_{km} é a resistência da linha que liga a barra k à barra m em $p.u.$, x_{km} é a reatância da linha que liga a barra k à barra m em $p.u.$, B_{km}^{sh} é a susceptância *shunt* da linha que liga a barra k à barra m em $p.u.$

Tabela B.2: Dados das linhas do sistema Brasil107-barras

Barra de (k)	Barra para (m)	r_{km}	x_{km}	B_{km}^{sh}	tap
86	48	0,0000	0,0071	0,0000	1,0000
86	122	0,0000	0,0191	0,0000	1,0000
100	20	0,0000	0,0126	0,0000	1,0000
100	101	0,0017	0,0272	2,3140	1,0000
100	101	0,0017	0,0270	2,3020	1,0000
100	210	0,0021	0,0294	2,5460	1,0000
100	213	0,0000	0,0236	0,0000	1,0000
100	535	0,0015	0,0240	2,0380	1,0000
101	102	0,0016	0,0246	2,0850	1,0000

Continua na página seguinte

Tabela B.2 - continuação da página anterior

Barra de (k)	Barra para (m)	r_{km}	x_{km}	B_{km}^{sh}	tap
101	103	0,0015	0,0239	2,0260	1,0000
102	120	0,0000	0,0240	0,0000	1,0000
102	1503	0,0011	0,0191	1,6185	1,0000
103	123	0,0000	0,0242	0,0000	1,0000
104	103	0,0020	0,0310	2,6490	1,0000
104	1503	0,0005	0,0082	0,6936	1,0000
106	104	0,0015	0,0239	2,0270	1,0000
106	104	0,0015	0,0239	2,0310	1,0000
106	140	0,0000	0,0292	0,0000	1,0000
106	140	0,0000	0,0267	0,0000	1,0000
122	103	0,0010	0,0162	1,3635	1,0000
123	120	0,0036	0,0394	0,6668	1,0000
126	86	0,0011	0,0183	0,5118	1,0000
126	86	0,0011	0,0182	0,5118	1,0000
126	120	0,0060	0,0595	0,9280	1,0000
126	120	0,0061	0,0602	0,9380	1,0000
131	22	0,0000	0,0883	0,0000	1,0000
134	12	0,0000	0,0133	0,0000	0,9990
134	131	0,0009	0,0101	0,1690	1,0000
134	396	0,0032	0,0351	0,5924	1,0000
136	16	0,0000	0,0154	0,0000	1,0000
136	120	0,0044	0,0430	0,6660	1,0000
136	120	0,0044	0,0430	0,6660	1,0000
136	131	0,0035	0,0342	0,5280	1,0000
136	134	0,0037	0,0413	0,6990	1,0000
136	138	0,0065	0,0646	1,0080	1,0000
136	138	0,0056	0,0619	1,0570	1,0000
140	138	0,0065	0,0650	1,0140	1,0000
140	138	0,0056	0,0619	1,0570	1,0000
210	18	0,0000	0,0067	0,0000	1,0000
210	217	0,0000	0,0172	0,0000	1,0000
210	217	0,0000	0,0172	0,0000	1,0000
210	370	0,0015	0,0232	1,9660	1,0000

Continua na página seguinte

Tabela B.2 - continuação da página anterior

Barra de (k)	Barra para (m)	r_{km}	x_{km}	B_{km}^{sh}	tap
213	216	0,0022	0,0242	0,4070	1,0000
216	396	0,0013	0,0141	0,2377	1,0000
217	216	0,0056	0,0625	1,0673	1,0000
217	218	0,0051	0,0561	0,9560	1,0000
217	218	0,0051	0,0561	0,9560	1,0000
218	234	0,0043	0,0480	0,8220	1,0000
218	234	0,0043	0,0480	0,8220	1,0000
219	234	0,0004	0,0043	0,0734	1,0000
219	234	0,0004	0,0043	0,0734	1,0000
220	35	0,0000	0,0450	0,0000	1,0250
220	217	0,0023	0,0240	0,4324	1,0000
220	219	0,0073	0,0770	1,3801	1,0000
225	217	0,0000	0,0272	0,0000	0,9500
225	217	0,0000	0,0294	0,0000	0,9500
225	231	0,0410	0,1976	0,3608	1,0000
225	231	0,0127	0,1362	0,4947	1,0000
228	219	0,0000	0,0360	0,0000	1,0000
231	4501	0,0451	0,2169	0,4025	1,0000
231	4501	0,0149	0,1609	0,5540	1,0000
233	210	0,0028	0,0399	3,5536	1,0000
233	320	0,0027	0,0387	3,4403	1,0000
234	233	0,0000	0,0111	0,0000	1,0000
234	233	0,0000	0,0100	0,0000	1,0000
320	210	0,0013	0,0194	1,4996	1,0000
320	300	0,0000	0,0136	0,0000	1,0000
320	360	0,0008	0,0126	0,9899	1,0000
325	301	0,0000	0,0263	0,0000	1,0000
325	326	0,0000	0,0216	0,0000	1,0000
325	326	0,0000	0,0216	0,0000	1,0000
325	360	0,0010	0,0152	1,1967	1,0000
325	370	0,0028	0,0484	4,1950	1,0000
326	134	0,0007	0,0076	0,1229	1,0000
326	396	0,0024	0,0274	0,4547	1,0000

Continua na página seguinte

Tabela B.2 - continuação da página anterior

Barra de (k)	Barra para (m)	r_{km}	x_{km}	B_{km}^{sh}	tap
360	302	0,0000	0,0194	0,0000	1,0000
370	303	0,0000	0,0106	0,0000	1,0000
370	535	0,0009	0,0138	1,1230	1,0000
396	305	0,0000	0,0220	0,0000	1,0250
535	500	0,0000	0,0102	0,0000	1,0000
536	535	0,0000	0,0153	0,0000	1,0000
536	535	0,0000	0,0142	0,0000	1,0000
814	895	0,0003	0,0115	0,0000	0,9652
814	895	0,0003	0,0117	0,0000	0,9652
824	800	0,0000	0,0168	0,0000	1,0240
824	933	0,0001	0,0012	0,1520	1,0000
824	933	0,0001	0,0013	0,1543	1,0000
834	934	0,0244	0,1265	0,2171	1,0000
839	840	0,0000	0,0664	0,0000	1,0000
839	840	0,0000	0,0629	0,0000	1,0000
839	898	0,0113	0,0699	0,1262	1,0000
839	1047	0,0122	0,0769	0,1381	1,0000
839	2458	0,0022	0,0109	0,0186	1,0000
839	2458	0,0017	0,0103	0,0205	1,0000
856	810	0,0000	0,0105	0,0000	1,0000
856	933	0,0005	0,0065	0,8049	1,0000
856	1060	0,0006	0,0070	0,8575	1,0000
895	122	0,0031	0,0396	4,4484	1,0000
895	122	0,0031	0,0396	4,4484	1,0000
896	897	0,0005	0,0073	0,7806	1,0000
897	808	0,0000	0,0102	0,0000	1,0240
898	848	0,0000	0,0636	0,0000	1,0000
898	1047	0,0015	0,0089	0,0163	1,0000
933	895	0,0020	0,0255	3,1272	1,0000
933	955	0,0016	0,0205	2,5017	1,0000
933	959	0,0020	0,0269	3,3640	1,0000
934	933	0,0003	0,0121	0,0000	0,9747
934	1047	0,0304	0,1574	0,2712	1,0000

Continua na página seguinte

Tabela B.2 - continuação da página anterior

Barra de (k)	Barra para (m)	r_{km}	x_{km}	B_{km}^{sh}	tap
934	1047	0,0304	0,1572	0,2709	1,0000
938	955	0,0026	0,0292	3,6040	1,0000
938	959	0,0013	0,0160	1,9589	1,0000
939	938	0,0003	0,0115	0,0000	0,9586
939	938	0,0003	0,0116	0,0000	0,9586
939	938	0,0000	0,0128	0,0000	0,9586
939	1015	0,0127	0,0656	0,1131	1,0000
939	1015	0,0128	0,0656	0,1152	1,0000
955	964	0,0019	0,0235	2,8724	1,0000
959	895	0,0005	0,0044	0,4758	1,0000
960	834	0,0221	0,1147	0,1969	1,0000
960	959	0,0003	0,0116	0,0000	0,9917
960	959	0,0003	0,0117	0,0000	0,9917
960	1015	0,0189	0,0978	0,1684	1,0000
960	1015	0,0190	0,0970	0,1703	1,0000
964	976	0,0007	0,0092	1,1217	1,0000
965	964	0,0002	0,0121	0,0000	0,9717
965	964	0,0002	0,0123	0,0000	0,9717
976	995	0,0028	0,0385	4,9370	1,0000
995	904	0,0000	0,0115	0,0000	1,0000
995	964	0,0016	0,0303	3,5488	1,0000
995	1030	0,0007	0,0092	1,1226	1,0000
995	1060	0,0017	0,0217	2,6516	1,0000
1030	915	0,0000	0,0207	0,0000	1,0000
1030	955	0,0005	0,0059	0,7182	1,0000
1047	919	0,0000	0,0170	0,0000	1,0250
1060	897	0,0008	0,0117	1,2458	1,0000
1060	925	0,0000	0,0151	0,0000	1,0240
1210	976	0,0003	0,0122	0,0000	1,0100
1210	976	0,0004	0,0114	0,0000	1,0100
1210	976	0,0004	0,0122	0,0000	1,0100
1503	1504	0,0000	0,0520	0,0000	0,9986
2458	896	0,0000	0,0127	0,0000	0,9938

Continua na página seguinte

Tabela B.2 - continuação da página anterior

Barra de (k)	Barra para (m)	r_{km}	x_{km}	B_{km}^{sh}	tap
4501	4522	0,0376	0,2068	0,3566	1,0000
4501	4522	0,0164	0,1246	0,6150	1,0000
4521	4523	0,0000	0,2071	0,0000	1,0000
4522	4521	0,0153	0,0760	0,1425	1,0000
4522	4532	0,0325	0,1792	0,3275	1,0000
4522	4532	0,0325	0,1792	0,3275	1,0000
4522	4623	0,0000	0,0795	0,0000	1,0000
4522	4623	0,0000	0,0795	0,0000	1,0000
4532	4530	0,0000	0,1430	0,0000	1,0000
4532	4533	0,0000	0,0860	0,0000	1,0000
4532	4533	0,0000	0,0860	0,0000	1,0000
4532	4533	0,0000	0,0860	0,0000	1,0000
4532	4542	0,0162	0,0968	0,1915	1,0000
4533	4596	0,0000	0,0376	0,0000	1,0000
4542	4552	0,0183	0,1093	0,1860	1,0000
4552	4572	0,0140	0,0838	0,1700	1,0000
4562	4572	0,0094	0,0559	0,1064	1,0000
4562	4582	0,0124	0,0738	0,1328	1,0000
4592	21	0,0000	0,0640	0,0000	1,0000
4592	4542	0,0100	0,0617	0,1260	1,0000
4623	4533	0,1706	0,4550	0,1139	1,0000
4703	4533	0,0090	0,0231	0,0058	1,0000
4703	4533	0,0090	0,0231	0,0058	1,0000
4805	4804	0,0000	0,1333	0,0000	1,0000
4805	4807	0,0309	0,0813	0,0209	1,0000
4805	4807	0,0309	0,0813	0,0209	1,0000
4862	4532	0,0257	0,2368	0,9742	1,0000
4862	4532	0,0257	0,2368	0,9742	1,0000
4862	4807	0,0000	0,0405	0,0000	1,0000