UFES

Universidade Federal do Espírito Santo - UFES
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Análise de Vulnerabilidade em *Smart Grid* Utilizando Métricas de Centralidade em Grafos

Elizandra Pereira Roque Coelho

Orientador: Dr. Marcelo Eduardo Vieira Segatto
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES

Coorientador: Dra. Marcia Helena Moreira Paiva
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES

Vitória-ES
18 de Fevereiro de 2019

Elizandra Pereira Roque Coelho

Análise de Vulnerabilidade em *Smart Grid* Utilizando Métricas de Centralidade em Grafos

Universidade Federal do Espírito Santo - UFES
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
Vitória-ES
18 de Fevereiro de 2019

Ficha catalográfica disponibilizada pelo Sistema Integrado de Bibliotecas - SIBI/UFES e elaborada pelo autor

---

Coelho, Elizandra Pereira Roque, 1984-
C672a Análise de Vulnerabilidade em Smart Grid Utilizando Métricas de Centralidade em Grafos / Elizandra Pereira Roque Coelho. - 2019.
107 f. : il.

Orientador: Marcelo Eduardo Vieira Segatto.
Coorientadora: Marcia Helena Moreira Paiva.
Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Smart Grid. 2. Vulnerabilidade. 3. Medidas de Centralidade. I. Segatto, Marcelo Eduardo Vieira. II. Paiva, Marcia Helena Moreira. III. Universidade Federal do Espírito Santo. Centro Tecnológico. IV. Título.

CDU: 621.3

Elizandra Pereira Roque Coelho

Análise de Vulnerabilidade em *Smart Grid* Utilizando Métricas de Centralidade em Grafos

Tese submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 18 de Fevereiro de 2019

Comissão Examinadora

Dr. Marcelo Eduardo Vieira Segatto
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador

Dra. Marcia Helena Moreira Paiva
Universidade Federal do Espírito Santo
Coorientador

Dra. Elizete Maria Lourenço
Universidade Federal do Paraná

Dr. Walmir de Freitas Filho
Universidade Estadual de Campinas

Dr. Augusto César Rueda Medina
Universidade Federal do Espírito Santo

Dr. Walbermark Marques dos Santos
Universidade Federal do Espírito Santo

Vitória-ES

Aos meus pais e irmãos. Ao meu esposo. À minha filha.

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a Deus pelo dom da vida, por ter me dado forças e sabedoria para não desistir das batalhas enfrentadas ao longo do caminho, permitindo que este trabalho fosse realizado.

Agradeço aos orientadores Segatto e Marcia por estarem ao meu lado, dando-me suporte pessoal e acadêmico para o seguimento desta pesquisa, encorajando-me a enxergar além do que meus olhos poderiam ver.

À Professora Elizete por seu apoio pessoal, mesmo a distância, e por suas palavras de incentivo e agregação à esta pesquisa. Aos professores Walmir, Walbermark e Augusto por aceitarem fazer parte da banca de defesa e contribuírem com suas palavras para as melhorias do presente trabalho.

Agradeço aos meus pais, por serem fonte de inspiração e exemplo de luta. Por me ensinarem a querer e a buscar sempre mais. Agradeço aos meus irmãos pelo carinho, admiração e respeito. Agradeço ao meu esposo por embarcar comigo nesta jornada.

Aos meus amigos que torceram por mim e estiveram ao meu lado.

Aos companheiros do LABTEL, que trocando ideias e disponibilizando seu tempo foram parte importante para a realização desta pesquisa.

Ao pessoal do GERAD, em Montréal, que me recebeu amistosamente para a realização de parte desta pesquisa, em especial ao professor Gilles Caporossi.

À CAPES pelo apoio financeiro para a realização desta pesquisa.

Não basta saber, é preciso aplicar. Não basta querer, é preciso também agir.

Goethe

Resumo

A análise de contingência de sistemas de energia representa uma parte crítica do monitoramento de segurança, necessário para manter a confiabilidade do sistema de energia e identificar pontos de vulnerabilidade operacional da rede elétrica. Em geral, os métodos tradicionais de análise de contingência $N-1$ simulam algumas interrupções, devido aos altos custos computacionais envolvidos. Assim, eles podem falhar em identificar algumas contingências críticas que podem levar a falhas em cascata. Considerando ainda que com os avanços das tecnologias inseridas ao sistema a fim de prover as *Smart Grids*, tem-se que a complexidade do sistema de energia está aumentando constantemente. Tal aumento da complexidade requer que novos métodos que permitam a análise de múltiplas contingências sejam desenvolvidos. O presente trabalho propõe uma nova abordagem de busca exaustiva para a análise de contingência simples e múltipla em sistemas de transmissão de energia elétrica. Tal abordagem é baseada em medidas de centralidade de redes. Primeiramente o método proposto avalia todas as possíveis $N-1$ interrupções da linha de transmissão em um tempo computacional muito curto, e requer apenas informações topológicas da rede. Os resultados são apresentados para dois sistemas de energia elétrica: ITAIPU 11 barras e IEEE 39 barras. A metodologia aplicada à análise de múltiplas contingências é avaliada para os sistemas ITAIPU 11, IEEE 39, IEEE 57 IEEE 118. A fim de abranger a aplicabilidade do método a redes com interconexões mais complexas, uma proposta baseada em algoritmo de Evolução Diferencial e medidas de centralidade é apresentada. A metodologia proposta é avaliada para os sistemas já mencionados, com acréscimo do sistema *Polish* 2383 barras. Comparações entre os resultados obtidos pelo método proposto e os tradicionais são realizadas. O método proposto funciona mesmo quando as medidas tradicionais do sistema não estão disponíveis.

Palavras-chave: vulnerabilidade, análise de segurança, medidas de centralidade, *Smart Grids*.

Abstract

Contingency analysis of power systems represents a critical part of the security monitoring required to maintain the reliability of the power system and identify areas of operational vulnerability of the power grid. In general, the traditional methods of $N-1$ contingency analysis simulate some interruptions, due to the high computational costs involved. Thus, they may fail to identify some critical contingencies that can lead to cascading failures. Considering also that with the advances of the technologies inserted to the system in order to provide Smart Grids, it is realized that the complexity of the energy system is constantly increasing. Such increased complexity requires new methods that permit the analysis of multiple contingencies be developed. The present work proposes a new exhaustive search approach for simple and multiple contingency analysis in electric power transmission systems. Such an approach is based on centrality measures of network. First, the proposed method evaluates all possible $N-1$ transmission line interruptions in a very short computational time, and only requires topological information from the network. The results are presented for two electric power systems: ITAIPU 11 bus and IEEE 39 bus. The methodology applied to the analysis of multiple contingencies is evaluated for the ITAIPU 11, IEEE 39, IEEE 57 IEEE 118 systems. Finally, in order to cover the applicability of the method to networks with more complex interconnections, a proposal based on algorithm of Differential Evolution and centrality measures. The proposed methodology is evaluated for the aforementioned systems, with the addition of the Polish system 2383 bus. Comparisons between the results obtained by the proposed method and the traditional ones are performed. The proposed method works even when traditional system measurements are not available.

Keywords: vulnerability, security analysis, centrality measures, Smart Grid.

Lista de Figuras

Figura 1 – visão geral *Smart Grid* (adaptado [Kong 2016]). 2
Figura 2 – Estados de operação do sistema elétrico de potência e suas transições - adaptado de [Monticelli 1983]. 14
Figura 3 – Subprogramas análise de rede em tempo real - adaptado de [Liacco 1974]. 16
Figura 4 – Camadas método das vizinhanças- adaptada de [Wood e Wollenberg 2012]. 24
Figura 5 – Camadas método das fronteiras - adaptada [Wood e Wollenberg 2012]. 25
Figura 6 – Sequência direta de execução do algoritmo de Evolução Diferencial - ED. 29
Figura 7 – Um grafo simples de ordem 5. 32
Figura 8 – Um grafo simples de ordem 4. 33
Figura 9 – Sistema IEEE 5 barras (a) modelo barra-ramo (b) modelo de grafo correspondente. 34
Figura 10 – Uma rede aleatória ER, com probabilidade p=0,2 adaptada de [Barabási, Albert e Jeong 1999]. 41
Figura 11 – Uma rede mundo pequeno adaptada de [Watts e Strogatz 1998]. . . . 42
Figura 12 – Uma rede livre de escala. 42
Figura 13 – Sequência de execução da Análise Topológica de Contingência (ATC) proposta. 45
Figura 14 – ITAIPU 11 bus (a) diagrama unifilar da modelagem barra-ramo obtido de [Ejebe e Wollenberg 1979]; (b) o modelo em grafo correspondente. . 55
Figura 15 – Impacto local de cada contingência de LT em cada barra do sistema ITAIPU 11barras. (a) $\Delta C_B(j,e)$, (b) $\Delta C_C(j,e)$, e (c) $\Delta C_{CFB}(j,e)$. As cores diferentes representam as diferentes LTs interrompidas e como afetam as barras. 56
Figura 19 – Sistema teste IEEE 39 barras. 61
Figura 20 – Grafo sistema teste IEEE 39 barras. 61
Figura 21 – Impacto local da saída de cada contingência possível de LT, para cada barra do sistema IEEE 39 barras. (a) $\Delta C_B(j,e)$, (b) $\Delta C_C(j,e)$, e (c) $\Delta C_{CFB}(j,e)$. Diferentes cores das barras indicam as diversas contingências nas LTs. 63
Figura 25 – Número relativo de linhas do conjunto de corte pelo total de linhas de conjunto de corte de tamanhos 1, 2, 3, e 4 para todos os sistemas teste. 68
Figura 26 – Impacto local de cada possível múltipla contingência em k linhas de transmissão, para cada barra do sistema ITAIPU 11 barras. (a) $k = 1$, (b) $k = 2$, (c) $k = 3$ e (d) $k = 4$. Barras de cores diferentes representam diferentes saídas de linha de transmissão. 69

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Sistema de transmissão estudados. 53
Tabela 2 – Resultados para avaliar as barras críticas por análise local. 76
Tabela 3 – Classificação de linhas de transmissão críticas por análise global. 77
Tabela 4 – Identificando e classificando das barras por análise global. 78
Tabela 5 – Linhas de transmissão críticas selecionadas pelo algoritmo ED. 80
Tabela 6 – Identificando barras críticas pelo algoritmo ED. 80
Tabela 7 – Resultados da taxa de sucesso para identificação de linhas de transmissão e barras críticas. 81
Tabela 8 – Comparação do tempo computacional entre o algoritmo de Evolução Diferencial (ED) e a busca Exaustiva (BE). 84

Lista de Algoritmos

Algoritmo 1 – Algoritmo do método proposto. 47
Algoritmo 2 – Algoritmo do método exaustivo proposto para múltiplas contingências. 50
Algoritmo 3 – Algoritmo aplicando ED. 51

Lista de Abreviaturas e Siglas

ATC Análise Topológica de Contingências

CFB *Current Flow Betweenness Centrality*

ED Evolução Diferencial

EMS *Energy Management System*

LKC Lei de Kirchhoff das Correntes

LKT Lei de Kirchhoff das Tensões

LT Linha de transmissão

ONS Operador Nacional do Sistema

SCADA *Supervisory Control And Data Acquisition*

SEP Sistema Elétrico de Potência

SG *Smart Grid*

Sumário

1 – Introdução 1
1.1 Revisão Bibliográfica 4
1.1.1 Ferramentas de análise de redes baseadas em grafos 4
1.1.2 Análise de redes elétricas baseada em grafos 5
1.1.3 Análise de contingências 6
1.2 Objetivos da tese 8
1.3 Contribuições da tese 8
1.4 Trabalhos desenvolvidos 9
1.5 Organização do trabalho 10

2 – Análise de Segurança em Sistemas Elétricos 11
2.1 Estados operacionais do sistema de potência 12
2.1.1 Subprogramas aplicados na análise de redes elétricas 15
2.2 Metodologias aplicadas à análise de contingências em redes elétricas . . . 18
2.2.1 Fatores de sensibilidade linear aplicados à análise de contingências 19
2.2.2 Análise de contingências baseada em fluxo de potência AC 21
2.2.3 Métodos de soluções locais 23
2.2.4 Método de fronteiras 24
2.2.4.1 Localização adaptativa 25
2.2.5 Seleção automática de contingências 26
2.3 Método de análise considerando algoritmos evolutivos 28
2.3.1 Algoritmo de Evolução Diferencial 28
2.4 Conclusões 29

3 – Fundamentos básicos de teoria de grafos e redes complexas 31
3.1 Introdução 31
3.2 Definição de grafo 32
3.2.1 Representação por matrizes 33
3.2.2 Modelagem de redes elétrica por grafo simples 34
3.3 Medidas de centralidade 35
3.3.1 Centralidade de *betweenness* de vértice 35
3.3.2 Centralidade de *closeness* 36
3.3.3 Centralidade de *current flow betwenness* de vértice 36
3.3.3.1 Formulação Newman 36
3.3.3.2 Formulação Brandes 38
3.3.4 Centralidade de grau 40

3.4 Teoria de redes complexas aplicada a redes elétricas 41
3.5 Conclusão 43

4 – Abordagem proposta para análise topológica de contingências 44
4.1 Modelagem da rede elétrica como um grafo 44
4.2 Proposta para contingência simples 45
4.3 Algoritmo para múltiplas contingências 48
4.4 Algoritmo otimizado baseado em algoritmo de Evolução Diferencial . . . 50
4.5 Conclusão 52

5 – Resultados 53
5.1 Análise de contingências para $N-1$ 53
5.1.1 Sistema ITAIPU 11 barras 54
5.1.1.1 Análise do impacto local das contingências 54
5.1.1.2 Análise do impacto global das contingências 57
5.1.2 Sistema teste IEEE 39 barras 60
5.2 Discussão com relação a análise de contingência simples 66
5.3 Análise de contingência considerando saída de múltiplas linhas de transmissão 66
5.3.1 Busca exaustiva para múltiplas contingências 66
5.3.1.1 Análises para o sistema ITAIPU 11 barras sob múltiplas contingências 68
5.3.1.2 Resultados para os sistemas IEEE 39, 57 e 118 barras sob múltiplas contingências 71
5.3.2 Resultados e análise da abordagem otimizada 78
5.4 Discussão dos resultados para múltiplas contingências 81
5.5 Conclusão 84

6 – Conclusão 86
6.1 Trabalhos futuros 87

Referências 88

1 Introdução

O sistema elétrico de potência (SEP) é um dos sistemas mais heterogêneos criados pelo homem, uma vez que provê a interligação de diferentes dispositivos e diferentes tecnologias, a fim de gerar, transmitir e distribuir energia elétrica. A capacidade de auxílio mútuo entre as usinas geradoras é um exemplo de vantagem obtida pelo sistema interligado, o que permite um melhor suprimento no fornecimento de energia elétrica aos centros consumidores [Kundur, Balu e Lauby 1994]. Porém, tais interconexões leva a uma complexidade operacional elevada ao sistema elétrico interligado, uma vez que as linhas de transmissão que conectam o sistema são longas, havendo perdas de energia no percurso, além dos potenciais riscos de propagação de falhas, uma vez que a ocorrência de distúrbios em uma determinada região do SEP pode gerar efeito cascata no sistema em questão de poucos minutos.

Devido a heterogeneidade e complexidade construtiva e operacional do SEP, tem-se que o mesmo necessita ser supervisionado e controlado continuamente para garantir uma operação segura [Wu, Moslehi e Bose 2005]. As atividades de supervisão, controle, otimização e gerenciamento dos processos de geração, transmissão e distribuição de energia são realizadas no sistema de transmissão pelo Sistema de Gerenciamento de Energia ou *EMS* (do inglês *Energy Management Systems*). Para o sistema de distribuição o centro responsável por gerenciar toda a operação é o Sistema de Gerenciamento de Distribuição ou *DMS* (*Distribution Managment System*)

Nos dias de hoje, considerando a necessidade mundial pelo uso da energia elétrica, tem-se que o aumento constante da demanda tem levado o SEP a operar próximo da sua capacidade, questão que gera a necessidade de busca por uma rede que seja mais robusta, segura, sustentável e inteligente [Tuballa e Abundo 2016]. A essa evolução do patamar do SEP convencionou-se denominar de *Smart Grid* - SG. Uma visão geral da rede do futuro é mostrada na Figura 1, que ilustra uma rede de fornecimento inteligente de ponta a ponta altamente automatizada e integrada, combinada com tecnologias avançadas de comunicação e processamento de informações.

Pode-se dizer que SG é a inserção de tecnologia digital, tais como medidores inteligentes, que permite a comunicação bidirecional entre a concessionária e seus clientes, e a inserção de sensores ao longo das linhas de transmissão, tornando a rede inteligente. Além de comunicação integrada com tecnologia da informação, a SG consistirá de controles, computadores, automação e novas tecnologias e equipamentos trabalhando juntos. Tais tecnologias funcionarão conjuntamente ao SEP tradicional para responder de forma confiável à rápida mudança da demanda por energia elétrica [Farhangi 2010].

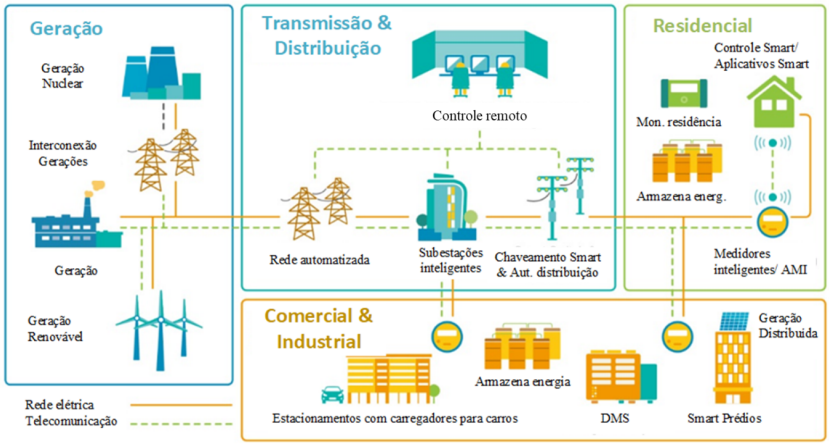


Figura 1 – visão geral *Smart Grid* (adaptado [Kong 2016]).

As propostas associadas as SGs incluem [Fang et al. 2012]:

- Transmissão mais eficiente de eletricidade;
- Interoperabilidade;
- Restauração rápida após distúrbios de energia;
- Custos operacionais e de gerenciamento reduzidos para serviços públicos;
- Custos de energia mais baixos para os consumidores;
- Redução da demanda de pico, o que também ajudará a reduzir custos de geração;
- Maior integração de sistemas de energia renovável em larga escala;
- Integração dos sistemas de geração de energia do consumidor, incluindo sistemas de energia renovável;
- Segurança aprimorada.

Com a integração entre diversos componentes tecnológicos, haverá um aumento expressivo da complexidade operacional do SEP, que agregará duas gerações distintas, operando lado a lado [Farhangi 2010]. Tal integração é inevitável e visa prover um sistema com uma transmissão de dados confiável, segura e flexível [Fan et al. 2013]. Sendo assim, a atuação de novos componentes na rede elétrica , tais como sensores e atuadores, servirão como novas fontes de informação, que conjuntamente as informações do SEP atual necessitam de gerenciamento correto. O não gerenciamento ou mal gerenciamento poderá acarretar em tomadas errôneas de decisão nos centros de controle. Sendo assim, técnicas avançadas de controle e monitoramento do sistema elétrico são necessárias, a fim de garantir a máxima eficiência da rede [Pappu et al. 2013].

O sistema de gerenciamento de energia deve acompanhar o aumento da complexidade operacional. Para tal, investimentos em novas metodologias de análise da rede tornam-se essenciais. Em [Sciences, Medicine et al. 2016], dentre outros estudos, é reportada a necessidade de desenvolver novas ideias e ferramentas capazes de resolver os desafios do SEP atual e do futuro. Garantir uma boa gestão é tarefa importante e complexa para o bom desempenho do SEP [Stott, Alsac e Monticelli 1987].

Considerando o gerenciamento do sistema de transmissão de energia elétrica, realizado pelo *EMS*, observa-se que dentre as diversas etapas de gerenciamento e controle da operação, uma das etapas que mais demanda tempo e representa extrema importância no processo de análise e avaliação de segurança operacional da rede é a análise de contingências. Tal análise é caracterizada por simulação computacional e é realizada pelo *EMS*. É durante a análise de contingências que falhas em componentes são simuladas e seus impactos avaliados, a fim de criar uma lista com as falhas potencialmente mais críticas ao funcionamento normal do sistema [Wu, Moslehi e Bose 2005]. A identificação e seleção de falhas potencialmente críticas é uma etapa fundamental para garantir segurança e confiabilidade à operação do sistema [Balu et al. 1992].

Uma análise de grandes apagões ocorridos no mundo como na Austrália em 2016, na Turquia em 2015 e nos Estados Unidos em 2005 e 2011 mostram que o SEP é vulnerável à ocorrência de contingências. Relatórios sobre os casos ocorridos nos países citados mostram que ainda não há um pleno conhecimento sobre as contingências e seus efeitos na rede, como exemplo pode-se citar [Andersson et al. 2005].

A análise de contingências é uma forma de identificar os pontos vulneráveis da rede elétrica para um conjunto de faltas. Considerando o aumento da quantidade dos dados a serem processados e o aumento da interdisciplinaridade sob o intuito de prover novos conceitos e medidas que possam investigar redes complexas do mundo real, é possível encontrar na literatura diferentes métodos que buscam identificar as vulnerabilidades da rede elétrica e que vêm sendo propostos ao logo dos anos. Como exemplo de alguns trabalhos mais recentes pode-se citar [Jong, Papaefthymiou e Palensky 2017] no qual é proposta uma *framework* baseada em método de Monte-Carlo a fim de avaliar a segurança operacional da rede elétrica e estados futuros sob incertezas de alimentação através de simulações de contingências e variações de cargas. Em [Sunitha, Kumar e Mathew 2013] um método baseado em redes neurais é proposto a fim de avaliar a segurança da rede sob contingência em linha de transmissão.

Considerando os problemas expostos e tendo em vista que novas pesquisas em diferentes áreas vêm sendo desenvolvidas no sentido de buscar novas formas de gerenciamento e análise do SEP, tem-se que o enfoque do presente trabalho é voltado para o desenvolvimento de uma metodologia de identificação de vulnerabilidades do sistema de transmissão da rede elétrica, baseada em topologias de grafos e medidas de centralidade

de redes complexas. Na Seção 1.1 um breve levantamento bibliográfico mostrando alguns trabalhos relevantes na área é apresentado.

1.1 Revisão Bibliográfica

Nesta seção uma breve revisão bibliográfica de contribuições para análise de redes elétricas baseada em grafos e em teoria de redes complexas será apresentada.

1.1.1 Ferramentas de análise de redes baseadas em grafos

Estudos e técnicas para prover a análise de diversos tipos de redes, tais como, por exemplo, as redes sociais, neurais e redes elétricas, têm cada vez mais recebido destaque da comunidade científica, uma vez que tais redes podem ser modeladas e investigadas matematicamente sob os aspectos característicos de um grafo. Os grafos são definidos por seus pares de vértices e suas arestas e permitem que redes com grande quantidade de informações, interconexões e concentração de dados sejam analisadas de forma eficaz. Maiores detalhes sob as características construtivas dos grafos são explicados no Capítulo 3.

Levando em consideração as relações estabelecidas entre os vértices ou arestas de um grafo, tem-se que a medida da importâncias de cada vértice ou aresta na rede modelada, pode ser descrita através das medidas de centralidade. Nesta seção os trabalhos que marcam a origem matemática das medidas de centralidade utilizadas nesta pesquisa são apresentados, bem como os trabalhos que marcam a utilização de técnicas aplicadas a teoria de redes complexas.

Freeman propôs em [Freeman 1977] uma medida de centralidade de grafos baseada em menores caminhos, denominada *betweenness centrality*, que em tradução livre quer dizer centralidade de intermediação. Tal medida define a centralidade em termos da frequência em que um nó participa nos caminhos mais curtos entre todos os pares de nós e, portanto, tem um potencial de controle da comunicação. Tal medida pode ser usada para indexar a centralidade em qualquer rede, grande ou pequena.

Citando ainda medidas de centralidade de intermediação, em [Newman 2005] é apresentada uma medida de centralidade de nós denominada *current flow betweenness centrality*, que em tradução livre é centralidade de intermediação de fluxo de corrente. A métrica proposta por Newman considera fluxo de informação não apenas ao longo de menores caminhos, mas verifica a contribuição de todos os caminhos entre os nós, embora ainda dê mais peso aos caminhos curtos. A medida é baseada em caminhos aleatórios,

contando quantas vezes um nó é atravessado por caminhos aleatórios entre todos os pares de nós.

Considerando medidas de centralidade baseadas em proximidade, foi formalizada em [Freeman 1978] a medida denominada *closeness centrality*, em tradução livre centralidade de proximidade. Tem-se que que a *closeness centrality* verifica a centralidade de um nó considerando o inverso da soma das distâncias de um nó para todos os outros nós do grafo.

Dentro do estudo de vulnerabilidade a falhas em redes modeladas por grafos, e para as quais as relações entre os vértices e arestas não podem ser facilmente descritos, tais redes são denominadas atualmente por redes complexas, pode-se citar [Albert, Jeong e Barabási 2000] como um dos primeiros estudos a explorar a ocorrência de falhas a componentes de redes complexas. Após a simulação de ocorrência de falhas em vértices de redes reais verifica-se a capacidade de tais redes manterem suas estruturas de comunicação e conexão entre os vértices. Uma revisão sobre a estrutura e funções de redes complexas é apresentada em [Newman 2003], onde os principais conceitos sobre o tema são apresentados.

1.1.2 Análise de redes elétricas baseada em grafos

Como mencionado na Subseção 1.1.1 a análise de redes baseada em teoria de grafos permite a modelagem de diferentes sistemas pertencentes ao mundo real. Nesta Seção serão apresentados alguns estudos encontrados na literatura que fazem uso de teoria de grafos no contexto de análise de redes elétricas.

Em [Bompard, Pons e Wu 2012], métricas topológicas foram estendidas usando parâmetros elétricos como resistência efetiva e foi realizada uma comparação entre *betweenness* topológica e a estendida para detectar vulnerabilidade nas arestas sob ataques intencionais e aleatórios. As análises do método proposto foram realizadas em termos da carga remanescente na rede elétrica após os ataques em linhas de transmissão. Os autores verificaram que a *betweenness* estendida por parâmetros elétricos pode ser utilizada como ferramenta complementar para análise de vulnerabilidades na rede elétrica.

Em [Nasiruzzaman e Pota 2014] a centralidade de *betweenness* foi ponderada usando-se o fluxo de potência em cada linha de transmissão a fim de obter uma matriz de dependência tal como ocorre com a matriz admitância na análise tradicional. No entanto, o uso de grafo direcionado para tal análise não representa de maneira fiel o que ocorre no sistema de transmissão, visto que o fluxo de carga é bidirecional em tal sistema.

O trabalho [Wang, Scaglione e Thomas 2010] propõe o uso de métricas de grafos estendidas e ponderadas por parâmetros elétricos no contexto de análise de vulnerabilidades da rede e os resultados apresentados são gráficos de correlação entre as métricas tradicionais e as estendidas. Os autores verificaram a existência de uma forte correlação entre as medidas

de centralidade topológicas e as medidas de centralidade estendidas e ponderadas por parâmetros elétricos.

Outro trabalho que pode ser citado, aborda a verificação de criticidade na rede, baseando-se em fluxo máximo de grafos apresentado em [Dwivedi e Yu 2013], que propõe um índice de centralidade levando em consideração o máximo fluxo de informações das fontes ao sumidouro, a fim de realizar o ranking dos ramos mais sobrecarregados.

Uma revisão de trabalhos que usam teoria de grafos aplicadas a melhoria do processo de análise de redes elétricas no contexto das *Smart Grids* é apresentada em [Chu e Iu 2017].

Em [Pang e Kezunovic 2011] faz-se uso da centralidade *betweenness* a fim de ponderar o cálculo de índice de desempenho tradicionais para faltas. O trabalho faz o uso de grafo direcionado e usa os resultados clássicos das análise de sistemas de energia como base. Através dos resultados obtidos os autores verificaram que o método baseado em medida de centralidade é uma boa maneira de avaliar a segurança estática do sistema e verificar informações vulneráveis.

Uma análise topológica do fluxo de potência é proposta em [Cetinay, Kuipers e Mieghem 2016], onde teoria espectral de grafos é utilizada para avaliar o impacto de remoção ou adição de linhas de transmissão. Através de resultados numéricos componentes críticos que podem levar a rede a ocorrência de uma cascata de falhas e ilhamentos são identificados quando da simulação de remoção de linhas de transmissão. Outra análise realizada foi que a adição de linhas de transmissão reduz fluxos críticos.

No que se refere a modelagem da rede elétrica utilizando ferramentas de redes complexas pode-se citar diversos trabalhos tais como [Pagani e Aiello 2013], onde é apresentada uma comparação entre estudos que usam técnicas de redes complexas aplicadas ao sistema de energia. Os trabalhos utilizados na revisão foram escolhidos levando em consideração redes elétricas dos EUA, Europa, redes Chinesas ou redes teste mais utilizadas e conhecidas na literatura a fim de permitir uma abordagem mais confiável do comportamento do sistema de energia elétrica.

De acordo com o levantamento bibliográfico realizado percebe-se que a modelagem da rede elétrica seguindo a abordagem matemática de grafos e redes complexas é uma área que vem ganhando força nos últimos anos, por sua flexibilidade, robustez e simplicidade, o que torna este um campo promissor nas pesquisas.

1.1.3 Análise de contingências

Nesta Seção alguns trabalhos recentes encontrados na literatura que abordam a ocorrência de contingências na rede elétrica são apresentados. Pode-se verificar trabalhos que analisam a ocorrência de uma única contingência na rede, que é o padrão regulamentado

e é representada por $(N-1)$, onde N é o número total de componentes do sistema. Recentemente, considerando os avanços computacionais e o aumento de componentes constituintes do sistema, observa-se a necessidade de avaliação do impacto da ocorrência de contingência em mais de um componente da rede ao mesmo tempo. Sendo assim, pode-se encontrar na literatura diversos trabalhos abordando múltiplas saídas de componentes, representado por $(N-k)$, onde $k \geq 2$. A saída de múltiplos componentes é um dos grandes desafios das SGs, pois a ocorrência de $(N-k)$ falhas é o que leva aos grandes apagões, devido ao efeito cascata. Uma análise exaustiva para múltiplas contingências é impraticável, devido a complexidade estrutural das redes elétricas.

Considerando ocorrência de uma única contingência ou contingência simples na rede é proposto em [Zhou et al. 2017] um método baseado em unidade de processamento gráfico, baseado em paralelismo que provê a geração de conjuntos de matriz jacobiana e realiza a triagem de contingência a fim de reduzir o tempo computacional para simulação de $N-1$ contingência. O objetivo é melhorar a eficiência do processo de análise de segurança estática, considerando a ocorrência de contingência unitária.

Em [Majidi-Qadikolai e Baldick 2016] o impacto da análise de $N-1$ contingência no planejamento da expansão da capacidade de transmissão é avaliado. Um método formulado como um problema de programação inteira mista é proposto e um índice de identificação de contingência para detectar linhas que ao serem removidas não causam sobrecarga na rede é desenvolvido a fim de criar listas de contingência variáveis para diferentes condições de cargas. Os limites de geração nos geradores e o fator de distribuição da potência transferida são algumas das medidas levadas em consideração pelo método proposto, que utiliza também outras medidas do sistema.

A fim de viabilizar a análise de contingência para saída de múltiplos componentes $(N-k)$, pode-se verificar diversos trabalhos na literatura tal como apresentado em [Yang, Guan e Zhai 2017], onde um método para avaliação rápida de segurança da rede sob múltiplas contingências é proposto. O método é baseado em problema de programação convexa simples e busca obter a construção de um conjunto representativo de restrições de segurança, em que o objetivo é reduzir o aumento das restrições quando da ocorrência de várias interrupções em um mesmo intervalo de tempo. A obtenção das restrições de segurança é realizada através do conhecimento dos parâmetros da rede analisada, como injeção de potência nas barras, demanda de carga, limites de fluxo de potência nas linhas, dentre outras informações.

Em [Jin et al. 2010] e [Gorton et al. 2009], são apresentados estudos baseados em centralidade de *betweennes* de arestas aplicada ao problema de $N-k$ contingências, usando técnicas de paralelismo. Nestes estudos as arestas são ponderadas pelo fluxo de potência.

A utilização da distância elétrica e uma breve modelagem da rede por um grafo,

sob o intuito de verificar linhas de transmissão vulneráveis durante $N - k$ contingências é apresentada no artigo [Poudel, Ni e Sun 2016]. Os parâmetros das linhas de transmissão são requeridos neste método de análise, bem como fluxo de potência nas linhas de transmissão.

O trabalho apresentado em [Chen e McCalley 2005] visa capturar contingências de múltiplos componentes de alto risco para aumentar as listas de contingência padrão usadas nos centros de controle. Tal método considera contingências prováveis de ocorrer relacionadas ao mau funcionamento da proteção. Nessa abordagem uma análise sistemática visa obter os modos de falha relacionados a proteção e as probabilidades a ele associadas, para tal o critério utilizado é baseado em seleção de aproximação de evento raro e ocorrências em árvores. O método visa atuar como uma ferramenta de pré triagem das contingências relacionadas a falha do sistema de proteção, sendo assim a topologia da rede muda a cada ocorrência de contingência, logo o método requer as informações provenientes do processador de topologia da estimação de estados.

Em [Yan et al. 2013], um método baseado em mapa auto-organizado aplicado a ocorrência de múltiplas contingências na rede é proposto para identificar os conjuntos mais vulneráveis de barras. Simulações de falha são fornecidas considerando os ataques nos barramentos, e é introduzido um modelo de falha em cascata de barramento, baseado na topologia de rede. As cargas da rede elétrica são levadas em consideração neste método.

Embora diferentes métodos tenham sido propostos para a análise de contingência, todos os trabalhos aqui apresentados necessitam do conhecimento de algum parâmetro elétrico, como admitância, injeção de potência ou fluxo de potência.

1.2 Objetivos da tese

Objetivo do presente trabalho é propor uma nova metodologia para investigação dos pontos mais vulneráveis da rede elétrica quando da ocorrência de falhas simples ou múltiplas em linhas de transmissão. A metodologia proposta é baseada em métricas de centralidade de grafos e faz uso unicamente da topologia da rede. Tal ferramenta visa auxiliar o gerenciamento de energia elétrica nos centros de controle, gerando uma lista de contingências topologicamente críticas, melhorando a avaliação de segurança da rede, a fim de manter o estado normal de operação e/ou atuando nos estados emergenciais operacionais.

1.3 Contribuições da tese

O presente trabalho propõe uma metodologia de análise topológica de contingências na rede elétrica. A partir dessa análise uma lista de contingências críticas é gerada,

permitindo *a posteriori* que qualquer método clássico de análise de redes elétricas seja utilizado.

Para a aplicação do método apenas as informações topológicas (ou estruturais da rede), ou seja, apenas as interconexões entre barras e linhas de transmissão são necessárias. Logo, para a utilização da metodologia proposta não há necessidade do conhecimento dos parâmetros completos da rede, tal como admitância nas linhas de transmissão, injeções nas barras, fluxo de potência nas linhas de transmissão, entre outros.

O método proposto visa indicar ao operador nos centros de controle as barras e linhas de transmissão topologicamente mais críticas sob contingências simples e múltiplas em linhas de transmissão, atuando como uma ferramenta de pré-análise, principalmente quando por qualquer motivo quaisquer medidas da rede não estiverem disponíveis.

O trabalho leva em consideração as medidas de centralidade de *betweenness, closeness* e a *current flow betweenness* a fim de fornecer as barras e os ramos mais críticos da rede para a análise de contingência.

O presente trabalho explora pela primeira vez a medida de centralidade de *current flow betweenness* para análise de redes elétricas, ao passo que as outras duas métricas, já foram estudadas de alguma forma dentro do contexto de análise de redes elétricas.

Para avaliar o impacto de múltiplas contingências, primeiramente buscas exaustivas foram realizadas considerando apenas a medida de *current flow betweenness*. De acordo com a definição a *current flow betweenness* busca de forma implícita capturar fluxos de informações em redes de modo aproximado ao fluxo de corrente elétrica nos circuitos elétricos, fato que despertou interesse para verificação de seu comportamento sob a ocorrência de múltiplas contingências. As buscas exaustivas visam obter resultados exatos para as análises e comparações.

A fim de reduzir a complexidade computacional do método e torná-lo viável para aplicações em redes extra grandes e portanto mais complexas, os primeiros esforços propondo a atuação conjunta do algorítimo de evolução diferencial e medida de centralidade de *current flow* são realizados no presente trabalho.

Simulações e testes para validação do método são realizados em diversos sistemas teste, sendo eles sistema 11 barras de ITAIPU, sistemas 39, 57 e 118 barras do IEEE e em uma rede maior e mais complexa que é a rede *Polish* 2383 barras.

1.4 Trabalhos desenvolvidos

Nesta seção são apresentados os artigos e trabalhos publicados em conferências e periódicos internacionais, resultantes dos estudos de pesquisa do doutorado realizados até a composição deste texto.

1. International School and Conference on Complex Networks - NetSci-X 2015. Graph and Complex Network Invariants Applied to the Brazilian Power Test System. 2015.

2. COELHO, Elizandra PR et al. A complex network analysis of the Brazilian Power Test System. In: 2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM). IEEE, 2015. p. 113-118.

3. COELHO, Elizandra Pereira Roque, PAIVA, Marcia Helena Moreira, SEGATTO, Marcelo Eduardo Vieira, et al. A New Approach for Contingency Analysis Based on Centrality Measures. IEEE Systems Journal, 2018.

1.5 Organização do trabalho

Este trabalho apresenta 6 capítulos. O Capítulo 1 apresenta a introdução do trabalho, mostra os objetivos e uma breve revisão bibliográfica, além das contribuições da tese. No Capítulo 2 uma revisão sobre análise de Segurança no SEP é apresentada. No Capítulo 3 são apresentados os conceitos básicos de teoria de grafos e redes complexas, além das descrições matemáticas das métricas de centralidade utilizadas. O Capítulo 4 apresenta a metodologia proposta para a análise topológica de contingências, considerando falha simples na rede e a metodologia proposta considerando falhas múltiplas na rede. As simulações e resultados obtidos em consequência da aplicação da metodologia proposta são aplicados aos sistemas de 11 barras de ITAIPU, aos sistemas de 39, 57 e 118 barras do IEEE e a rede Polish 2383 barras. Tais resultados são apresentados no Capítulo 5. Por fim, o Capítulo 6 apresenta as conclusões gerais do trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

2 Análise de Segurança em Sistemas Elétricos

Este Capítulo visa apresentar de forma resumida as metodologias clássicas aplicadas como parte da análise de segurança operacional do SEP.

Os centros de controle são a espinha dorsal do SEP, pois as decisões e análise operacional do sistema são realizadas nele e por ele. A necessidade de desenvolver centros de controle surgiu em 1965 após a ocorrência de um grande apagão. Os centros de controle desenvolvidos são a priori centralizados e inflexíveis, fatos que tornam o sistema de controle mais vulnerável a ocorrência de problemas na rede, levando em consideração que SEPs tomam dimensões continentais e proveem a interconexão de diferentes equipamentos e tecnologias. Há uma transição para que o centro de controle torne-se descentralizado e flexível [Wu, Moslehi e Bose 2005, Li et al. 2010].

Segurança em SEP, no sentido clássico, é definida como a capacidade do sistema elétrico sobreviver a ocorrência de contingências [Balu et al. 1992] garantindo continuidade do fornecimento de energia ao consumidor. Um sistema seguro é estável, integro e na ocorrência de distúrbios consegue reestabelecer as condições iniciais e mantém o sistema em equilíbrio operacional [Kundur et al. 2004]. Garantir uma operação segura, considerando as dimensões atuais do SEP já se constituí em um grande desafio e questões econômicas também devem ser consideradas neste processo. Há diversos fatores que influenciam a segurança do SEP, dentre eles é possível citar o intercâmbio de geração, o nível da carga e a topologia.

Na etapa de planejamento e projeto da rede elétrica uma margem de segurança é considerada para que a ocorrência de contingências não afete o consumidor final. Todavia, distúrbios imprevistos podem ocorrer, mesmo durante o estado normal de operação, fato que demanda atenção continua do operador do sistema e a falta de resposta do sistema a ocorrência de tais distúrbios ou a inferência de uma resposta lenta podem gerar apagões. Dentre as condições imprevistas de operação, mudanças na topologia e no fluxo são exemplos a serem citados, condições essas que podem violar os limites operacionais pré-estabelecidos.

A fim de garantir a segurança operacional do SEP a monitoração e tomadas de medidas preventivas fazem-se necessárias e tais atividades são desempenhadas pelo *EMS*, que tem como função o planejamento da operação e expansão, supervisionamento da rede, operação e controle, análise das atividades e outros estudos de SEP. A análise de segurança está relacionada ao *EMS*, onde efetua-se a simulação de contingências pré-estabelecidas a fim de obter o estado operacional da rede na ocorrência de tais interrupções. Ao final da simulação da lista de contingências cabe ao operador do sistema tomar as medidas

necessárias para manter a segurança operacional do sistema. Dentre as contingências simuladas pode-se citar a simulação da saída de linhas de transmissão e saída de geradores.

A análise de segurança é constituída de subprogramas, ou rotinas específicas que selecionam e simulam as contingências mais plausíveis de ocorrer. A análise de segurança pode ser estática ou dinâmica, a seguir uma breve descrição de cada uma delas é realizada.

- **Simulação estática:** neste tipo de simulação os sistemas são representados por equações algébricas não-lineares ou lineares e o comportamento dinâmico dos componentes dos sistema são desprezados. As simulações estáticas são amplamente utilizadas e têm como principal função reduzir a complexidade computacional, a fim de possibilitar análise em tempo real.

  Dentre os subprogramas constituintes da análise estática tem-se a análise de instabilidade de tensão, análise de fluxo de potência sob condições de contingências, análise e detecção de ilhamento elétrico e identificação de ramos críticos.

- **Simulação Dinâmica:** os comportamento dinâmico dos componentes elétricos da rede não é desprezado, o que eleva a complexidade computacional, a representação matemática do sistema se dá por meio de equações diferenciais. Este tipo de análise verifica o problema de estabilidade à pequenas perturbações e a estabilidade transitória.

Esta proposta de tese está focada na simulação estática. Tendo-se em mente que a parte fundamental aplicada a metodologia tradicional de análise de segurança estática é o cálculo de fluxo de potência, que encontra limitações computacionais, quando todas as possibilidades de saída de circuitos são consideradas, percebe-se a necessidade de melhorar a análise de segurança estática do SEP, considerando o aumento da complexidade construtiva do sistema dentro do contexto das *Smart Grids*.

2.1 Estados operacionais do sistema de potência

Nesta seção os estados operativos do sistema elétrico são descritos, uma vez que determinar o estado de operação do sistema é uma função essencial para garantir o controle e segurança do mesmo. Para tal, é verificado constantemente se o sistema opera em estado seguro ou não, caso existam quaisquer problemas ações operacionais são realizadas a fim de corrigir os eventuais distúrbios.

A fim de definir os estados operacionais, primeiramente analisemos as restrições as quais o sistema operando em regime estacionário está submetido, quais sejam: restrições de carga, restrições de operação e restrições de segurança. Tais restrições são descritas a seguir e foram elencadas em [Liacco 1974].

- restrição de carga: está relacionada às equações do fluxo de potência, onde as injeções de potência ativa e reativa nas barras de carga e geração são representadas. Restrições de carga são representadas pela relação $g(x) = 0$, onde g é uma função vetorial das equações algébricas.

- restrição de operação: está ligada aos limites de tensão e fluxos de potência aparente nas LTs. Representada pelo conjunto de restrições de operação dada pela relação matemática $h(x) \leq 0$, onde h é uma função vetorial.

- restrição de segurança: diz respeito ao conjunto pré-estabelecido de contingências em LTs, geradores e transformadores e é uma medida de robustez do sistema. Representada pela função vetorial s, que contém todas as restrições de carga e operação para cada contingência avaliada e dada pela relação $s(x) \leq 0$.

De acordo com as restrições definidas, os estados operativos do sistema podem ser classificados, de maneira clássica de quatro formas diferentes: seguro, alerta, emergência e restaurativo de acordo com [Monticelli 1983].

Estado Seguro (ou normal-seguro): neste caso todas as variáveis do sistema encontram-se dentro de seus limites, ou seja, nenhuma restrição operacional é violada e a demanda é atendida normalmente. Para esse estado operacional o critério de segurança $N - 1$ é adotado, onde a ocorrência de uma única contingência, listada previamente, não afeta a segurança do sistema. Porém contingências não previstas podem afetar o estado operacional do sistema, levando ao estado de emergência.

Estado de Alerta (ou normal-alerta): quando a restrição de segurança cai abaixo de seu limite especificado o sistema entra em estado operacional de alerta, as restrições de carga e e operação ainda são respeitadas. A ocorrência de uma contingência simples com o sistema já no estado de alerta pode causar sobrecarga de equipamentos e o sistema pode entrar em estado de emergência. Se o distúrbio for muito grave, o sistema pode entrar no estado de extremidade diretamente do estado de alerta.

Estado de Emergência: o sistema entra neste estado operativo quando as restrições de operação são violadas, ou seja, o sistema entra neste estado quando algum distúrbio ocorre na rede, desligando um ou mais componentes, no entanto o restante do sistema continua operando, pois ainda há o equilíbrio entre carga e geração. Porém, alguns componentes ficam sobrecarregados e se uma falha ocorrer pode-se gerar ilhamentos na rede e o sistema passa para o estado restaurativo. É urgente que o sistema seja restaurado para um estado normal ou alerta.

Estado Restaurativo: este estado ocorre ao eliminar uma emergência, onde uma ação de controle é tomada, seja por desligamento manual ou automático de partes dos sistema. Neste estado as restrições operacionais são atendidas, porém há cargas

não atendidas, ocorrência de ilhamentos e se houver demora no processo de controle para mudança de estado e uma cascata de falhas se estabelecer devido a ocorrência de componentes sobrecarregados, um grande apagão pode ser iniciado.

Nos centros de controle o principal objetivo do controle de segurança é manter a operação do sistema normal-segura, onde transições de estado para emergência ou restaurativo não são desejáveis. A Figura 2 mostra os estados operativos e suas possíveis transições.

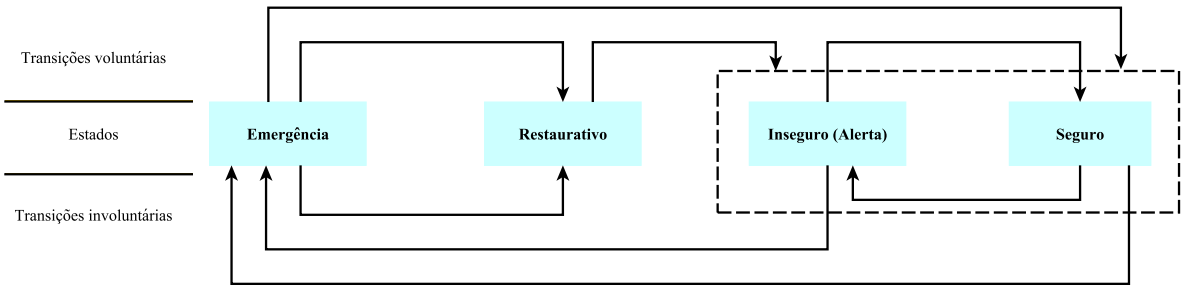


Figura 2 – Estados de operação do sistema elétrico de potência e suas transições - adaptado de [Monticelli 1983].

As transições apresentadas na Figura 2 são descritas a seguir e podem ocorrer devido a distúrbios na rede ou a ações de controle. Maiores informações podem ser vistas em [Expósito et al. 2016].

1. **Mudança de Seguro para Alerta:** ocorre devido a distúrbios, ou seja ação não prevista. Nesta mudança de estado um ou mais restrições de segurança não são atendidas.

2. **Mudança de Alerta para Seguro:** mudança de estado proveniente de ação de controle, ou seja é uma mudança prevista, onde verifica-se condições necessárias pra reestabelecer os limites das restrições de carga, operação e segurança. Ações como redespacho de geração é realizada.

3. **Mudança de Seguro para Seguro:** é uma mudança prevista, realizada pelo operador do sistema, onde utilizando-se um programa de previsão de demanda de curto prazo (uma hora, por exemplo), a fim de verificar novos pontos de operação do sistema com o objetivo de evitar que condições futuras possam levar o sistema para o estado alerta ou até mesmo emergência. Etapa que atua na prevenção de mudança de estados.

4. **Mudança de Alerta para Emergência:** é uma mudança não prevista e afeta o sistema quando o estado do sistema encontra-se alerta e a ocorrência de uma ou mais contingências pré-listadas ocorre antes de ações de retomada para o estado seguro serem tomadas.

5. **Mudança de Emergência para Alerta:** é uma mudança prevista quando o sistema está no estado de emergência, nesta etapa remanejamento de geração, variação de tensões controladas ou de taps de transformadores, dentre outras medidas são realizadas a fim de restaurar o sistema e mudar para o estado alerta. Tais medidas são realizadas pelo controle de emergência e a demanda continua sendo suprida.

6. **Mudança de Emergência para Restaurativo:** quando não há possibilidade de reestabelecer os limites operacionais por meios de remanejamento de geração por exemplo, o operador do sistema provê o desligamento de partes do circuito e o atendimento da carga não é mais atendido. Tal ação de controle de emergência opera no modo crise.

7. **Mudança de Alerta para Alerta:** é uma mudança prevista com ação realizada pelo operador e ocorre quando há previsão de mudança de estado para emergência em uma condição de carga a curto prazo, sendo assim tal ação evita transição para emergência.

8. **Mudança de Restaurativo para Alerta:** é uma mudança prevista e realizada pelo operador, visa restaurar o estado operacional do sistema, religando circuitos outrora desligados devido a condição de emergência.

Considerando o alto carregamento do SEP e sua vasta interconexão, além da previsão de crescimento da complexidade do SEP com o advento das SGs, constituí-se um grande desafio manter o estado operacional da rede em normal-seguro utilizando-se apenas metodologias tradicionais.

2.1.1 Subprogramas aplicados na análise de redes elétricas

Tomando como base os conceitos sobre estados operacionais do sistema e suas possíveis transições citadas na seção 2.1 e a definição de segurança que visa manter o estado operacional normal-seguro do sistema, tem-se que a realização do controle de segurança é tarefa integrante do *EMS*, pois depende dos dados coletados e armazenados pelo *SCADA* e que são gerenciados pelo *EMS*. O controle de segurança é realizado em tempo real e é dividido em monitoração de segurança e análise de segurança, tais programas fazem parte do sistema de análise de rede, que é compreendido de subprogramas, atuando de forma conjunta a fim de possibilitar a análise em tempo real do sistema. De forma geral as funções ou subprogramas correspondentes são apresentados na Figura 3.

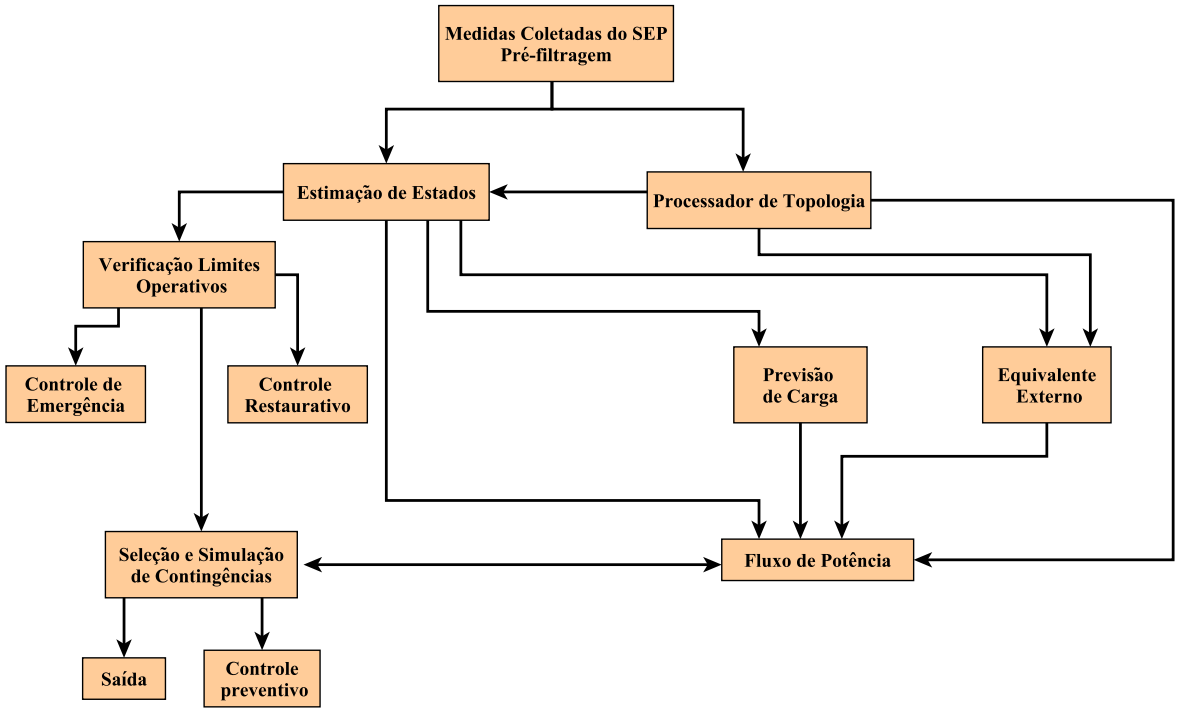


Figura 3 – Subprogramas análise de rede em tempo real - adaptado de [Liacco 1974].

O ponto de partida para o processo da análise estática da rede em tempo real ocorre a partir da estimação do estado operativo do sistema pelo Estimador de Estados, que fornece a base de dados mais confiável atual do sistema para a função de controle de segurança. Tal função provê medidas de ação de controle que devem ser tomadas pelo operador a fim de manter o estado operacional seguro da rede. As funções componentes do sistema de análise de redes e controle em tempo real são descritas brevemente nesta seção.

Após a coleta de dados, quais sejam fluxo de potência ativa e reativa nas linhas, injeção de potência ativa e reativa e magnitudes de tensão nas barras realizada pelo *SCADA*, tem-se a filtragem dos dados coletados a fim de eliminar dados analógicos espúrios do plano de medição, pois podem afetar o processo de modelagem do sistema, gerando propagação de erro às outras funções do processo de análise de rede.

A topologia em tempo real do SEP é obtida pelo conFigurador de rede, que processa as medidas digitais da rede provenientes dos estados das chaves e disjuntores a cada instante.

A etapa correspondente a estimação de estados visa fornecer a melhor estimativa do estado operacional do sistema, fornecendo as tensões complexas nas barras da rede, pois é responsável por processar de maneira mais detalhada medidas redundantes e contaminadas por ruídos. Tal etapa compreende de análise de observabilidade, que avalia se há quantidade suficiente de medidas enviadas ao centro de operação para a realização da estimação de estados, além de fornecer a localização de tais medidas.

O controle automático de geração (CAG) utiliza-se do programa de previsão de carga, a fim de garantir o balanço de potência entre carga gerada e demandada, evitando alterações bruscas na frequência do sistema interligado. A previsão de demanda por barra é realizada através dos fatores de distribuição provenientes das análises de curva de consumo.

A determinação das tensões complexas em todas as barras do sistema interno e externo é realizada pelo cálculo do Fluxo de Potência (ou de Carga). Para tal, as informações topológicas e de previsão de carga tanto da rede externa quanto interna devem ser fornecidas pelo conFigurador de rede.

O programa de análise de segurança é responsável por simular contingências previamente listadas a fim de garantir que os limites operacionais não sejam extrapolados. Para tal a análise de segurança é dividida em rotinas específicas que efetuam a seleção e simulação das contingências mais plausíveis de ocorrer. Como mencionado anteriormente, tal simulação pode ser estática ou dinâmica.

A presente proposta de tese trabalha com a análise estática, que envolve a análise de instabilidade (ou colapso) de tensão, análise de fluxo de potência e de estimação de estado sob condições de contingências de equipamentos (perda de geradores, linhas, transformadores, medidores, etc), a análise e detecção de ilhamento elétrico e identificação de linhas críticas.

Se um estado de vulnerabilidade do sistema elétrico é detectado sob contingência, ações de controle devem ser tomadas a fim de se evitar apagões. Sendo assim, o controle preventivo é realizado, com o intuito de retornar o sistema para seu estado normal-seguro de operação, onde nesta etapa simulações de solução são realizadas. Geralmente o fluxo de potência ótimo é utilizado a fim de determinar as melhores estratégias de controle preventivo ou corretivo, onde uma solução ótima que satisfaça as restrições de operação, de cargas, e de segurança é desejada, restrições como custos operacionais também são frequentemente utilizadas.

O processo de análise de rede em tempo real visa apresentar as condições operacionais do SEP em um curto espaço de tempo, logo sua aplicabilidade requer baixa complexidade computacional. No entanto, devido ao aumento crescente e constante da demanda, bem como o aumento da complexidade operacional do sistema com a inserção de novas tecnologias, novas técnicas, que sejam mais abrangentes para detecção de vulnerabilidades da rede fazem-se necessárias e constitui-se em um desafio para a operação dos sistemas elétricos.

2.2 Metodologias aplicadas à análise de contingências em redes elétricas

A parte principal no processo de análise de segurança da rede é a simulação de contingências mais plausíveis de ocorrer, esta etapa também é a que mais consome tempo de simulação, pois para cada saída de componente da rede o fluxo de potência verifica os limites operacionais de barras e linhas de transmissão. Essa seção visa apresentar os principais métodos aplicados a análise de contingências ao longo dos anos.

Uma contingência é caracterizada pelo desligamento ou saída de componentes do sistema elétrico. Como definição temos que a análise de contingências provê a simulação de falhas na rede elétrica, a fim de analisar o comportamento do sistema sob a ocorrência de tais perturbações, identificando contingências que podem mudar o estado operacional do SEP. Para o início da simulação de contingências o estado operacional do sistema deve ser normal-seguro. As contingências mais comuns de ocorrer no sistema são saídas de linhas de transmissão ou de transformadores, desligamento de geradores, saídas de componentes *shunt* e saída de carga.

O processo de análise de contingências é aplicada na operação e planejamento dos SEPs, no monitoramento, avaliação e reforço do sistema de segurança. As contingências podem ser classificadas em simples e múltiplas:

- **simples:** quando há interrupção de apenas um equipamento na rede, também é denominado de critério $N-1$.
- **múltiplas**: quando há combinações diversas de interrupções simultâneas de componentes, também denominado critério $N-k$, onde $k \geq 2$

O processo de análise de contingências é dividido em três estágios: definição, seleção e/ou classificação e avaliação das contingências. No primeiro estágio métodos de cálculos rápidos são utilizados para selecionar uma lista de contingências já o segundo estágio é responsável por identificar as contingências mais severas a partir da lista, as contingências menos severas são eliminadas nesta etapa, as contingências mais severas são indicadas através de índices, onde uma classificação em ordem descendente é realizada. Por fim, no terceiro estágio as contingências classificadas como mais severas são avaliadas por métodos de análises mais detalhados e seus impactos nos limites operacionais são analisados.

Os métodos mais utilizados para a análise de contingências são: fatores de sensibilidade linear, baseado em fluxo de potência, soluções locais e de fronteiras. As subseções a seguir descrevem de maneira sucinta os métodos utilizados para a análise convencional de contingências no SEP.

2.2.1 Fatores de sensibilidade linear aplicados à análise de contingências

O método de análise considerando fatores de sensibilidade é vastamente utilizado e detalhes do método podem ser obtidos em [Wood e Wollenberg 2012]. Este método é baseado em fluxo de potência linearizado e possibilita através de uma cálculo rápido a obtenção de possíveis sobrecargas na rede. Para tal o resultado do cálculo dos fatores de sensibilidade fornecem uma aproximação quanto as mudanças de fluxos nas LTs e na geração. A obtenção dos fatores de sensibilidade é dividida basicamente em dois tipos:

- Fatores de distribuição de transferência de potência - PTDFs (do inglês Power Transfer Distribution Factors)

  Este fator de sensibilidade indica as variações no fluxo em uma LT entre duas barras da rede. É definido por:

  $$PTDF_{i,j,l} = \frac{\Delta f_l}{\Delta P} \tag{1}$$

  onde: l = índice da linha de transmissão;

  i = índice da barra de injeção de potência;

  j = índice da barra de saída de potência;

  Δf_l = variação de fluxo de potência ativa na linha l na ocorrência de variação de fluxo de potência ΔP da barra i para a barra j;

  ΔP = fluxo de potência da barra i para a barra j.

  Sendo assim, o fator de distribuição de transferência de potência indica a sensibilidade do fluxo de potência em uma linha, saindo da barra i para a barra j. Para tal assume-se que a variação de geração tem uma compensação pela variação oposta de geração na barra de referencia. Considerando a saída de uma unidade geradora de grande porte, assume-se que toda a perda de geração é compensada pela barra de referência. E no momento da interrupção, se o gerador perdido estava gerando $P_i^0 MW$, essa variação pode ser representada por:

  $$\Delta P_i = -P_i^0 \tag{2}$$

  A partir dos fatores PTDFs pré-calculados é possível obter o novo fluxo em cada linha de transmissão, para tal tem-se que:

  $$f_l = f_l^0 + PTDF_{i,ref,l}\Delta P \tag{3}$$

  para $l = 1, ..., NL$ onde:

  NL = número total de linhas

  f_l = fluxo na linha l após falha no gerador da barra i;

f_l^0 = fluxo antes da falha.

A equação 3 mostra que o cálculo da distribuição de sensibilidade é realizado com relação a barra de referência.

Os fatores de sensibilidade linear PTDF são uma estimação linear da mudança de fluxo em uma linha com o deslocamento de potência de uma barra para outra. Os cálculos dos efeitos referentes a saída de várias barras de geração podem ser realizados por superposição. Na hipótese de saída de um gerador da barra i, outras máquinas compensação tal perda devido ao sistema ser interligado, usualmente há um aumento de geração nos geradores remanescentes sendo este aumento proporcional ao máximo limite MW. Essa proporção de geração requerida da unidade geradora $j(j \neq i)$ é medida por:

$$\gamma_{i,j} = \frac{P_j^{Max}}{\sum\limits_k P_k^{Max}}, k \neq i \tag{4}$$

onde:

P_k^{Max} = é a taxa máxima em MW para o gerador k

$\gamma_{i,j}$ = fator proporcionalidade da retirada de geração da barra j quando a unidade i falha

Assumindo que há participação de todos os geradores da rede na reposição de potência perdida por saída de geração, o fluxo na linha i, considerando todos os parâmetros mencionados nesta seção é dado por:

$$f_l = f_l^0 + PTDF_{i,ref,l}\Delta P_i - \sum_{j \neq i}[PTDF_{ref,j,l}\gamma_{i,j}\Delta P_i] \tag{5}$$

Tal formulação é simplificada e assume que não há extrapolação no limite de geração por nenhum gerador.

- Fatores de distribuição de interrupção de linhas de transmissão - *LODFs* (do inglês *Line Outage Distribution Factors*)

  O *LODFs* avalia o impacto da contingência de maneira similar ao método anterior, no entanto a perda de circuito é considerada. A relação básica do método é dada por:

$$LODF_{l,k} = \frac{\Delta f_l}{f_k^0} \tag{6}$$

onde:

$LODF_{l,k}$ = fator de distribuição de contingência de linha quando monitorando a linha l após a saída da linha k

Δf_l = variação em MW na linha l

f_k^0 = fluxo de MW original na linha k antes de sua saída de operação

Considerando conhecidos os fluxos nas linhas l e k, com a saída da linha k, tem-se que o fluxo na linha l é determinado utilizando o fator de distribuição de interrupção de linhas de transmissão. A equação é dada por:

$$f_l = f_l^0 - LODF_{l,k} f_k^0 \tag{7}$$

onde:

f_l^0 e f_k^0 = representam os fluxos antes das contingências nas linhas l e k, respectivamente

f_l = fluxo na linha l após a saída da linha k.

Fazendo um pré-cálculo dos fatores de distribuição de contingência de linha, pode-se obter um procedimento rápido para o cálculo de fluxos pós-contingência em todas as linhas da rede e verificar se há algum problema de violação de limites operativos.

2.2.2 Análise de contingências baseada em fluxo de potência AC

Em muitos casos a magnitude de tensão nas barras constituí-se fator fundamental para análise de efeitos de contingências no SEP e tal variável de estado não pode ser obtida considerando o fluxo CC e em outros casos a potência reativa predomina no circuito, como em redes com fiação subterrânea e o fluxo de potência CC não é adequado para averiguar os efeitos de contingências nesse caso, uma vez que fornece apenas a potência ativa.

Sendo assim, tem-se a necessidade de utilização do fluxo de potência AC, pois permite a obtenção das magnitudes de tensão nas barras, bem como as fases e também possibilita a obtenção das potências reativas, além da potência ativa, sendo um método completo para averiguação da rede. Ao utilizar fluxo AC aplicado a simulação de todas as contingências possíveis em um SEP, tem-se que a velocidade da solução e o número de casos a serem considerados caracteriza uma operação crítica.

Dentre os métodos possíveis para cálculo de fluxo de potência AC, tem-se que os métodos empregados nos centros de controle são o Newton-Raphson e o desacoplado rápido, por apresentarem boa velocidade de convergência e uma certa robustez na convergência de problemas com relativa dificuldade, ou seja, no caso de redes como muitos componentes.

O fluxo de potência realiza a análise estática do sistema e a conservação das potências ativa e reativa para cada nó da rede são impostas para se desenvolver as equações básicas do fluxo de potência, onde o somatório das potências que fluem pelos ramos da rede deve ser igual a potência total líquida injetada no sistema e suas perdas, realizando-se o balanço das potências.

A definição dos parâmetros físicos componentes da modelagem estática do SEP é realizada em uma primeira etapa, sendo eles: linhas de transmissão, transformadores, geradores e cargas.

Um carga pode ser representada de diferentes maneiras, dependendo do tipo de estudo que se pretende realizar, os modelos utilizados para cargas compreendem de: potência constante, corrente constante ou impedância constante.

As equações que modelam a rede elétrica no regime permanente senoidal, são representadas por matrizes a fim de realizar implementação computacional na resolução dos problemas, para obter as equações dos sistema é realizada análise nodal. Pode-se usar modelos por parâmetros de impedância ou de admitância na obtenção das equações nodais do sistema.

O método numérico de Newton Raphson adota equações não lineares como base para a obtenção do fluxo de potência, tais equações são apresentadas de forma resumida a seguir. Maiores detalhes e exemplos de aplicação podem ser encontrados em [Expósito et al. 2016, Monticelli 1983] :

- Para uma barra PQ. Neste tipo de barra os dados são P_i e Q_i e as incógnitas a serem calculadas são V_i e θ_i Equação 8

$$\Delta P_i = P_i^{esp} - P_i(\underline{V}, \underline{\theta}) = P_i^{esp} - V_i \sum_{k \in \Omega i} G_{ik} \cos\theta_{ik} + B_{ik} \sin\theta_{ik} V_k = 0 \qquad (8)$$

  onde:

  P_i = injeção líquida de potência ativa na barra i;

  V_i = módulo da tensão nodal na barra i;

  G_{ik} = condutância entre as barras i e k;

  θ_{ik} = diferença angular entre os ângulos (θ) das barras i e k

  B_{ik} = susceptância entre as barras i e k;

  V_k = magnitude tensão nodal na barra k

  Ωi = conjunto das barras vizinhas a barra i

  $\underline{V}$ = vetor das magnitudes das tensões nas barras;

  $\underline{\theta}$ = vetor dos ângulos das tensões nas barras.

$$\Delta Q_i = Q_i^{esp} - Q_i(V, \theta) = Q_i^{esp} - V_i \sum_{k \in \Omega i} G_{ik} \sin\theta_{ik} + B_{ik} \cos\theta_{ik} V_k = 0 \qquad (9)$$

  onde:

  Q_i = injeção líquida de potência reativa na barra i

- Para barra PV idem a equação 8. Neste tipo de barra os dados são P_i e V_i e as incógnitas são Q_i e θ_i

- As matrizes a seguir mostram a representação geral de solução do método Newton Raphson:
  $$\begin{bmatrix} \Delta P_{barrasPVePQ} \\ \Delta Q_{barrasPQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\bar{\theta} \\ \Delta\bar{V} \end{bmatrix}$$
  A matriz dada pelos elementos H, N, M e L é a matriz Jacobiana cujo os elementos são submatrizes dadas por: $H = \frac{\delta P}{\delta \theta}$; $N = \frac{\delta P}{\delta V}$; $M = \frac{\delta Q}{\delta \theta}$; $L = \frac{\delta Q}{\delta V}$

O método desacoplado rápido é uma forma simplificada do Newton Raphson, uma vez que realiza desacoplamento $P\theta - QV$, no entanto, tal relação de desacoplamento é verificada em redes de Extra Alta Tensão - EAT (tensão maior que 230kV) e Ultra Alta Tensão- UAT (tensão maior que 750kV) [Monticelli 1983].

O problema inicial é dividido em subproblemas e a grande vantagem do método é no cálculo da matriz Jacobiana, que é mantida constante evitando que a mesma seja invertida ou fatorada várias vezes, permitindo um acréscimo na velocidade computacional com relativa confiabilidade de convergência, maiores detalhes do método podem ser obtidos em [Expósito et al. 2016].

O método completo de cálculo de fluxo de potência requer um tempo computacional mais elevado e muitas vezes sofre com o problema de mal condicionamento de matrizes. A fim de contornar tais problemas, metodologias de simplificação dos cálculos são requeridas, de modo a viabilizar os cálculos de fluxos de potência nos centros de controle, no contexto de operação em tempo real.

Exemplos de métodos aplicados a fim de simplificar os cálculos são o de solução local e o de fronteiras. Tais métodos delimitam o impacto de uma contingência a um limite geográfico, sendo assim a região de análise de contingências é limitada. Os métodos de solução local e o de fronteiras geralmente operam conjuntamente com os métodos completos de fluxo de potência AC. Mais detalhes são descritos nas subseções a seguir.

2.2.3 Métodos de soluções locais

Nesta abordagem considera-se que a ocorrência de uma contingência afeta apenas uma parte limitada do sistema, ou seja, os efeitos de uma falha afeta apenas os componentes próximos ao componente sob contingência.

O objetivo principal de tal método é reduzir o tamanho do sistema analisado e tem como base o conceito de vizinhança topológica e provê uma ampliação interativa das vizinhanças afetadas pela contingência. A análise de contingências por soluções locais é

realizada por um procedimento de relaxação concêntrica e foi proposto primeiramente por [Zaborszky, Whang e Prasad 1980].

A primeira etapa do método consiste em dividir o sistema em duas partes: parte afetada e parte não afetada pela contingência, tal divisão é realizada em camadas. A Figura 4 mostra a divisão por camadas realizada para a aplicação do método.

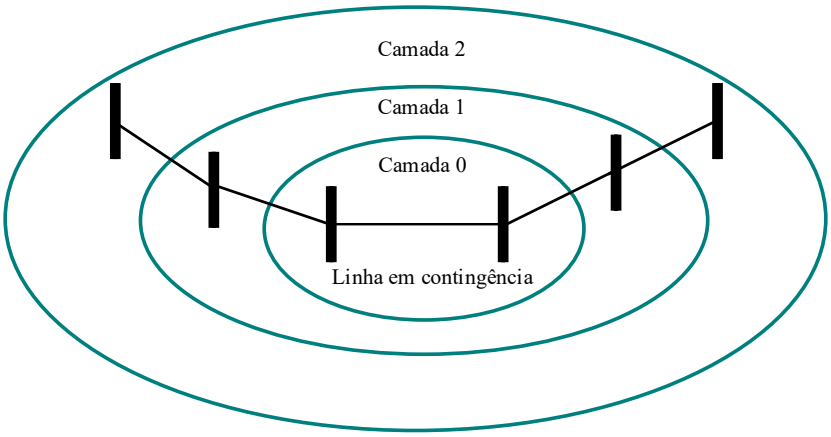


Figura 4 – Camadas método das vizinhanças- adaptada de [Wood e Wollenberg 2012].

A camada zero contém as duas barras que conectam a linha de transmissão sob contingência, as outras barras que são distantes da linhas de transmissão são inseridas na camada um e segue-se a distribuição de barras por camadas de acordo com as distâncias até que toda a rede seja incluída nas camadas. Não há limites para as camadas e são escolhidas camadas arbitrárias para a resolução do fluxo de potência dentro das mesmas. AS barras referência são as localizadas nas camadas mais altas, sendo assim mantêm os ângulos e tensão constantes.

No entanto, as camadas mais distantes que são consideradas muitas vezes não são impactadas pela contingência, a fim de melhorar tal problema o método das fronteiras, que considera avaliação da contingência por vizinhanças é considerado.

2.2.4 Método de fronteiras

Métodos de fronteiras baseiam-se na redução da rede para realizar a análise de contingências, de tal forma que o fluxo de potência seja resolvido apenas nos locais sob maior influência da contingência. O fluxo de potência utilizado para a definição é o linearizado, no entanto o fluxo AC pode ser aplicado também. O método é aplicado realizando a divisão da rede em três subsistemas: imediatamente em tono da linha sob contingência, rede externa que não sofrerá resolução detalhada e o conjunto de barras de fronteira que separam os dois subsistemas mencionados, tais subsistemas são denominados $N1$, $N2$ e $N3$ respectivamente. A Figura 5 mostra as divisões em subsistemas proposta pelo método.

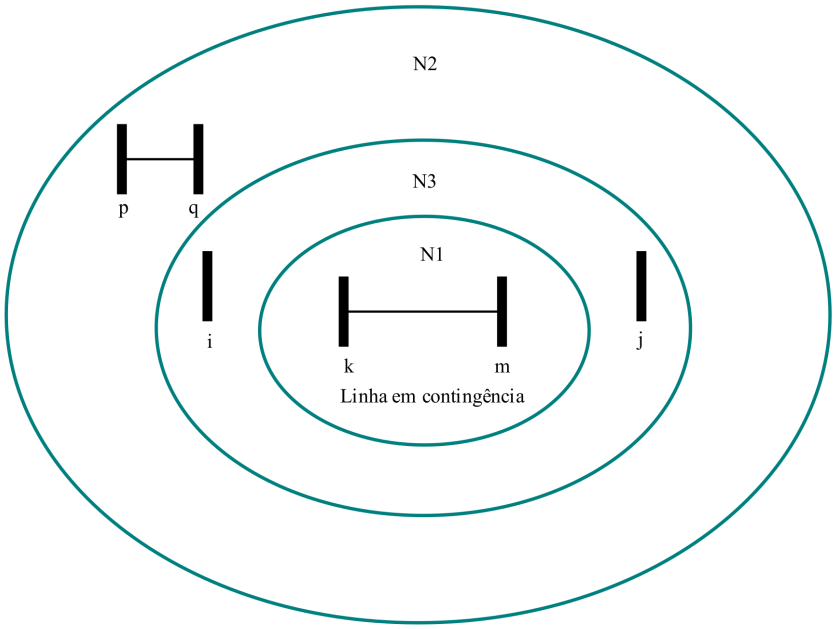


Figura 5 – Camadas método das fronteiras - adaptada [Wood e Wollenberg 2012].

Suposições são inferidas sobre as variações de ângulos de fase das tensões nas linhas de transmissão delimitadas por $N2$, esta é a base do método e dadas as injeções de potência hipotéticas nas barras que conectam a linha sob contingência em $N1$, obtém-se o ângulo de fase máximo para quaisquer pares de barras pertencentes a $N3$.

Considerando a abordagem utilizando fluxo linearizado, tomemos uma LT localizada no subsistema $N2$ e suas extremidades são definidas pelas barras p e q, tem-se que o fluxo de potência nesta linha, antes da contingência, é dado por f_{pq}^{0}, após a ocorrência da contingência, a variação máxima de fluxo na linha pq é dada por Δf_{pq}^{max} que indica o quanto a ocorrência de uma contingência pode afetar o fluxo inicial na LT. Através desta averiguação de variação máxima de fluxo, objetiva-se evitar sobrecarga em quaisquer circuitos pertencentes a $N2$. A variação máxima pode ser obtida de duas formas: (i) em termos da diferença angular entre as barras p e q ou (ii) em termos de variação de fluxo e de ângulo, ambas as relações são descritas a seguir.

$$f_{pq} = \frac{1}{x_{pq}} \tag{10}$$

2.2.4.1 Localização adaptativa

O método considerando uma adaptação do fluxo desacoplado rápido na rede pode ser encontrado na literatura pelo nome de localização adaptativa e tem como referência base [Ejebe, Paliza e Tinney 1992], onde a metodologia para aplicação é descrita.

Tal método visa generalizar o método das soluções locais e das fronteiras, baseado na análise dos desvios entre o fluxo de potência base e o fluxo de potência da rede sob

contingências. Obtém-se a partir dessa verificação de diferenças um conjunto de barras com desvios significativos, chamado de conjunto ativo. Não apresenta restrições topológicas e apenas os conjuntos ativos são analisados nas próximas iterações de cálculo de fluxo e a cada passo verifica-se se houve variação em outros conjuntos de barras a fim de confirmar se as mais afetadas foram selecionadas.

2.2.5 Seleção automática de contingências

O primeiro artigo que propõe uma metodologia para a seleção automática de contingências, a fim de propiciar análise de contingências em tempo real é [Ejebe e Wollenberg 1979], onde é apresentado um algoritmo computacional que permite selecionar as contingências de acordo com o impacto que geram no desempenho do sistema, para tal seleção índices de desempenho *PI*, do inglês *Performance Index* são apresentados. Em resumo, as contingências que apresentam índices de desempenho maiores são as que geram maiores penalidades ao sistema, sendo classificadas como mais críticas. Após essa seleção, as contingências mais críticas são impostas ao sistema e análises de fluxo nas linhas e limites de tensão nas barras são realizados de forma a verificar se houve alteração nos limites de fluxo e/ou tensões.

Tal método baseado em índices de desempenho visa reduzir o tempo computacional do processo de seleção de contingência, que é demorado para redes elétricas muito grandes. Levando em consideração que nem todas as contingências levam de fato a violações de limites de barras e linhas de transmissão, o método propõe selecionar apenas as contingências que levam à violação dos limites operacionais. A proposta de selecionar apenas as contingências mais críticas não é um método exato. No entanto, para tal abordagem algumas situações devem ser evitadas, quais sejam: (i) geração de uma lista com muitas contingências críticas, fato que inviabiliza a abordagem do método; (ii) lista gerada não inclui todos os casos críticos e a ocorrência de uma contingência não selecionada levar a sistema a um estado operacional de emergência.

O índice de desempenho pode ser aplicado tanto para averiguar os fluxos nas linhas quanto as magnitudes de tensão nas barras. O *PI* aplicado à variação de fluxo nas linhas de transmissão é dado por:

$$PI_{MW} = \sum_{l=1}^{NL} \left(\frac{P_l}{P_l^{max}} \right)^{2n} \tag{11}$$

onde:

P_l = fluxo de potência ativa na linha l;

P_l^{max} = fluxo de potência ativa máximo na linha l;

n = é o expoente especificado, geralmente $n = 1$;

NL = número de linhas de transmissão do sistema;

Para n elevado, tem-se que o PI é pequeno considerando que os fluxos estejam dentro dos limites e PI será grande se houver uma ou mais linhas sobrecarregadas.

As violações das magnitudes de tensão nas barras, as quais dependem do desempenho da potência reativa, tem o índice de desempenho dado por:

$$PI_V = \sum_{i=1}^{NB} \left(\frac{V_i - V_i nom}{V_i max - V_i min} \right) \tag{12}$$

onde:

V_i = tensão da barra i;

$V_i max$ e $V_i min$ = limites máximo e mínimo das tensões

$V_i nom$ = média de $V_i max$ e $V_i min$;

NB = número total de barras do sistema

Considera-se os limites máximo e mínimo de tensão com um margem de $\pm 5\%$ para os limites, ou seja, 1.05 $p.u$ para tensão máxima e 0.95 $p.u$ para tensão mínima. Para a obtenção do PI para cada contingência, simula-se a saída de um LT por vez e calcula-se os fluxos de potência de cada LT e as tensões em cada barra.

Sendo assim, para o cálculo de PI o cálculo de fluxo de potência é requerido e deve ser o fluxo AC, uma vez que há a necessidade de cálculo de PI para as tensões. Simplificações a fim de evitar o cálculo utilizando o fluxo AC completo são o uso do método desacoplado rápido, também chamado de método $1P1Q$ e que fornece repostas razoáveis depois da primeira iteração. Outros métodos utilizados a fim de obter resposta rápida e aproximada das grandezas elétricas na situação de pós-contingências são os métodos de soluções locais e métodos de fronteiras.

Após o cálculo do PI para cada caso de contingência, os casos são ordenados em ordem decrescente, ficando no topo da lista os casos candidatos a serem escolhidos para fazer parte da lista selecionada. Uma vez ordenados os casos, estes devem ser analisados nesta ordem com mais detalhes pelo programa de análise de contingências, até que um critério de parada seja alcançado. O critério de parada pode ser implementado de duas maneiras:

1. Executar os N primeiros casos da lista ordenada, o que garante que o programa sempre vai executar um número reduzido de casos, afim de não se estender o tempo de execução do mesmo. Este critério, no entanto, pode deixar de analisar casos que geram violações operativas e, portanto, não alarmando o operador para um estado de operação inseguro.

2. Analisar os casos de contingências da lista ordenada até que uma quantidade pré-

determinada de casos não resultando em alarmes de violações operativas seja alcançada. Uma vantagem desse critério é a diminuição das chances de não se analisar um caso que geraria um estado de emergência. Outra vantagem está no fato de estar menos suscetível aos erros vindos da fase de ordenação da lista de casos.

2.3 Método de análise considerando algoritmos evolutivos

Técnicas de otimização envolvendo inteligência computacional têm sido cada vez mais divulgadas e estudadas na literatura. Dentre tais técnicas pode-se citar os algoritmos evolutivos. Dentre os algoritmos evolutivos o mais conhecido e utilizado é o Algoritmo Genético, como exemplo de trabalhos aplicando tais algoritmos ao SEP pode-se citar [Ramirez-Rosado e Bernal-Agustin 1998], onde o Algoritmo Genético é aplicado à criação de redes de distribuição de grande porte.

Na área de melhorias da análise de segurança do SEP, pode-se citar trabalhos tais como [Devaraj e Yegnanarayana 2005], que propõe um algoritmo Genético baseado em fluxo de potência ótimo a fim de melhorar a segurança da rede. Uma visão geral sobre a aplicação ao SEP de algoritmos evolutivos pode ser encontrada em [Miranda, Srinivasan e Proenca 1998]. Dentre os algoritmos evolutivos uma breve descrição sobre algoritmo de Evolução Diferencial é realizada na subseção a seguir.

Em [Varadarajan e Swarup 2008] mostra o algoritmo de Evolução Diferencial aplicado ao despacho ótimo de potência reativa e controle de tensão em estudos de operação de sistemas de potência.

2.3.1 Algoritmo de Evolução Diferencial

A principal proposta do algoritmo de Evolução Diferencial (ED) é encontrar soluções aproximadas para resolução de problemas onde as soluções exatas são difíceis ou impossíveis de se obter. O algoritmo de Evolução Diferencial faz parte dos algoritmos de evolução, tais como algoritmos genéticos, estratégias evolucionárias e programação evolucionária. Considerando todos os algoritmos de evolução, tem-se que o ED foi proposto em [Storn e Price 1997] com a intenção de resolver o tempo elevado para obtenção dos resultados. Como exemplo de como o tempo de cálculo é reduzido através do emprego do ED, pode-se citar o trabalho [Karaboğa e Ökdem 2004], onde a velocidade de convergência entre ED e algoritmos genéticos é mostrada.

Considerando as informações supracitadas, o presente trabalho propõe a utilização do ED aplicado ao processo de análise de múltiplas contingências em linhas de transmissão, uma vez que executar tais simulações em redes elétricas grandes e/ou extra grandes é algo computacionalmente extremamente custoso e por vezes inviável. A sequência clássica de execução do ED é apresentada na Figura 6 e é baseada em [Storn e Price 1997].

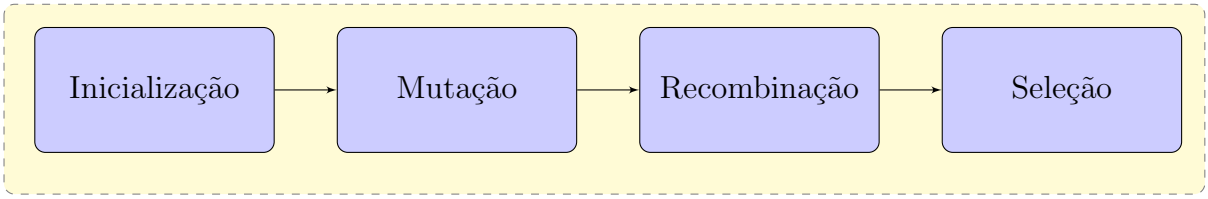


Figura 6 – Sequência direta de execução do algoritmo de Evolução Diferencial - ED.

O primeiro passo do algoritmo ED é o processo de inicialização, onde amostras aleatórias são geradas, abrangendo o domínio da pesquisa. As amostras são geradas baseadas em uma distribuição de probabilidade uniforme, garantindo a cobertura de todo o domínio.

A segunda etapa do algoritmo ED é o processo de mutação, onde novas amostras são geradas baseadas na combinação de duas amostras aleatórias da população. De maneira mais específica, tem-se que a nova amostra é gerada por uma soma ponderada de duas amostras aleatórias para outra amostra, chamada de amostra alvo. As amostras obtidas por processo de mutação são chamadas de amostras experimentais ou teste.

O processo de recombinação caracteriza a terceira etapa do algoritmo ED, tal que para cada alvo e cada par da amostra experimental, um novo vetor de amostra experimental é construído, levando em consideração uma taxa de recombinação pré-definida , que também é denominada taxa de *crossover*. Um número aleatório é gerado e comparado com a taxa de recombinação. Dependendo do resultado da comparação a amostra experimental sofrerá mutação ou a amostra alvo original será mantida.

Na quarta e última etapa o processo de seleção é realizado, tal que para o vetor da amostra experimental da função custo é avaliada e os resultados são comparados com o custo de geração previa no vetor alvo. Uma nova geração é selecionada se o custo da nova amostra experimental for melhor que custo prévio da amostra alvo.

Considerando a aplicação do algoritmo ED no presente trabalho, tem-se que uma amostra é definida por um conjunto de k arestas, provenientes do grafo que modela a rede elétrica, tais que as mesmas serão removidas a fim de prover a análise de contingências múltiplas.

O algoritmo foi desenvolvido em ambiente Julia, por ser um ambiente de programação aberto, sendo assim de fácil acesso a qualquer pesquisador.

2.4 Conclusões

Neste capítulo as definições clássicas sobre análise de segurança do sistema elétrico de potência são apresentadas e discutidas, bem como sua importância na análise de redes nos centros de gerenciamento de energia elétrica. A análise de contingências é descrita e os

principais métodos tradicionais aplicados a simulação de interrupções na rede elétrica são apresentados.

Considerando condições extremas de operação do sistema de potência a análise de contingências tradicional necessita de melhorias a fim de acompanhar o aumento de complexidade do SEP com o advento das *Smart Grids*, uma vez que a parte relacionada a análise de contingências envolve a simulação de cada contingência, considerando o modelo base do sistema e é possível verificar algumas dificuldades envolvidas nesta análise, quais sejam, a dificuldade em desenvolver o modelo apropriado do SEP, seguido da escolha de quais contingências devem ser consideradas e por fim a dificuldade em calcular o fluxo de potência e as tensões nos barramentos, sendo este último o processo de maior custo computacional para o *EMS*.

Sendo assim, buscar novas formas de realizar o processo de análise de segurança e identificação de vulnerabilidades, integradas aos métodos tradicionais é essencial para garantir a interoperabilidade das *Smart Grids*.

3 Fundamentos básicos de teoria de grafos e redes complexas

3.1 Introdução

Os estudos da teoria de grafos, conhecido também como teoria de redes, tiveram seu marco com a resolução do famoso problema das pontes de Königsberg, no ano de 1736 pelo matemático suíço Leonard Euler. Detalhes deste problema e a solução proposta podem ser encontrados em [Estrada 2012, Barabási e Pósfai 2016]. Desde então os campos de pesquisa e aplicações da teoria de grafos ganharam ramificações interdisciplinares e devido a sua flexibilidade fazem com que tal teoria seja interessante para a resolução de diversos problemas de ordem prática.

Sob a ótica da teoria de grafos, objetos e suas relações podem ser representados de maneira simples. No entanto, as análises funcionais dos resultados fornecidos dependem exclusivamente do campo de aplicação escolhido. Considerando os últimos 20 anos de pesquisa, pode-se perceber que houve um aumento expressivo em pesquisas que envolvem a ciência de redes [Barabási e Pósfai 2016].

Uma vez que os sistemas do mundo real e suas interconexões têm se tornado cada vez mais complexos, percebe-se a necessidade de utilização de novas ferramentas que permitam descrever o comportamento geral da rede. Como exemplo de sistemas do mundo real que crescem de maneira vertiginosa tem-se as redes de computadores, redes sociais, redes elétricas, entre outros.

O enfoque do presente trabalho consiste em estudos de grafos e ciência de redes complexas aplicados às redes elétricas. A teoria de redes complexas busca explicar grafos com características não triviais, como será descrito nesta seção. A integração entre Sistema Elétrico de Potência e teoria de grafos aplicada as redes complexas é conveniente uma vez que a rede elétrica é um dos sistemas mais complexos desenvolvidos pelo homem [Pagani e Aiello 2013].

Os fundamentos da teoria de grafos e redes complexas utilizados no desenvolvimento do presente trabalho são apresentados neste capítulo, bem como uma introdução sobre como representar um sistema elétrico por um grafo. As definições das medidas de centralidade e os conceitos necessários para a compreensão das formulações matemáticas são aqui descritos. Tais métricas de centralidade são utilizadas, no presente trabalho, para classificar a importância de linhas de transmissão e barras sob ocorrência de contingências em linhas de transmissão.

3.2 Definição de grafo

Um grafo G pode ser definido formalmente por um par de conjuntos (V, E), tal que V é um conjunto finito não vazio de elementos denominados nós ou vértices, e E é um conjunto finito de elementos denominados arestas, onde uma aresta é uma conexão que expressa a relação entre um par de vértices. O conjunto de n vértices pode ser representado por $V(G) = \{v_1, v_2, v_3, ..., v_n\}$ e o conjunto de m arestas pode ser representado por $E(G) = \{e_1, e_2, e_3, ..., e_m\}$. A Figura 7 mostra um grafo simples com $n = 5$ nós e $m = 6$ arestas. Um grafo é simples quando ele não possui laços (arestas ligando um nó a ele mesmo), arestas múltiplas e arestas orientadas. Por arestas orientadas entende-se arestas formadas por pares ordenados de vértices, que indicam o vértice origem e o vértice destino.

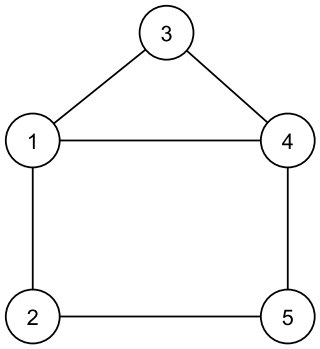


Figura 7 – Um grafo simples de ordem 5.

O grau de um nó v, denotado por grau(v), é o número de arestas que nele incidem. Os valores mínimo e máximo de grau assumidos pelos nós de G são representados, respectivamente, por $\delta(G)$ e $\Delta(G)$. Dois nós u e v ligados por uma aresta uv são chamados nós adjacentes. Arestas que incidem em um mesmo nó são arestas adjacentes. Um grafo regular é aquele para o qual todos os vértices possuem o mesmo grau.

Alguns conceitos importantes a fim de prover análises em grafos são: caminho em grafos, percurso, geodésica, ciclos, distância, diâmetro e conexidade. Cada um desses conceitos é descrito de forma geral a seguir e podem ser encontrados de forma mais detalhada em [Aldous e Wilson 2003]:

- **percurso**: seja um percurso de tamanho k em um grafo, tal que a sucessão de k arestas é da forma $e_1e_2, e_2e_4, e_4e_5..., e_3e_6$. O percurso mostrado é denotado por $e_1e_2e_4e_5...e_3e_6$, sendo referido como percurso entre e_1 e e_6. Para percorrer um percurso, pode ou não haver repetição de arestas e nós.
- **caminho**: é uma cadeia/percurso sem repetição de nós e/ou arestas.
- **geodésica (ou caminho geodésico)**: é o menor caminho que conecta dois vértices.

- **ciclo**: dado por um caminho que começa e termina no mesmo nó.
- **distância**: número de arestas do menor caminho que liga dois nós.
- **diâmetro**: é a maior das distâncias existentes em um grafo.
- **conexidade**: um grafo é conexo se cada par de nós é ligado por uma aresta, ou seja, se houver um caminho interligando quaisquer pares de nós, tem-se que o grafo é conexo. Caso contrário o grafo é desconexo.
- **corte de arestas**: dado um grafo G conexo, tem-se que um conjunto de arestas que ao serem removidas tornam G desconexo é um corte de arestas.

3.2.1 Representação por matrizes

Muitas vezes, a fim de representar as estruturas de grafos matrizes são utilizadas. Dentre as matrizes que expressam relações de conexão entre nós e arestas tem-se a matriz adjacência do grafo G, representada por $A(G)$. A matriz adjacência é uma matriz quadrada de ordem n. Para grafos não direcionados é também uma matriz simétrica. A matriz adjacência indica os nós diretamente conectados uns aos outros, tal que se um nó j é conectado a um nó l, tem-se que $A_{j,l} = A_{l,j} = 1$, caso contrário $A_{j,l} = A_{l,j} = 0$. Por exemplo, pode-se considerar o grafo simples, com pesos unitários nas arestas dado pela Figura 8. A respectiva matriz adjacência é dada a seguir.

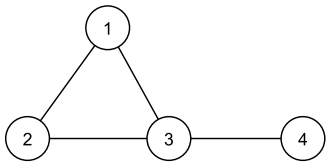


Figura 8 – Um grafo simples de ordem 4.

A matriz adjacência de G da Figura 8 é dada por:

$$A(G) = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix}$$

É possível verificar que a soma de cada linha de $A(G)$ de um grafo representa o grau do vértice. Por exemplo, o nó 1 do grafo possui grau 2, somando-se a linha 1 de $A(G)$ ter-se-a o valor 2.

A matriz diagonal $D(G)$ do grafo fornece em sua diagonal os graus dos nós, para o grafo da Figura 8 $D(G)$ é dada por:

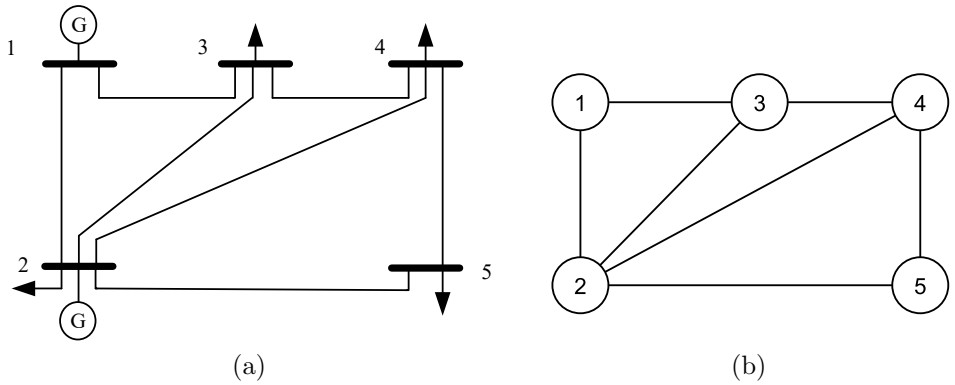
$$A(G) = \begin{bmatrix} 2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 3 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Por fim, tem-se que a matriz Laplaciana é uma matriz simétrica definida por :

$$L(G) = D(G) - A(G). \tag{13}$$

3.2.2 Modelagem de redes elétrica por grafo simples

De modo informal, pode-se dizer que os vértices são pontos e as arestas são linhas que conectam dois pontos. Relacionando os termos da teoria de grafos ao SEP, pode-se dizer que o conjunto de nós $V(G)$ representa o conjunto de barras e as linhas de transmissão e transformadores que conectam as barras são representadas pelo conjunto de arestas $E(G)$. A Figura 9 mostra um exemplo simples representando um SEP modelado como um grafo simples, considerando o modelo barra-ramo para a rede elétrica.



(a) (b)

Figura 9 – Sistema IEEE 5 barras (a) modelo barra-ramo (b) modelo de grafo correspondente.

Neste modelo de grafo dado pela Figura 9b os geradores e cargas não são representados, apenas as barras e linhas de transmissão e este é o modelo adotado nas análises realizadas no presente trabalho.

Pode-se observar também que o modelo adotado é de um grafo não direcionado. O modelo de grafo não direcionado foi adotado a fim de representar os fluxos de potência ativa e reativa em sistemas de transmissão, que são orientados pela demanda, ou seja, podem fluir em quaisquer direções nas linhas de transmissão. A não ponderação da linhas de transmissão visa avaliar apenas o comportamento estrutural das redes sob falhas, sendo assim todas as arestas nas redes modeladas por grafos e estudadas na presente pesquisa têm peso 1.

3.3 Medidas de centralidade

Uma medida de centralidade da rede, aplicada ao SEP, é uma função que associa um valor numérico a cada barramento ou linha de transmissão do grafo G que representa o SEP, com o objetivo de classificar esses elementos do mais central para o menos central, segundo critérios particulares de cada aplicação. Dentre as medidas de centralidade de redes mais utilizadas, cita-se aquelas que são utilizadas neste trabalho: centralidade de *betweenness*, centralidade de *closeness* e centralidade de *current flow betwenness*. As formulações matemáticas de tais medidas são descritas nesta seção.

3.3.1 Centralidade de *betweenness* de vértice

Dentre as métricas mais utilizadas pode-se citar a centralidade de *betweenness*, denotada por C_B que é baseada na frequência com que um nó se encontra nos menores caminhos (ou geodésicas) entre pares de nós de toda a rede. Essa medida foi proposta em [Freeman 1977] e pode ser calculada para um nó j seguindo os passos a seguir:

1. Encontrar os menores caminhos interligando cada par de nós da rede.
2. Encontrar a fração de menores caminhos contendo o nó j para cada par de nós.
3. Somar essa fração sobre todos os pares.

A forma clássica da métrica foi apresentada por Freeman em [Freeman 1977], e tem como equação básica:

$$C_B(j) = \sum_{s=1}^{n} \sum_{t=1}^{n} \frac{\sigma_{st}(j)}{\sigma_{st}}, s \neq t \neq j \in V \tag{14}$$

onde

σ_{st} é o número de menores caminhos de s para t;

$\sigma_{st}(j)$ é o número de menores caminhos de s a t que passam pelo nó j.

Portanto, os valores de centralidade de *betweenness* indicam a importância relativa de um determinado nó para o fluxo entre todos os nós de um grafo, considerando os menores caminhos. Considerando a Figura 9b, tem-se que a centralidade de *betweenness*, por exemplo, do nó 2 é devida ao somatório de todos os menores percursos que ligam o nó 2 aos demais, logo:

$$C_B(2) = \frac{\sigma_{1,3}(2)}{\sigma_{1,3}} + \frac{\sigma_{1,4}(2)}{\sigma_{1,4}} + \frac{\sigma_{1,5}(2)}{\sigma_{1,5}} + \frac{\sigma_{3,4}(2)}{\sigma_{3,4}} + \frac{\sigma_{3,5}(2)}{\sigma_{3,5}} + \frac{\sigma_{4,5}(2)}{\sigma_{4,5}} = \frac{0}{1} + \frac{1}{2} + \frac{1}{1} + \frac{0}{1} + \frac{1}{2} + \frac{0}{1} = 2 \tag{15}$$

3.3.2 Centralidade de *closeness*

A centralidade de *closeness*, denotada por C_C, é uma medida de centralidade que determina a importância do nó $j \in V(G)$ através do inverso da soma das distâncias entre o nó j e todos os outros nós em $V(G)$. Matematicamente essa medida proposta em [Freeman 1978] é expressa como:

$$C_C(j) = \frac{1}{\sum_{t \in V \setminus j} d(j,t)}, \tag{16}$$

onde $d(j,t)$ é o comprimento do menor caminho entre j e t. Portanto, por essa definição de centralidade de *closeness* tem-se que um nó com uma geodésica média relativa menor para todos os outros nós terá um valor de centralidade de *closeness* maior. Para a Figura 9b tem-se que a centralidade de *closeness* do nó 2 é $C_C(2) = \frac{1}{1+1+1+1} = 0,250$.

3.3.3 Centralidade de *current flow betwenness* de vértice

3.3.3.1 Formulação Newman

A centralidade de *current flow betweenness* será denotada por C_{CFB} e foi proposta em [Newman 2005]. Apesar do nome, tal métrica de centralidade não faz uso da corrente elétrica tradicional de circuitos elétricos, apenas é uma medida inspirada no fluxo de corrente unitária por um circuito, sendo assim a C_{CFB} caracteriza de forma aproximada o comportamento de um circuito elétrico.

Na prática, a ideia é contar a frequência com que um nó é atravessado por um caminho entre dois outros nós. A C_{CFB} é uma métrica que verifica não somente os caminhos geodésicos tal como a centralidade de *betweenness*, mas todos os caminhos da rede são considerados.

A formulação matemática da C_{CFB} é apresentada nesta subseção de forma resumida, maiores detalhes podem ser encontrados em [Newman 2005]. Considerando uma rede conexa, não direcionada, a corrente que flui por uma barra j, dada por $C_{CFB}(j)$, considera um circuito elétrico modelado por um grafo G, onde as linhas são ponderadas por resistores com resistência unitária. Tomando como nó fonte s o ponto pelo qual a corrente entra na rede e nó sumidouro t ponto de saída da corrente elétrica.

Seja $v_{s,t}(j)$ o potencial no nó j, um valor medido considerando uma referência conveniente, para entradas e saídas s e t. A lei de Kirchhoff das correntes aplicada ao nó j será:

$$\sum_l A(j,l)(v_{s,t}(j) - v_{s,t}(l)) = u_{s,t}(j), \tag{17}$$

onde:

$u_{s,t}(j)$: corrente no nó j ($u = 1$ para $j = s$; $u = -1$ para $j = t$ e $u = 0$ caso contrário);

$A(j, l)$: é um elemento de $A(G)$, que é a matriz adjacência de G, ponderada pela condutância $1/R$.

$v_{s,t}(j) - v_{s,t}(l)$: diferença de potencial dos nós envolvidos.

A Equação (17) pode ser escrita em forma matricial como:

$$L.v_{s,t} = u_{s,t}, \tag{18}$$

onde:

L : matriz Laplaciana de G.

Como $Det(L) = 0$, L é não inversível, a fim de tornar factível o cálculo em [Newman 2005] é proposto que em uma etapa inicial sejam removidas j^{esima} linha e coluna da matriz $L(G)$. Por praticidade a barra correspondente à remoção é considerada o ponto de referência da rede.

Após a remoção da j^{esima} linha e coluna da matriz L, tem-se a matriz L'. Adiciona-se a L' uma linha e uma coluna de zeros na mesma posição da linha e coluna inicialmente removidas, a fim de não alterar a solução do problema. A matriz resultante do processo de remoção da linha e coluna e posterior inserção de linha e coluna de zeros é denominada T. Considerando as definições $j = s$, $j = t$ e $j \neq s, t$, tem-se que a tensão no nó j em termos de T é:

$$v_{s,t}(j) = T_{j,s} - T_{j,t}. \tag{19}$$

Tem-se que a injeção de corrente em uma barra, considerando todas as barras adjacentes a ela é dada por:

$$I_{s,t}(j) = \frac{1}{2} \sum_{j} A(j, l)|v_{s,t}(j) - v_{s,t}(l)|. \tag{20}$$

Rearranjando:

$$I_{s,t}(j) = \frac{1}{2} \sum_{j} A(j, l)|T_{j,s} - T_{j,t} - T_{l,s} + T_{l,t}|, \tag{21}$$

considerando $I_{s,t}(s) = 1$ e $I_{s,t}(t) = 1$.

Sendo assim, a medida de centralidade *CFB* para uma barra j é dada pela média dos fluxos de corrente entre todos os pares fonte-sumidouro da rede. A *CFB* é baseada em

aproximações da LKC e LKT, onde condutância unitária é utilizada para realização de todos os cálculos.

$$C_{CFB}(j) = \frac{\sum_{s,t} I_{s,t}(j)}{n(n-1)} = \frac{2\sum_{s<t} I_{s,t}(j)}{n(n-1)}. \tag{22}$$

A C_{CFB} mostra a máxima corrente injetada em um nó, onde todos os caminhos do circuito elétrico são verificados, a fim de se obter a influência da injeção de corrente em toda a rede, considerando cada nó. Considerando a Figura 9b, vem que a *current flow betweenness centrality* para o nó 2 é $C_{CFB}(2) = \frac{2(1+0{,}267+0{,}133+0{,}267+1+1+1+0{,}2+0{,}333+0{,}2)}{5(5-1)} = 0,54$.

3.3.3.2 Formulação Brandes

Nesta seção uma reformulação matemática da medida de centralidade de *current flow betweenness* é apresentada e a mesma foi descrita em [Brandes e Fleischer 2005]. Essa reformulação foi realizada a fim de reduzir a complexidade computacional para o cálculo da medida de centralidade de *current flow betweenness*, tornando-a mais atraente para aplicações em redes complexas.

Tem-se que a corrente injetada em um nó j será denotada por $C_{CFB}(j)$, considerando o nó fonte de entrada para a corrente elétrica no circuíto como $s \in V$ e o nó sumidouro da corrente como $t \in V \setminus s$, tem-se a definição do vetor $b : V \to \mathbb{R}$, que é denotado por vetor alimentação. Por simplicidade as corrente são unitárias, logo b é definido por:

$$b_{st}(v) = \begin{cases} 1, & v = s \\ -1, & v = t \\ 0, & c.c. \end{cases} \tag{23}$$

A seguir é necessário considerar a direção do fluxo de corrente, sendo assim cada aresta possui uma orientação arbitrária. O conjunto de arestas orientadas é denotado por $\vec{E}$ e as arestas são denotadas por pares orientados (v, w), onde $v, w \in V$, ou simplesmente por $\vec{e}$. De posse desse conjunto defini-se o vetor de correntes $x : \vec{E} \to \mathbb{R}$, o qual satisfaz ambas as relações:

$$\sum_{(v,w)\in\vec{E}} x(v,w) - \sum_{(u,v)\in\vec{E}} x(u,v) = b(v), \tag{24}$$

válida para todos os $v \in V$ e representa de forma aproximada a lei de Kirchhoff das correntes (LKC) e

$$\sum_{i=1}^{k} x(\vec{e_i}) = 0, \tag{25}$$

que vale para todo ciclo não orientado $e_1, \ldots, e_k$ em G e representa de forma aproximada a lei de Kirchhoff das tensões (LKT).

Uma interpretação conveniente é que o valor de $x(\vec{e}) > 0$ indica os fluxos de corrente na direção dada pela aresta e, enquanto $x(\vec{e}) < 0$ indica o oposto.

Conjuntamente a definição de corrente, o vetor das tensões também é definido como $\hat{p} : \vec{E} \to \mathbb{R}$ com $\hat{p} = x$, onde apenas arestas unitariamente ponderadas são consideradas, tal como na proposta apresentada por Newman.

Outra definição é a do vetor de potenciais absoluto como $p : V \to \mathbb{R}$ com $\hat{p}(v, w) = p(v) - p(w)$. Note que o vetor dos potenciais absolutos não é único, mas é possível escolher apenas um por atribuição de potencial do vértice v_1 como p_1. Usa-se a notação $x_{st}, \hat{p}_{st}$ e p_{st} para indicar que os vetores foram obtidos com alimentação st.

A fim de calcular os potenciais absolutos, usa-se a matriz Laplaciana do grafo. Pode-se observar que a matriz Laplaciana é uma aplicação da LKC para cada nó do grafo. Os potenciais absolutos podem ser calculados de um grafo, dada uma alimentação b e a matriz Laplaciana L como solução para:

$$Lp = b \tag{26}$$

No entanto,pode-se verificar facilmente que L é uma matriz singular, sendo assim, possui múltiplas soluções que diferem pela adição de constantes, como seria de esperar, dada a definição de potenciais absolutos. Para escolha de uma solução particular, força-se o potencial v_1 para $p(v_1) = 0$. Isso é realizado pela remoção da primeira linha e da primeira coluna da matriz L, obtendo-se a matriz $\tilde{L}$ e um sistema restrito:

$$\tilde{L}\tilde{p} = \tilde{b} \tag{27}$$

Os vetores $\tilde{p}$ e $\tilde{b}$ são obtidos a partir de p e b, omitindo-se as entradas v_1. Para resolver o sistema é necessário calcular a inversa $\tilde{L}^{-1}$ de $\tilde{L}$ e construir a matriz C com $\tilde{L}^{-1}$ como um bloco da sub-matriz, preenchendo a primeira linha e a primeira coluna por zeros:

$$C := \begin{pmatrix} 0 & \mathbf{0}^T \\ \mathbf{0} & \tilde{L}^{-1} \end{pmatrix}, \tag{28}$$

onde $\mathbf{0}$ é um vetor de $n-1$ zeros, a solução do sistema é dada por $p = Cb$.

Obtendo-se os potenciais absolutos dado um grafo G e o vetor alimentação b, é simples obter a corrente x. Sendo assim, define-se baseado na LKC a taxa de transferência de um vértice v como:

$$\tau(v) = \frac{1}{2}\left(-|b(v)| + \sum_{e:v\in e} |x(\vec{e})|\right), \tag{29}$$

onde $e : v \in e$ indica que a soma é realizada para cada aresta incidente ao vértice v. Baseada na definição de taxa de transferência, a centralidade de *current flow betweenness* $C_{CFB} : V \to \mathbb{R}$ é definida por:

$$C_{CFB}(v) = \frac{1}{n_B} \sum_{s,t \in V} \tau_{st}(v), \tag{30}$$

onde n_B é uma normalização constante dada por $n_B = (n-1)(n-2)$.

Para melhorar os cálculos, utiliza-se a matriz incidência B, definida como

$$B_{ve} = \begin{cases} 1, & \vec{e} = (v, w), w \in V \\ -1, & \vec{e} = (u, v), u \in V \\ 0, & c.c. \end{cases} \tag{31}$$

para calcular as st correntes $x_{st} = BCb_{st}$. Denota-se o produto da contante BC por F, denominada matriz de fluxo de corrente. Sendo assim, obtém-se a medida de centralidade por:

$$C_{CFB}(v) = \frac{1}{2-n} + \frac{1}{n_B} \sum_{s<t \in V} \sum_{e:v \in e} |F_{es} - F_{et}|, \tag{32}$$

onde $v_s < v_t$ se $s < t$, pois uma ordem de vértice fixa foi assumida.

3.3.4 Centralidade de grau

A centralidade do grau de um nó j indica a quantidade de conexões diretas que o nó possui, sendo uma das medidas de centralidade mais intuitivas. Em [Freeman 1978] é realizada uma revisão sobre as medidas de centralidade mais utilizadas e até então aplicadas em redes sociais. Freeman atribui a Nieminen [Nieminen 1974] a formulação da medida de centralidade de grau. Tal medida é definida como:

$$C_D(j) = \frac{grau(j)}{n-1}, \tag{33}$$

onde a centralidade de grau de um nó j é dada pelo grau do nó dividido pela constante de normalização $n-1$. Tal normalização garante que a centralidade de grau esteja entre $(0, 1)$, o que permite a comparação de centralidade de nó considerando grafos de ordens diferentes.

A centralidade de grau diz que dado um nó j em G, este será mais influente sobre outro nó l, onde $j \neq l \in V(G)$, se j e l são adjacentes, ou seja, se existe uma aresta $(j, l) \in E(G)$. Considerando os valores mínimo e máximo de grau assumidos pelos nós, um nó tem maior capacidade de influência sobre outros nós em G se $grau(j) = \Delta(G)$ e menor influência se $grau(j) = \delta(G)$. Logo, a influência relativa é proporcional ao valor do grau. Considerando ainda a Figura 9b, para o nó 2 tem-se $C_D(2) = \frac{4}{5-1} = 1$

3.4 Teoria de redes complexas aplicada a redes elétricas

A teoria de redes complexas é baseada na teoria de grafos e visa modelar redes do mundo real que exibem estruturas heterogêneas que resultam de diferentes mecanismos de evolução e rede de grande porte, para as quais os número de combinações necessárias para analisá-las de formas tradicionais tona a análise muito custosa e por vezes inviável. Dentre os modelos básicos de redes complexas pode-se citar como os mais conhecidos os modelos de redes aleatórias, redes de mundo pequeno e redes livres de escala.

O estudo de redes complexas tem espectro interdisciplinar uma vez que, pode-se encontrar diversos trabalhos na literatura em diferentes áreas como por exemplo, abordagens para redes sociais, redes de epidemias, redes de transmissão de dados e redes elétricas, onde os modelos apresentados visam descrever o comportamento de cada uma dessas redes e fornecer informações que permitam compreender a dinâmica operacional de tais redes.

O modelo de rede aleatória ou modelo ER foi apresentado no final da década de 1950 por Paul Erdös e Alfred Rényi em [Erdös e Renyi 1959]. Nesse modelo, para um determinado número de nós, tem-se que cada uma das arestas tem probabilidade p de existir. A rede é construída interconectando aleatoriamente os pares de nós, de acordo com p. Assim, a distribuição dos graus dos nós segue uma distribuição de probabilidade binomial. A Figura 10 mostra um exemplo de rede aleatória.

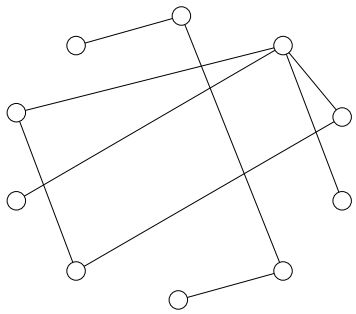


Figura 10 – Uma rede aleatória ER, com probabilidade p=0,2 adaptada de [Barabási, Albert e Jeong 1999].

O modelo de mundo pequeno foi apresentado em [Watts e Strogatz 1998] e representa redes cujas características localizam-se entre redes regulares e redes aleatórias. As redes de mundo pequeno exploram a característica de haver uma alta probabilidade da conexão entre dois nós, ou seja de os nós possuírem um ou mais vizinhos em comum. Para a elaboração do modelo usa-se como origem um grafo regular em anel, onde a maior parte das interconexões é realizada entre vértices próximos, o que caracteriza um mundo pequeno.

As reconexões das arestas criadas ocorrem de acordo com uma probabilidade p. Uma característica interessante é que quanto maior p tem-se que a rede aproxima-se da rede

ER. Logo, quanto maior a aleatoriedade das interconexões mais a rede torna-se aleatória.

Em redes de mundo pequeno, o diâmetro e a distância média dependem logaritmicamente do número de nós, ou seja, tem-se que $diâmetro \sim log(n)/log(j)$ e $distância \sim log(n)/log(j)$ [Barabási e Pósfai 2016].

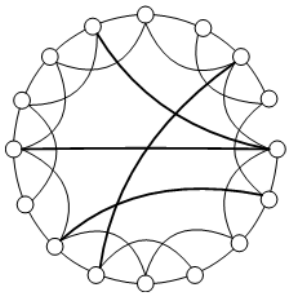


Figura 11 – Uma rede mundo pequeno adaptada de [Watts e Strogatz 1998].

O modelo livre de escala gera redes para as quais a grande maioria dos nós tem um grau pequeno, mas alguns nós (chamados de *hubs*) têm um grau muito grande. As características de tais redes foram descritas em [Barabási e Albert 1999]. Neste modelo, a distribuição de graus dos nós segue uma probabilidade de lei de potência $P(j) \sim je^{-\gamma}$, onde $2 < \gamma < 3$ [Barabási e Pósfai 2016]. A Figura 12 apresenta um exemplo de rede livre de escala, onde os nós coloridos indicam os *hubs* .

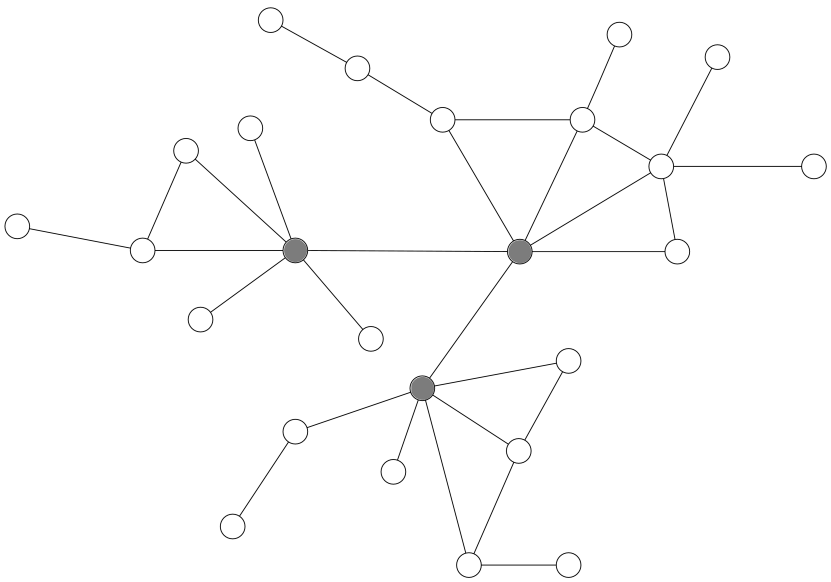


Figura 12 – Uma rede livre de escala.

Dentre os estudos que podem ser realizados a partir de modelos de redes complexas pode ser citado análise de robustez de redes contra falhas e ataques. Em [Albert e Barabási 2002] verifica-se a robustez da topologia de cada rede contra falhas e ataques considerando os modelos de redes aleatórias e livre de escala.

3.5 Conclusão

Neste capítulo algumas definições e características de teoria de grafos são apresentadas. Uma forma de modelagem direta de redes elétricas de acordo com tais conceitos é apresentada e será o modelo adotado para modelar as redes estudadas no presente trabalho. As métricas de centralidade descritas no presente capítulo são subsídios para o desenvolvimento da metodologia proposta.

Uma breve descrição sobre análise de redes considerando a teoria de redes complexas é descrita neste capítulo, uma vez que tal área da ciência é a mais atual no que se refere a aplicação de teoria de grafos voltada a resolução de problemas do mundo real e é um campo de pesquisa que cresce vertiginosamente, tal como a complexidade estrutural e funcional de redes como a rede elétrica, por exemplo.

4 Abordagem proposta para análise topológica de contingências

Este capítulo apresenta as metodologias propostas neste trabalho para análise topológica de contingências simples e múltiplas, metodologias baseadas em medidas de centralidade de grafos. As metodologias aqui descritas consideram apenas as características topológicas da rede elétrica, ou seja, apenas a interconexões entre linhas de transmissão e barras são consideradas. Parâmetros elétricos, tais como admitância, injeção de potência dentre outros não são considerados.

Sendo assim, as abordagens propostas permitem obter informações topologicamente críticas da rede, mesmo quando não há confiabilidade sobre as informações dos parâmetros da rede, tais como dos fluxos de potência nas linhas e injeções de potência nas barras. Para tal, a primeira etapa consiste em avaliar diferentes medidas de centralidade apresentadas na literatura e verificar se as mesmas conseguem acompanhar o comportamento da rede sob falhas, quando da ocorrência de contingência simples em linha de transmissão da rede elétrica.

A seguir, um método baseado na medida de centralidade de *current flow betweenness* é proposto a fim de avaliar a ocorrência de múltiplas contingências na rede elétrica. Por fim, um método associando algoritmo de Evolução Diferencial e *current flow betweenness* é proposto, visando aplicações para análises de múltiplas contingências na rede elétrica.

4.1 Modelagem da rede elétrica como um grafo

O grafo utilizado para representar a topologia do SEP no presente trabalho é não direcionado e não ponderado. No trabalho apresentado em [Coelho et al. 2015] análises no sentido de ponderar arestas dos grafos por fluxo de potência e também por admitância foram iniciadas e demonstraram que a utilização de ponderações altera significativamente os pontos indicados como mais vulneráveis. Testes posteriores ao trabalho aprestado não apresentaram resultados promissores ao serem comprados com os métodos clássicos. Sendo assim, após diversos testes e pesquisas verificou-se que a forma não ponderada propiciou resultados mais condizentes com a literatura clássica.

Um sistema de energia elétrica pode ser modelado como um grafo $G = G(V, E)$, onde $V(G)$ é um conjunto de n elementos chamados vértices ou nós, que em um contexto elétrico representam as barras ou subestações, e $E(G)$ é um conjunto de m elementos chamados de arestas ou linhas, que representam as linhas de transmissão. Uma linha

$e \in E(G)$ conectando os nós j e l em G é denotada como $e = \{j, l\}$. Este trabalho considera apenas grafos não direcionados, ou seja, não importa a direção dos fluxos de potência ativa e reativa. Os grafos também são não ponderados, ou seja, todas as arestas têm peso igual a 1.

Para a abordagem proposta os nós representam as barras ou subestações e não importam os posicionamentos de geradores, compensadores síncronos e cargas, apenas importa a conexão física das barras com suas respectivas linhas de transmissão.

Na abordagem proposta um conjunto de linhas de tamanho k em $E(G)$, denotado como e^k, é chamado de conjunto de linha de corte se $G \setminus e^k$ for desconectado, isto é, se a remoção de e^k de G leva a um grafo desconexo. Duas barras j e l são adjacentes se houver uma linha em $E(G)$ conectando-as. O grau de uma barra j, denotada como $degree(j)$, corresponde ao número de barras adjacentes a j.

Na teoria dos grafos, uma medida de centralidade da rede é uma função com o objetivo de classificar os elementos do mais central para o menos central, de acordo com critérios particulares de cada aplicação. Assim, os componentes críticos de uma rede elétrica podem ser identificados pela classificação dos valores de medida de centralidade dos componentes de rede da rede elétrica.

4.2 Proposta para contingência simples

Com base nos conceitos de medidas de centralidade apresentados no Capítulo 3, esta seção apresenta a metodologia aplicada para análise de contingência simples em sistemas transmissão de energia elétrica sob o critério $N - 1$. A Figura 13 mostra a sequência de implementação da proposta. Os dados de topologia de rede do modelo de estado estacionário fornecem as interconexões entre os componentes do sistema de energia. A saída da topologia de rede é a entrada do método de análise de contingência topológica.

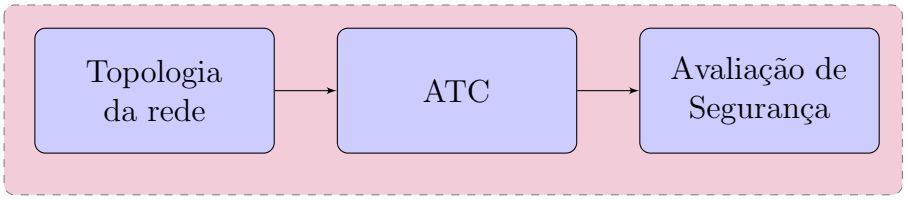


Figura 13 – Sequência de execução da Análise Topológica de Contingência (ATC) proposta.

Todas as contingências simples em linhas de transmissão são identificadas, mas apenas as que levam a formação de ilhas não são examinadas, uma vez que tais contingências são naturalmente de ordem crítica, optou-se por apenas identificá-las e separá-las neste primeiro estágio. A ocorrência de ilhamentos é um problema crítico bem conhecido na

análise de contingência. Para a metodologia proposta de avaliação de contingência simples, o algoritmo de detecção Ilhamento descrito em [Tarjan 1972] é executado, a fim de separar os diferentes tipos de contingências. Objetiva-se como trabalho futuro classificar tais ilhamentos.

As barras são classificadas como críticas de acordo com as medidas de centralidade da teoria dos grafos. Três medidas de centralidade topológica são usadas para avaliação de contingência simples na rede elétrica no presente trabalho, quais sejam: centralidade de *betweenness* denotada por (C_B), centralidade de *closenness* denotada por (C_C) e centralidade de *current flow betweenness* denotada por(C_{CFB}). As medidas de centralidade de *betweenness* e de *closenness* foram escolhidas, uma vez que são amplamente utilizadas na literatura, e a medida de *current flow betweenness* foi escolhida para ser avaliar sua utilização em análise de SEP, uma vez que esta medida de centralidade é baseada no fluxo de corrente elétrica na rede.

O método inicia-se pelo cálculo das medidas: *closenness centrality*, *betweenness centrality* e *current flow betweenness centrality*. O cálculo inicial das medidas é realizado para cada barra j de um dado sistema teste, modelado por um grafo G não direcionado e não ponderado, sem a ocorrência de quaisquer falhas e considerando estado normal de operação da rede. Os valores iniciais servem como caso base para realização das análises comparativas entre os valores sem falhas e com falhas.

As falhas simuladas consistem na remoção uma a uma das linhas de transmissão do sistema, representado por $e \in V(G)$. A cada remoção verifica-se se há ocorrência de ilhamento na rede, caso não haja ilhamentos os novos valores para C_B^e, C_C^e, e C_{CFB}^e são obtidos.

As barras são classificadas como localmente críticas de acordo com a diferença entre a medida de centralidade antes e após a falta, se a diferença for grande, os componentes são classificados como localmente críticos, uma vez que há discrepância entre os valores antes e pós falta. A relação geral que calcula a criticidade local é dada por:

$$\Delta C_i(j,e) = |(C_i^e(j) - C_i(j))/C_i(j)| \tag{34}$$

onde $i = B$, C ou CFB

A classificação global do impacto das faltas no sistema procuram medir o acumulado de faltas tanto para as barras quanto para as linhas de transmissão, identificando os componentes mais afetados pelo ocorrência de falhas em cascata. O cálculo é realizado de maneira simples e é descrito pela equação:

$$\sum \Delta C_i(j,e) \tag{35}$$

Para todas as barras j e linha de transmissão e.

A última etapa do método consiste em classificar as barras críticas e os resultados após essa classificação são enviados para a avaliação de segurança, cujo método deve ser definido pelo operador do sistema. As classificações seguem a seguinte sequência de indicação de criticidade:

1. $\Delta C_i \geq 70\%$: indica as barras mais afetadas por cada falha.
2. $20\% \leq \Delta C_i \leq 70\%$: componentes que sofreram alguma alteração em seu estado, porém acumulam valores entre o crítico e não crítico.
3. $\Delta C_i \leq 20\%$: componentes menos afetados pelas contingências

O método de avaliação e classificação proposto é detalhado pelo Algoritmo 1

Algoritmo 1: Algoritmo do método proposto.

```
Data: Sistema Elétrico G
Result: Conjunto de contingências locais e globais
Inicialização;
Calcula C_B, C_C, e C_CFB ∀ k ∈ V(G);
for e := 1: tamanho(E(G)) do
    S^e ← Remove e de G;
    Ilhamento ← Calcula_Ilhamento(G^e);
    if ∼ Ilhamento then
        Calcula C^e_B, C^e_C, e C^e_CFB ∀ k ∈ V(G^e);
        ΔC(j, e) ← Calcula impactos local e global da contingência
          e ∀ j ∈ V(G^e);
    else
        Reporta_Ilhamento;
    end
    ∑ ΔC(j, e) ← Calcula impactos local e global de todas as contingências;
    Realiza a identificação de barras críticas;
end
```

O tempo de execução para calcular as medidas de centralidade *betwenness* e *closeness* para um grafo esparso não ponderado é $O(nm + n^2 \log n)$, e a *current flow betweenness* pode ser calculada em $O(n^3)$ [Brandes e Fleischer 2005], em que n é o número de barras e m é o número de linhas de transmissão. Pode-se notar que o tempo de execução de cada medida de centralidade é polinomial em n e m.

4.3 Algoritmo para múltiplas contingências

Esta seção descreve a abordagem proposta para a análise de múltiplas contingências em sistemas de transmissão de energia elétrica. Apenas características topológicas dos sistemas são consideradas, uma vez que apenas as características estruturais baseadas em um conjunto de vértices e linhas interconectadas são avaliadas.

Uma lista com todas as interrupções concomitantes possíveis de linhas de transmissão é obtida pela enumeração de todos os conjuntos de linhas de tamanho k, o que é feito por busca exaustiva. Por exemplo, considerando a saída de $k = 2$ linhas de transmissão em uma rede com 15 linhas de transmissão, logo existem $\binom{15}{2} = 105$ conjuntos de duplas interrupções a serem verificados.

Tais contingências são classificadas como as que causam ilhamentos e as que não causam. Análises adicionais são realizadas para interrupções de linhas que não ilham a rede, uma vez que interrupções que levam a ilhamento são naturalmente críticas. Essa etapa é semelhante a apresentada pra contingências simples, no entanto nesta etapa combinações de contingências são avaliadas.

Para reduzir o número de conjuntos de linhas a serem analisadas, as linhas de transmissão paralelas foram consideradas como únicas.

A primeira etapa do método proposto é calcular a centralidade de *current flow betweenness* $C_{CFB}(j)$ de cada barra j, para um dado sistema de potência representado pelo seu grafo G. Estes resultados são calculados sem qualquer contingência.

Em seguida, os efeitos de cada interrupção múltipla em linhas de transmissão são investigados. Para tal, cada conjunto e^k de k linhas de transmissão é removido do sistema. Se isso não levar a ilhamento, os novos valores de C_{CFB} são calculados para cada barra, e esses valores são denotados por $C_{CFB}[G \setminus e^k](j)$. Sendo assim, essas k linhas de transmissão são colocadas de volta no sistema e outras k linhas de transmissão são removidas, até que todos os conjuntos de linhas sejam avaliados.

De acordo com sua criticidade, as barras podem ser classificadas como local ou globalmente críticas, de acordo com os critérios elencados a seguir.

Uma barra j é localmente crítica se a medida de centralidade de *current flow betweenness* apresenta uma mudança significativa antes e depois de remover quaisquer um dos conjuntos de k linhas de transmissão. Essa alteração é calculada como:

$$\Delta C_{CFB}[G \setminus e^k](j) = \left| \frac{C_{CFB}[G \setminus e^k](j) - C_{CFB}(j)}{C_{CFB}(j)} \right|, \tag{36}$$

onde e^k é o conjunto de linhas removidas.

Uma barra j é globalmente crítica se houver uma mudança cumulativa significativa ao considerar todos os e^k. Essa alteração é calculada como $\sum \Delta C_{CFB}[G \setminus e^k](j)$ para todos

os e^k. A fim de simplificar a notação, a partir de agora $\Delta C_{CFB}[G \setminus e^k](j)$ será denotada por $\Delta C_{CFB}(j)$.

As barras têm sua criticidade classificada de acordo com os limiares fixos. Os limiares aqui estabelecidos são os mesmos que os considerados para a metodologia de análise para contingência simples apresentada na Seção 4.2. Tal que, uma barra j é localmente crítica se $\Delta C_{CFB}(j) \geq 70\%$ para pelo menos uma multi-contingência. Barras importantes, mas não críticas, têm $\Delta C_{CFB}(j)$ entre 70% e 20% e barras para as quais $\Delta C_{CFB}(j)$ é menor que 20% não são significativamente impactadas.

A última etapa do método proposto é identificação das linhas de transmissão críticas. As linhas mais críticas são as que levam a formação de ilhas, já que cada uma delas desconecta a rede. Os outros níveis críticos são classificados da seguinte forma.

As próximas linhas mais críticas são aquelas para as quais $\sum \Delta C_{CFB} = \sum \Delta C_{CFB}[G \setminus e^k](j)$, $\forall j, e^k$ é maior que 70%, identificando as linhas mais afetadas por todos os conjuntos de interrupções. Linhas importantes, mas não críticas, têm $\sum \Delta C_{CFB}$ entre 70% e 20%. Finalmente, as linhas para as quais $\sum \Delta C_{CFB}$ são inferiores a 20% não afetam significativamente o sistema.

Esses limites foram arbitrariamente selecionados, outros valores poderiam ser escolhidos. Diferentes limiares podem afetar o número de linhas de transmissão críticas selecionadas. Um limiar próximo a 100% pode não selecionar muitas linhas de transmissão, enquanto um muito baixo pode selecionar muitas linhas de transmissão, aumentando a complexidade da análise.

Após a realização destes cálculos, a última etapa do método é classificar as falhas mais criticas da rede e as barras mais afetadas pelas mesmas. A combinação mais crítica de contingência é aquela que provoca ilhamentos na rede, uma vez que desconecta a rede. Após a identificação das contingências que promovem ilhamentos tem-se que a classificação de criticidade segue a mesma ordem das elencadas na seção anterior. O Algoritmo 2 mostra as etapas envolvidas na análise de $N - k$ contingências, usando *CFB*.

Algoritmo 2: Algoritmo do método exaustivo proposto para múltiplas contingências.

Data: Sistema teste G, k
Result: Barras e linhas de transmissão críticas
Inicialização;
Calcula $C_{CFB}(j)\ \forall\ j \in V(G)$;
for $i := 1{:}\binom{m}{k}$ **do**
  $G \setminus e_i^k \leftarrow$ Remove o conjunto de linhas e_i^k de G;
  $Ilhamento \leftarrow$ Calcula_Ilhamento($G \setminus e_i^k$);
  if $\sim Ilhamento$ **then**
    for $j := 1{:}n$ **do**
      Calcula $C_{CFB}[G \setminus e_i^k](j)$;
      $\Delta C_{CFB}[G \setminus e_i^k](j)] \leftarrow$ Calcula o impacto local de e_i^k;
    end
  else
    Mostra_Ilhamento;
  end
end
$\sum \Delta C_{CFB}(j) \leftarrow$ Calcula o impacto global de e_i^k, $\forall i$;
$\sum \Delta C_{CFB} \leftarrow$ Calcula o impacto de e_i^k, $\forall i,\ j$;
Realiza a identificação das barras e linhas de transmissão críticas;

4.4 Algoritmo otimizado baseado em algoritmo de Evolução Diferencial

Esta seção descreve a abordagem de busca otimizada baseada em algoritmo ED para análise de $N-k$ contingências topológicas em sistemas de transmissão de energia elétrica. A diferença aqui é o tamanho da população a ser avaliada. Enquanto a análise exaustiva aumenta o tempo de computação por um fator de $\binom{m}{k}$ quando comparado a uma única execução do Algoritmo 2, a abordagem ED permite que o usuário decida o tamanho da população e o número de gerações, o que implica diretamente no tempo de cálculo.

A abordagem exaustiva pode não ser viável para grandes redes, mesmo quando avaliadas em *clusters*, com grandes quantidades de RAM e vários processadores. Por outro lado, a abordagem ED pode retornar diferentes resultados em cada execução se a população for muito pequena para o problema a ser resolvido ou apenas um pequeno número de iterações for considerado.

Para avaliar o algoritmo ED, deve-se definir o elemento populacional p e uma

função custo f. Para essa abordagem em particular, um elemento populacional p é um conjunto de arestas removidas, cujo tamanho depende do valor de k. A função de custo $f(p$ é o número de barras que foram classificados como críticas localmente quando as arestas do conjunto p foram removidas, ou seja, os barramentos para os quais $\Delta C_{CFB}(j) \geq 70\%$. Algoritmo 3 resume o método proposto.

Algoritmo 3: Algoritmo aplicando ED.

Data: Sistema teste G, k, N, I, R
Result: Barras e linhas de transmissão críticas
Inicialização;
Calcula $C_{CFB(j)}$ $\forall$ $j \in V(G)$;
Escolha aleatória de N conjuntos de k arestas: população inicial P; **for** $i := 1 : I$ **do**
  Inicializa o conjunto de amostras do teste P' **for** $p \in P$ **do**
    Mutação;
    Gera p' como uma combinação linear de $p_1, p_2 \in P$, escolhido aleatoriamente;
    Adiciona p' para o conjunto de amostras de teste P';
    if $f(p') > f(p)$ **then**
      Adiciona p' para o conjunto de amostras de teste P';
    else
      Adiciona p para o conjunto de amostras de teste P';
    end
  end
  for $(p, p') \in P \times P'$ **do**
    Recombinação;
    Gera um número aleatório $r \in [0, 1]$ com distribuição uniforme;
    if $r < R$ **then**
      Mantem p' no conjunto de amostras de teste P';
    else
      Substitui p' por p no conjunto de amostras de teste P';
    end
  end
  for $(p, p') \in P \times P'$ **do**
    Seleção;
    Calcula $f(p)$ e $f(p')$;
    if $f(p') > f(p)$ **then**
      Substitui p por p' na população P;
    else
      Mantém p como um elemento populacional;
    end
  end
end
Realiza identificação de linhas de transmissão e barras críticas;

As variáveis apresentadas no Algoritmo 3 representam:

N: tamanho da população;

I: número de iterações;

R: taxa de recombinação ($R \in [0, 1]$);

p: elemento populacional (conjunto de arestas removidas (alvo));

p': amostra teste;

f: função custo (linhas e barras críticas);

P: vetor de p;

P': vetor de p';

A identificação das barras e linhas de transmissão críticas é feita de maneira similar à abordagem exaustiva. Os elementos de população que maximizam a função de custo f têm suas linhas identificadas e as linhas mais frequentes entre elas são consideradas as linhas mais críticas. As barras mais críticas são obtidas de forma semelhante, identificando as barras consideradas críticas localmente em cada cálculo da função de custo, para os elementos de população que maximizaram a função de custo.

4.5 Conclusão

As metodologias propostas para o processo de análise de contingências são divididas em avaliação das medidas de centralidade *betweenness, closenness* e *current flow betweenness* para o critério $N - 1$, onde uma contingência de LT é simulada por vez e é possível verificar todas as saídas de LTs com o método proposto.

Para o processo de $N - k$ falhas simultâneas apenas a medida de centralidade de *current flow betweenness* foi considerada, uma vez que representa de maneira intrínseca o comportamento físico de circuitos elétricos, pois é baseada em fluxo de corrente em redes.

Uma metodologia considerando algoritmo de Evolução Diferencial, associado a medida de centralidade de *current flow betweenness* é proposta, a fim de analisar a criticidade quando da ocorrência de $N - k$ falhas simultâneas.

5 Resultados

Este capítulo apresenta os principais resultados obtidos após a aplicação das metodologias para análise de contingências sob o critério de segurança $N-1$ e para a análise mais extensiva e exaustiva considerando $N-k$ contingências simultâneas na rede elétrica. No presente capítulo também são apresentados os resultados iniciais obtidos pela aplicação do método de otimização baseado em algoritmo de evolução diferencial, a fim de propiciar a aplicação da metodologia à múltiplas falhas em tempo real.

Os resultados para as buscas exaustivas e pela aplicação do algoritmo de evolução diferencial foram obtidos considerando-se o seguintes sistemas testes: ITAIPU 11 barras, extraído do artigo [Ejebe e Wollenberg 1979] e os sistemas teste do IEEE 39, 57 e 118 barras extraídos de [Pai 2012, Washington 1993, Centre 2008]. A fim de verificar a aplicabilidade do método baseado no algoritmo de evolução diferencial à redes de grande porte, logo com estrutura topológica mais complexa, o sistema teste *Polish* 2383 barras é utilizado.

As principais características dos sistemas estudados são resumidas na Tabela 1, onde as colunas três e quatro apresentam os números de barras e linhas de transmissão respectivamente.

Tabela 1 – Sistema de transmissão estudados.

identificação da rede	**Sistema teste**	**n**	**m**
1	Itaipu 11 bus	11	15
2	IEEE 39 barras	39	46
3	IEEE 57 barras	57	78
4	IEEE 118 barras	118	179
4	*Polish* 2383	2383	2886

Os diagramas unifilares da modelagem barra-ramo e a sua representação por grafos são apresentadas para todas as redes estudadas nas páginas subsequentes. A Seção 5.1 apresenta os resultados relativos a ocorrência de uma contingência para cada simulação, a Seção 5.3 apresenta os resultados para múltiplas contingências simultâneas.

5.1 Análise de contingências para $N-1$

Nesta Seção são apresentados os resultados das simulações considerando uma falta em linha de transmissão por vez para os sistemas ITAIPU 11 barras e IEEE 39 barras.

5.1.1 Sistema ITAIPU 11 barras

O método proposto inicia-se com a modelagem da rede elétrica de acordo com um grafo não direcionado e não ponderado, onde apenas a barras e LTs são representadas, a LTs paralelas são consideradas como uma única linha no grafo. Os geradores, cargas e transformadores também não são representados nessa modelagem, aqui apenas a topologia básica da rede é estudada.

O grafo que representa a topologia da rede é desenhado seguindo o diagrama unifilar tradicional da modelagem barra-ramo da rede elétrica e os passos para elaboração do grafo constam no capítulo de metodologia. Os resultados para análise de $N-1$ contingências foram obtidos para os sistemas teste ITAIPU 11 barras e IEEE 39 barras. Nesta seção abordaremos os resultados provenientes do sistema ITAIPU 11 barras.

A Figura 14a mostra o diagrama unifilar, com todas barras, linhas de transmissão, geradores, cargas e condensadores síncronos do sistema ITAIPU 11 barras. Considerando o diagrama unifilar tradicional da modelagem barra-ramo, o correspondente modelo de grafo não direcionado e não ponderado da rede é fornecido e pode ser visto na Figura 14b. Os nós correspondentes ás barras são enumerados de acordo com o diagrama unifilar de 1 até 11 e as LTs representadas pelos pares de nós $(1-2)$, $(1-3)$, $(2-3)$, ..., $(10-11)$

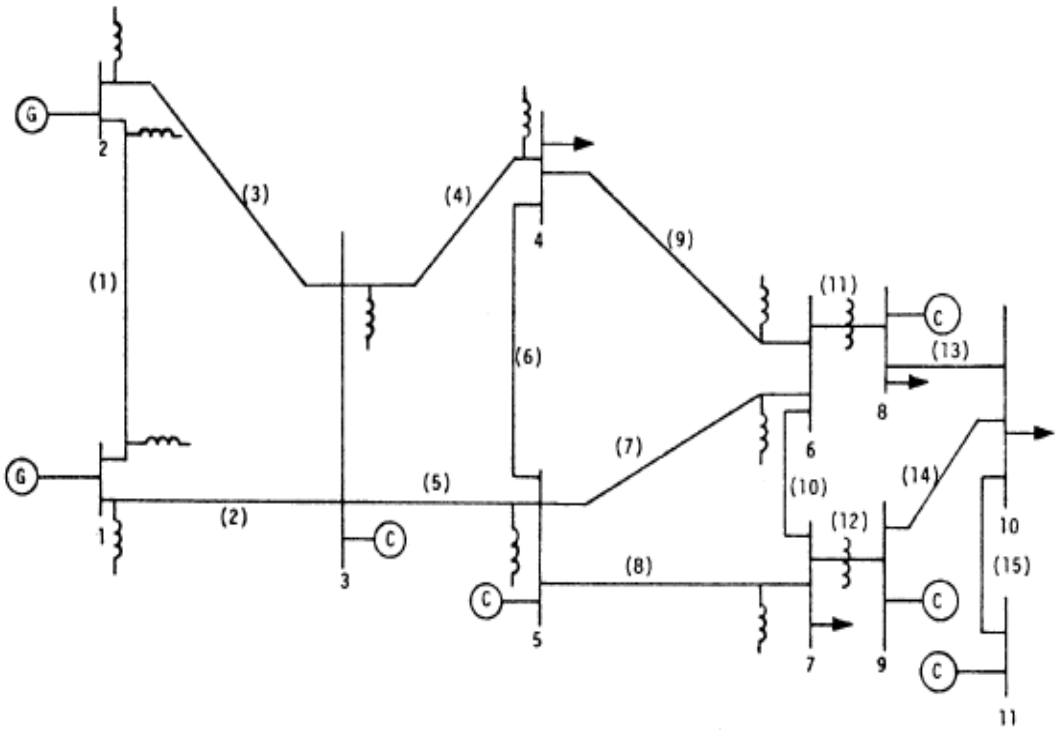
Seguindo o algoritmo apresentado na metodologia, tem-se que após os cálculos das centralidades para a rede sem a ocorrência de contingências e considerando estado normal de operação, obtém-se o caso base do sistema, indicando os valores das centralidades para os casos sem falhas.

De posse do caso base, inicia-se as simulações de contingências nas LTs. A primeira etapa consiste em identificar as interrupções que provocam ilhamentos na rede. Uma análise rápida da Figura 14b indica que a saída da LT $10-11$ isola a barra 11, gerando uma barra isolada, caracterizada como a interrupção mais crítica da rede e que deve ser evitada. Como discutido anteriormente, as interrupções que causam ilhamentos não entram no processo de recalcular as medidas de centralidade no método proposto, tais casos são simplesmente separados como falhas que causam ilhamentos.

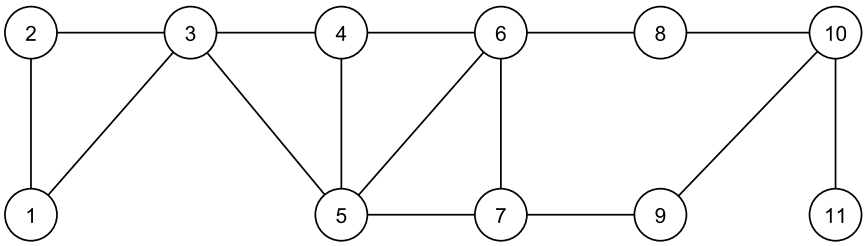
As outras interrupções são realizadas uma de cada vez e para cada ocorrência novos valores das medidas centralidade *betweenness, closeness*, e *current flow betweenness* são calculadas, iniciando-se a identificação dos pontos local e globalmente críticos.

5.1.1.1 Análise do impacto local das contingências

Os impactos locais de cada interrupção em cada barra do sistema podem ser verificados na Figura 15. O tempo total de processamento para executar o método para cada medida de centralidade foi inferior a 1 segundo, utilizando um computador Intel Core $i7-3517U$ CPU @ $2.4GHz$, $6GB$ de RAM, em ambiente de programação Matlab.



(a)

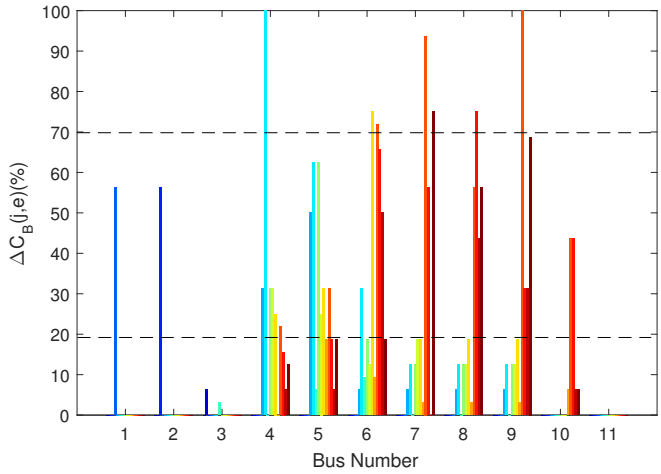


(b)

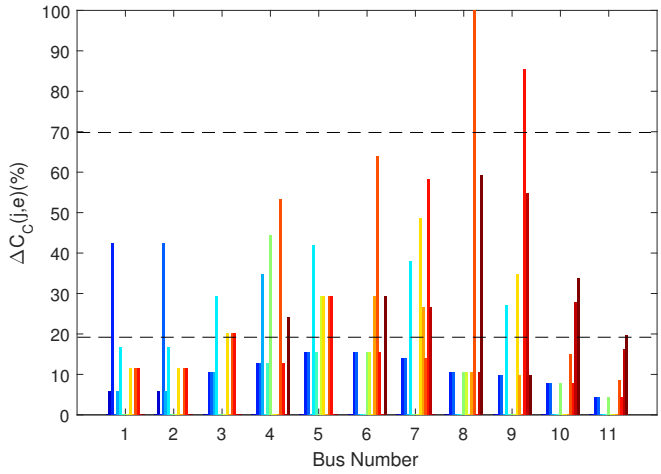
Figura 14 – ITAIPU 11 bus (a) diagrama unifilar da modelagem barra-ramo obtido de [Ejebe e Wollenberg 1979]; (b) o modelo em grafo correspondente.

Para cada medida de centralidade C_i considerada, o impacto local corresponde a ΔC_i, o qual tem seu valor normalizado pela diferença entre a medida para o sistema sob contingência e o valor obtido para o caso base, considerando condições normais de operação. As Figuras 15a, 15b e 15c, mostram respectivamente o impacto de cada contingência nas LTs para cada barra, através dos cálculos considerando as medidas de centralidade *betweenness, closeness e current flow betweenness.*

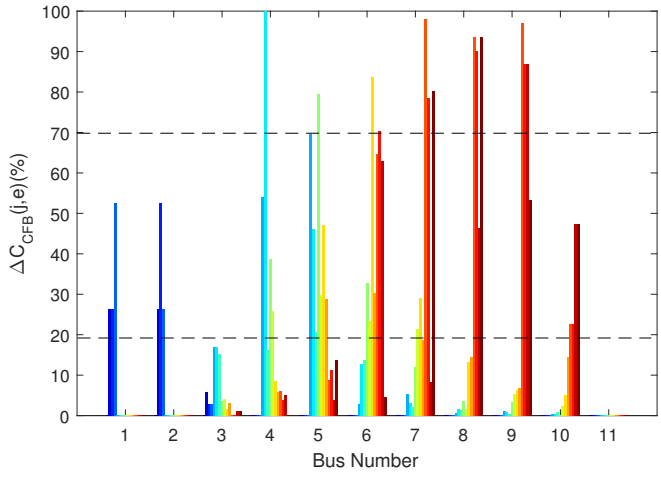
As diferentes cores das barras nas Figuras 15a, 15b e 15c, indicam as diferentes LTs interrompidas. As barras mais suscetíveis as contingências nas LTs são aquelas que contém um grande número de barras de cores diferentes.



(a)



(b)



(c)

Figura 15 – Impacto local de cada contingência de LT em cada barra do sistema ITAIPU 11barras. (a) $\Delta C_B(j,e)$, (b) $\Delta C_C(j,e)$, e (c) $\Delta C_{CFB}(j,e)$. As cores diferentes representam as diferentes LTs interrompidas e como afetam as barras.

A fim de verificar as barras mais afetadas pelas contingências e as menos afetadas, limites inferior e superior para ΔC_i foram estabelecidos, para tal as barras mais afetadas pelas faltas, ou seja, as mais críticas ou vulneráveis à ocorrência de contingências são aquelas em que $\Delta C_i \geq 70\%$, barras não críticas, porém afetadas pelas contingências estão entre os limites de $20\% \leq \Delta C_i \leq 70\%$, por fim as barras cujos valores de ΔC_i são inferiores a 20% são classificadas como não críticas, ou seja, sob a ocorrência de contingências mantém-se estáveis e não comprometem a segurança estrutural da rede.

O comportamento da centralidade *betweenness* sob contingência pode ser observado na Figura 15a. A partir dessa Figura verifica-se que as barras menos afetadas pela ocorrência das contingências são 3 e 11, uma vez que as mesmas apresentam $\Delta C_B \leq 20\%$, em contrapartida tem-se que as barras mais afetadas são 4, 6, 7, 8 e 9, uma vez que os valores da diferença normalizada está entre $70\% \leq \Delta C_B \leq 100\%$ do valor máximo.

As mesmas análises realizadas a fim de verificar o comportamento da centralidade de *betweenness* sob contingências, são realizadas para as outras medidas de centralidade aplicadas as contingências do tipo $N-1$. A Figura 15b mostra os resultados provenientes da utilização da centralidade de *closenness* ao processo, e a partir dos valores obtidos para ΔC_C, verifica-se que as barras mais afetadas pelas contingências são 8 e 9, em contrapartida as barras que aparentam os menores valores são 3 e 11. Finalizando a verificação do comportamento das medidas de centralidade sob contingências tem-se a Figura 15c com os valores para a centralidade de *current flow betweenness*, onde as barras mais afetadas pelas contingências são 4, 5, 6, 7, 8 e 9.

Uma combinação dos resultados supracitados permite identificar as barras mais críticas, quais sejam, 4, 5, 6, 7, 8 e 9. Todas as medidas de centralidade estudadas apresentaram as barras 8 e 9 como as mais suscetíveis as contingências e as barras 3 e 11 como as menos críticas.

5.1.1.2 Análise do impacto global das contingências

O impacto global da remoção de uma dada linha e em todo o sistema pode ser avaliado pela soma da diferença das centralidades $\Delta C(j, e)$ para todas as barras. A Figura 16 mostra os resultados de tais análises para o sistema ITAIPU 11 barras, os resultados foram normalizados a fim de possibilitar a comparação entre os resultados obtidos para as diferentes medidas de centralidade. A análise global possibilita obter o comportamento geral do sistema sob a ocorrência de sequência de contingências, onde os componentes que mais acumulam os efeitos das contingências, e por consequência são mais afetados pela sucessividade de falhas, são evidenciados, uma vez que apenas análises locais podem esconder problemas potencialmente causadores de falhas em cascata e que podem gerar grandes apagões no sistema.

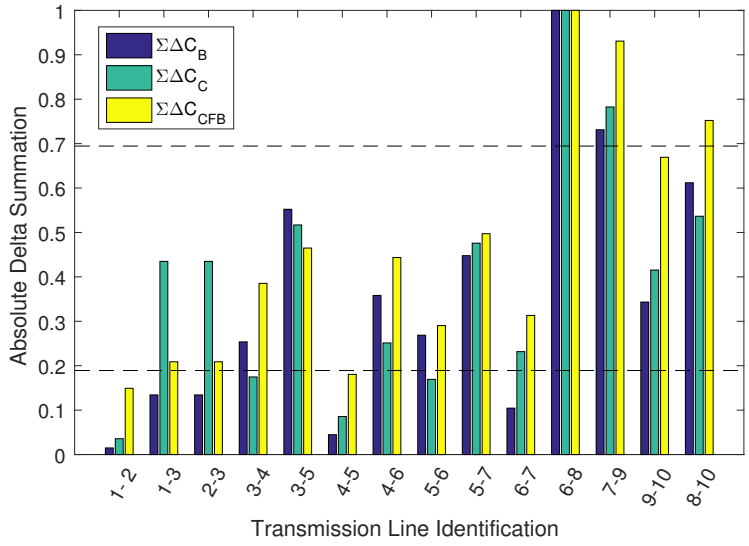


Figura 16 – Impacto global de cada contingência em todas as barras do sistema ITAIPU 11 barras. Cada barra de cor diferente representa um medida de centralidade.

A partir da Figura 16 verifica-se que as contingências nas LTs $6-8$ e $7-9$ apresentam $\sum \Delta C \geq 70\%$ para todas as medidas de centralidade estudadas. A centralidade de *current flow betweenness* classifica também como crítica a LT $8-10$. A LT mais crítica identificada por todas as medidas, atingindo 100% do valor máximo é a $6-8$. Da mesma forma, pode-se verificar as LTs com menor acúmulo dos resíduos, que são as LTs $1-2$ e $4-5$, onde as mesmas apresentam $\sum \Delta C \leq 20\%$ para todas as medidas estudadas.

Um exemplo sobre o impacto da remoção de uma LT é mostrado na Figura 17, onde a análise é realizada para a centralidade de *current flow betweenness* e a linha removida é a $6-8$. O impacto da contingência nos valores dos resíduos da centralidade são representados pelas diferenças de escala de cores nos grafos da Figura 17. Quanto mais escuro o nó, mais crítico ele é, ou mais afetado pela contingência. O caso base, considerando estado operacional normal do sistema é apresentado pela Figura 17a, enquanto que os valores dos resíduos da CFB são apresentados na Figura 17b.

Comparando-se as Figuras 17a e 17b, observa-se que as barras 7, 8 e 9 tiveram um aumento da criticidade sob contingência e a barra 6 apresentou redução de criticidade. As outras barras não apresentaram mudanças significativas em seus valores sob contingência, uma vez que as barras apresentam tonalidades claras.

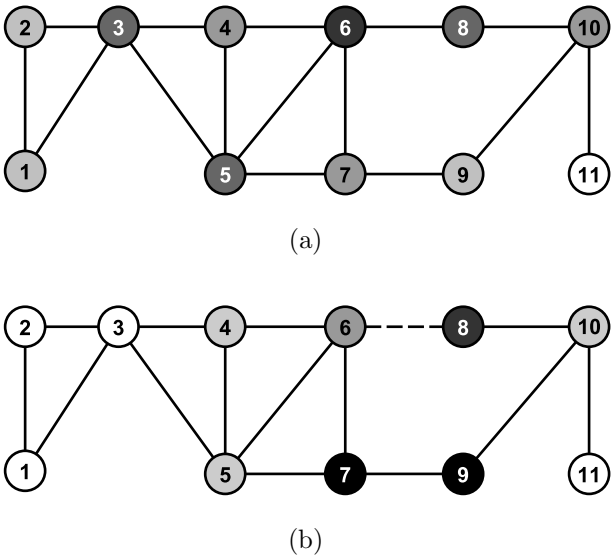


Figura 17 – Representação gráfica do efeito da contingência no sistema ITAIPU 11 barras: (a) C_{CFB} sem falha; (b) ΔC_{CFB} sob contingência na LT $6-8$, indicado pela linha tracejada.

Como mostrado na Figura 15, algumas barras são classificadas como críticas porque são muito impactadas por uma única contingência de linha de transmissão. No entanto, as barras que são afetadas em menor grau, porém por um grande número de interrupções também podem ser consideradas críticas. Para identificar essas barras, vale a pena analisar o impacto global de todas as contingências de linha de transmissão para cada barra.

O impacto global de todas as contingências possíveis para cada barra j pode ser avaliada pela soma das diferenças das centralidades $\Delta C(j, e)$ para todas as contingências possíveis de linhas de transmissão. A Figura 18 mostra os resultados normalizados dos impactos globais para as medidas de centralidade *betweenness*, *closeness* e *current flow betweenness*. Observa-se que as barras mais afetadas para todas as medidas de centralidade são 5, 6, 7, 8 e 9. A barra 4 não foi identificada como crítica apenas pela centralidade de *current flow betweenness*. Nenhuma barra foi classificada como não crítica simultaneamente por todas as medidas de centralidade.

A fim de ilustrar as diferenças entre a análise local e global, pode-se verificar que a barra 5 é classificada como crítica por todas as medidas de centralidade, alcançando valores superiores a 80% para a análise global, como apresentado pela Figura 18, enquanto que apenas a CFB classifica a barra 5 como crítica para a análise local, como apresentado na Figura 15.

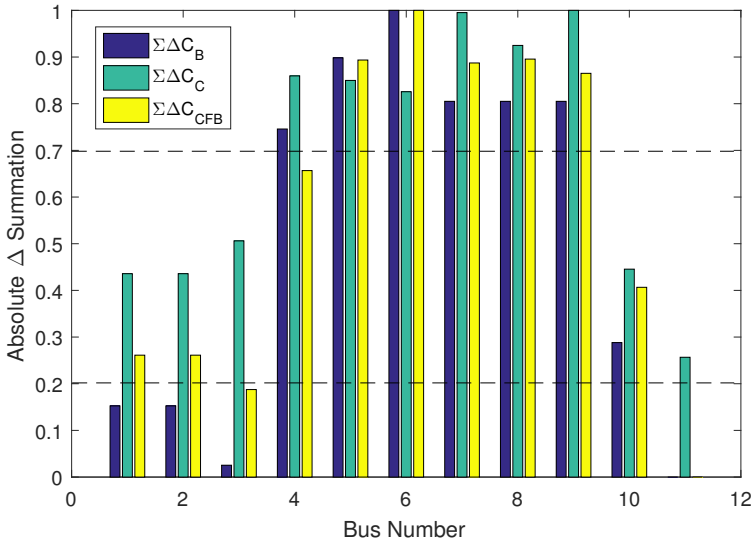


Figura 18 – Impacto global de todas as contingências para cada barras do sistema ITAIPU 11 barras. AS diferentes cores das barras representam as diferentes medidas de centralidade.

5.1.2 Sistema teste IEEE 39 barras

Seguindo a mesma metodologia aplicada na Subseção 5.1.1, análises aplicadas ao sistema IEEE 39 barras são apresentadas na presente subseção. Contingências em LTs são realizadas a fim de identificar as interrupções mais críticas e as barras afetadas por tais contingências. As LTs que ao serem removidas levam a rede ao ilhamento não são simuladas, tais LTs são: $2-30$, $6-31$, $10-32$, $19-33$, $20-34$, $22-35$, $23-36$, $25-37$ e $29-38$, uma vez que ao serem removidas isolam as barras 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37 e 38. Outras contingências evitadas são $16-19$ e $19-20$, uma vez que tais contingências isolam conjuntos de barras. Logo, 35 linhas de transmissão são avaliadas de um conjunto de 46 LTs.

A Figura 19 mostra o diagrama unifilar barra-ramo do sistema IEEE 39 barras, onde todos os geradores, transformadores, cargas, linhas de transmissão e barras são apresentados.

O grafo não orientado e não direcionado referente ao diagrama unifilar do sistema IEEE 39 barras é apresentado na Figura 20. Apenas as barras e as linhas de transmissão são representadas pelo modelo do grafo. Os nós são enumerados de acordo com as barras do diagrama unifilar e variam de 1 a 39, as LTs são representadas pelo pares de nós como por exemplo $1-2$, $1-39$, $2-30$, ..., $29-38$.

A primeira etapa consiste em obter o caso base para o sistema, considerando condições normais de operação, sendo assim, obtém-se os valores das medidas de centralidade para a rede sem contingência. De posse do caso base, inicia-se o processo de simulação das contingências, onde os casos que geram ilhamentos na rede são identificados, porém não entram nos cálculos das medidas de centralidade. Após separar as falhas que

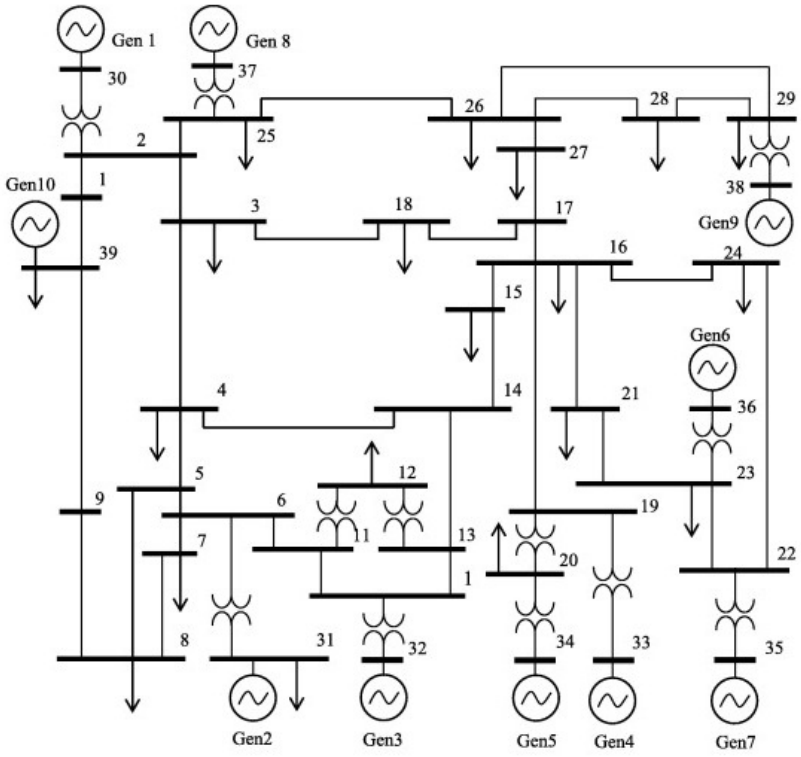


Figura 19 – Sistema teste IEEE 39 barras.

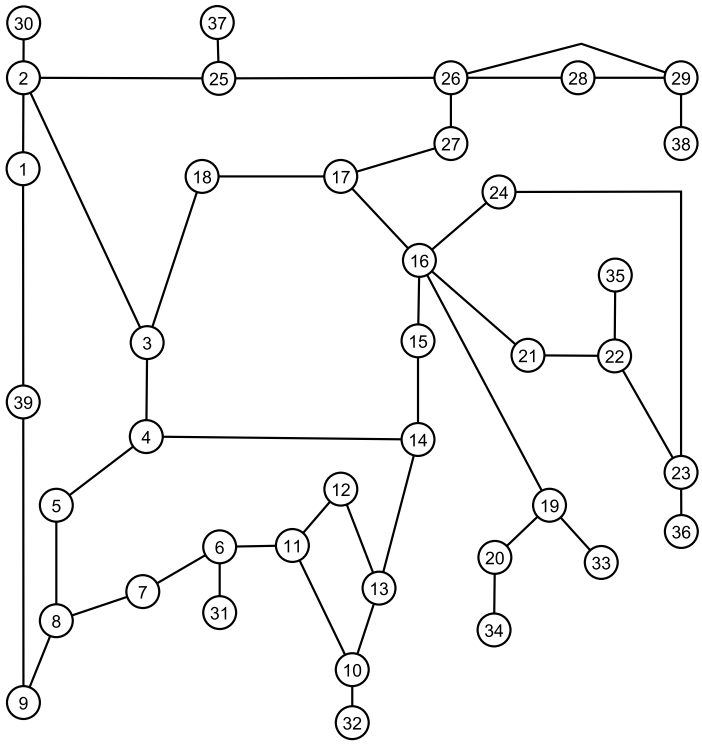


Figura 20 – Grafo sistema teste IEEE 39 barras.

causam ilhamentos, inicia-se o processo de cálculo das centralidades no sistema sob as contingências. Para cada linha interrompida obtém-se novos valores para a *betweenness*,

closeness e *current flow betweenness*, iniciando o processo de identificação de pontos mais afetados pelas contingências do ponto de vista local e global.

O impacto local de cada contingência possível em cada barra do sistema IEEE 39 barras é apresentado na Figura 21. Os resultados para ΔC_i são apresentados nas Figuras 21a, 21b e 21c, onde são apresentados os resultados para as medidas de centralidade de *betweenness*, *closeness* e *current flow betweenness*, respectivamente. Conforme explicado anteriormente, as barras para as quais um grande número de barras de cores são observadas são suscetíveis a um grande número de interrupções.

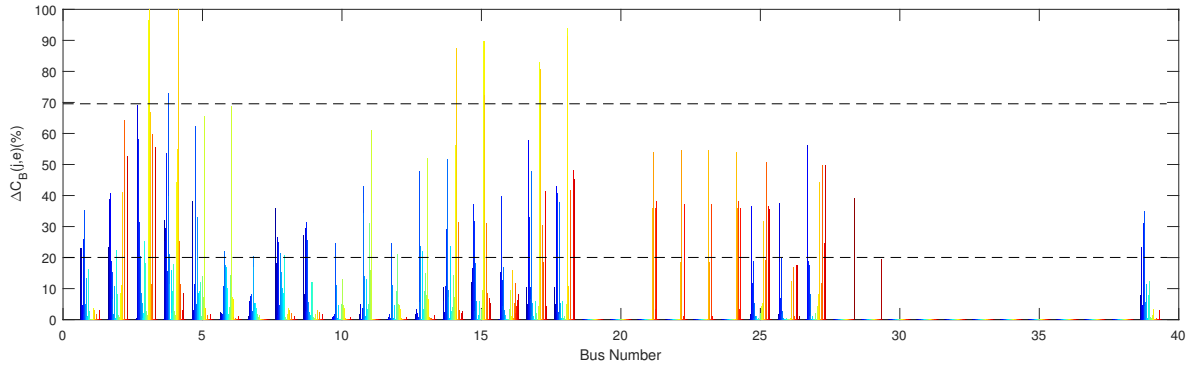
Os valores de ΔC_i são normalizados, a fim de possibilitar a comparação entre medidas de centralidade distintas. O mesmo processo para classificação das barras mais afetadas utilizado na Subseção 5.1.1 são utilizados para o sistema IEEE 39 barras, para os quais as barras cujos ΔC_i normalizados são maiores que 70% são críticas, o intervalo entre barras críticas e não críticas é $20\% \leq \Delta C_i \leq 70\%$ e os valores de ΔC_i menores do que 20% indicam as barras que são mais estáveis, ou menos suscetíveis as contingências.

A Figura 21a mostra o comportamento da $\Delta C_B(j, e)$ para a medida de centralidade *betweenness*, tal Figura mostra que as barras menos afetadas pelas contingências das linhas de transmissão são 7, 19, 20, 29 e as barras de 30 até 38, uma vez que os valores das diferenças são $\Delta C_B(j, e) \leq 20\%$. A partir da mesma Figura tem-se que as barras mais afetadas pelas contingências são 3, 4, 14, 15, 17 e 18, uma vez que para tais barras ao menos uma saída de LT promove $\Delta C_B(j, e) \geq 70\%$.

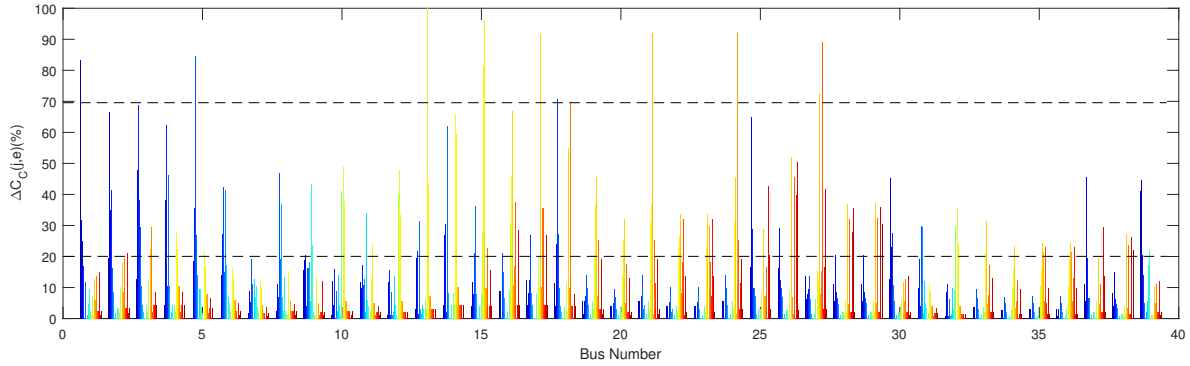
Os resultados para a medida de centralidade de *closeness* são apresentados na Figura 21b, onde tem-se que as barras classificadas como mais críticas são 1, 5, 13, 15, 17, 21, 24 e 27 e as menos afetadas pelas contingências são as barras 7 e 11.

Por fim, tem-se os resultados para a variação da *current flow betweenness* sob contingências apresentados na Figura 21c, as barras menos afetadas pelas contingências indicadas pela *current flow betweenness* são 7, 19, 20, 29 e as barras de 30 até 38 e as barras mais afetadas pelas contingências são 14, 15, 17 e 27.

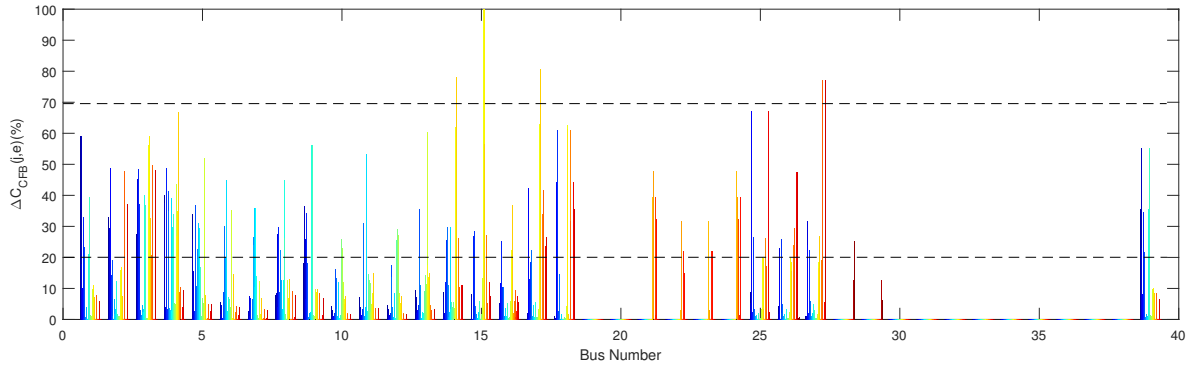
Uma combinação dos resultados apresentados permite identificar as barras mais críticas que são: 1, 3, 4, 5, 14, 15, 17, 18, 21, 24 e 27. Observa-se que todas as medidas de centralidade indicaram as barras 15 e 17 como as mais críticas.



(a)



(b)



(c)

Figura 21 – Impacto local da saída de cada contingência possível de LT, para cada barra do sistema IEEE 39 barras. (a) $\Delta C_B(j,e)$, (b) $\Delta C_C(j,e)$, e (c) $\Delta C_{CFB}(j,e)$. Diferentes cores das barras indicam as diversas contingências nas LTs.

Os resultados provenientes da análise global dos impactos das contingências no sistema teste são apresentados na Figura 22.

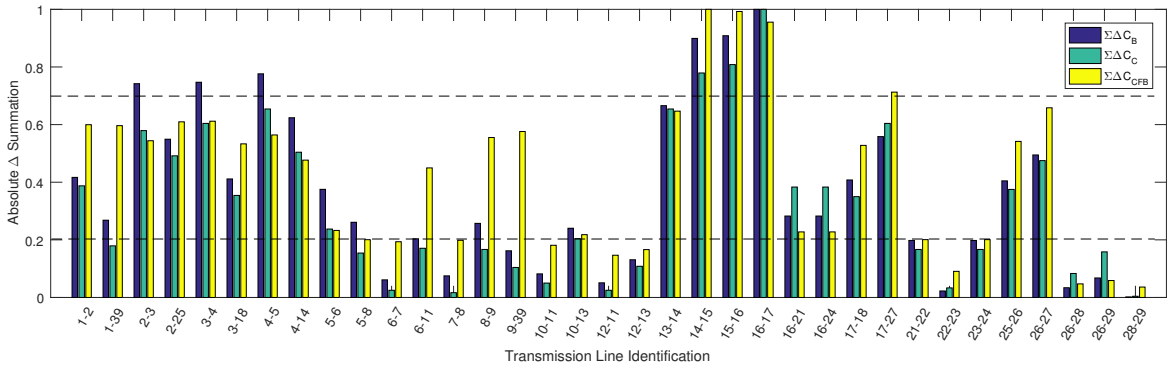
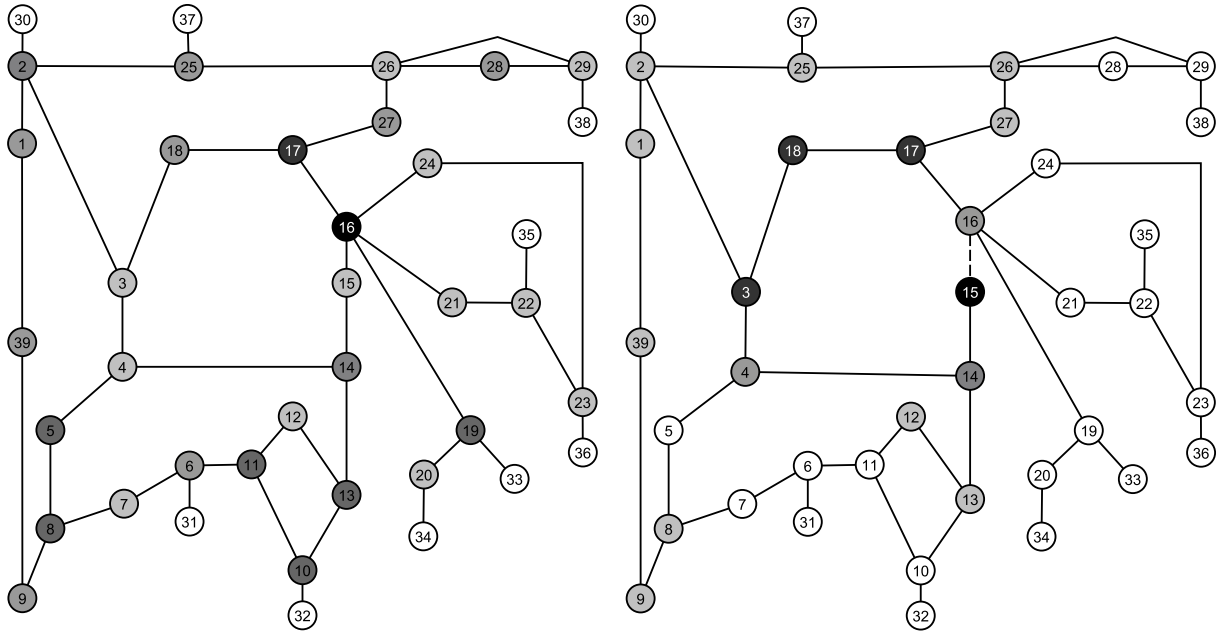


Figura 22 – Impacto global de cada contingência em todas as barras do sistema teste IEEE 39 barras. As diferentes cores das barras representam as diferentes medidas de centralidade.

A partir da Figura 22 tem-se que as contingências nas LTs $14-15$, $15-16$ e $16-17$ têm $\sum \Delta C \geq 70\%$ para todas as medidas de centralidade estudadas. A centralidade de *betweenness* identifica também como críticas as LTs $2-3$, $3-4$, e $4-5$. Em relação as LTs com $\sum \Delta C \leq 20\%$, ou seja, menos afetadas pelas contingências, tem-se que todas as medidas de centralidade classificaram como não críticas as LTs $6-7$, $7-8$, $10-11$, $12-11$, $12-13$, $21-22$, $22-23$, $23-24$, $26-28$, $26-29$ e $28-29$.

A fim de identificar de forma visual o efeito da contingência em uma LT, tal como fora realizado para sistema ITAIPU 11 barras, tem-se a Figura 23 que mostra o efeito da remoção da LT $15-16$ utilizando a medida de centralidade de *current flow betweenness*. As diferentes escalas de cores indicam a variação de centralidade para cada barra, onde o grau maior de criticidade, ou maior impacto sofrido pela contingência é mostrado pela barra com cor mais próxima ao preto. O caso base, ou seja, para condições normais de operação do sistema é apresentado pela Figura 23a, o resultado da diferença é apresentado na Figura 23b.

Uma comparação entre as Figuras 23a e 23b mostra que as barras 3, 18, 15 e 17 tiveram aumento de criticidade sob contingência, ao passo que a barra 16 teve uma redução de criticidade. As outras barras do sistema teste não apresentaram mudanças significativas em seus valores sob contingência.



(a) (b)

Figura 23 – Representação gráfica do efeito da contingência no sistema IEEE 39 barras (a) C_{CFB} sem falhas; (b) ΔC_{CFB} sob contingência na LT $15-16$, indicada pela linha tracejada.

O impacto global para todas as interrupções de LT para cada barra do sistema IEEE 39 barras é verificado da mesma forma que o processo realizado para o sistema ITAIPU 11 barras. A Figura 24 mostra os resultados normalizados do $\sum \Delta C$ para as medidas de centralidade *betweenness*, *closeness* e *current flow betweenness*. As medidas de centralidade citadas mostram como mais afetadas pelas contingências as barras 3, 4, 17 e 18. As barras 20 e 31 até 38 foram classificadas como críticas simultaneamente para as três medidas de centralidade.

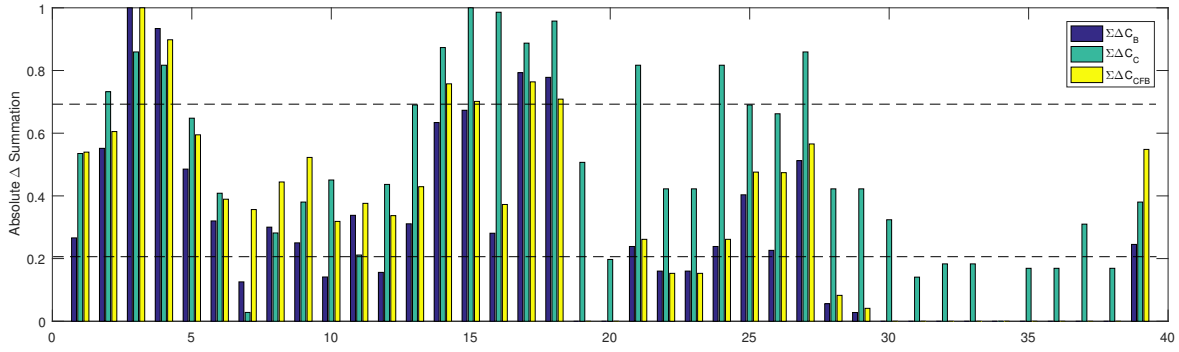


Figura 24 – Impacto global de todas as contingências para cada barra do sistema IEEE 39 barras.

A diferença entre análise local e global pode ser verificada ao compararmos as Figuras 24 e 21. Verifica-se que a barra 4 é classificada como crítica pela análise global, apresentada na Figura 24, atingindo valor superior a 80% para todas as medidas de

centralidade e para a análise local apenas a *betweenness* classifica a barra 4 como crítica, como pode ser visto na Figura 21.

5.2 Discussão com relação a análise de contingência simples

Com os resultados apresentados na Seção 5.1, tem-se que o método proposto é capaz de identificar barras e linhas de transmissão vulneráveis a ocorrência de contingências de um ponto de vista topológico. O método utiliza apenas a informação topológica da rede e não requer a execução de fluxo de carga CC ou CA após cada contingência, como nos métodos tradicionais de análise. No entanto, os resultados obtidos por esta análise topológica concordam significativamente com os resultados dos métodos tradicionais, como mostrado na discussão a seguir.

No trabalho, que foi marco inicial do processo de análise de contingências em tempo real apresentado por Ejebe em [Ejebe e Wollenberg 1979], tem-se que as LTs classificadas como críticas para o sistema ITAIPU 11 barras são $5-6$, $5-7$ e $4-6$ pelo método de índice de desempenho apresentado em 2.2.5. Após identificadas as LTs mais críticas, o artigo apresentou como barras mais afetadas pelas contingências nas LTs mais críticas após utilizar o método de fluxo de carga AC, apresentado em 2.2.2, são 5, 6 e 7. A partir do método proposto na presente tese, as barras mais afetadas pelas contingências são 5, 6, 7, 8 e 9, onde observa-se que as três primeiras barras identificadas concordam com o método tradicional de identificação.

Da mesma forma, uma análise comparativa entre o método proposto e análise tradicional é realizada para o sistema IEEE 39 barras. Tem-se que [Song et al. 2006] realiza análise utilizando o índice de desempenho a fim de identificar LTs críticas quando há ocorrência de contingência no sistema, para tal os resultados obtidos indicam como críticas as LTs $15-16$, $25-26$ e $3-4$. A análise topológica proposta por este trabalho identifica como crítica a LT $15-16$ para todas as medidas de centralidade, a LT $3-4$ é identificada como crítica pela medida de *betweenness*. Também foram identificadas como críticas as LTs $14-15$ e $16-17$, além das barras 3, 4, 16, 17 e 18.

5.3 Análise de contingência considerando saída de múltiplas linhas de transmissão

5.3.1 Busca exaustiva para múltiplas contingências

Nesta seção a metodologia proposta é avaliada para busca exaustiva considerando os sistemas ITAIPU 11 barras, IEEE 39, 57 e 118 barras, tais sistemas foram obtidos em [Ejebe e Wollenberg 1979, Pai 2012, Christie 2000], respectivamente. O Algoritmo 2

proposto seleciona barras e linhas e transmissão críticas quando há ocorrência de saída múltipla de linhas de transmissão. No presente trabalho serão avaliadas até a ocorrência de $k = 4$ saídas simultâneas, pois conforme descrito em [Ren e Dobson 2008] a partir de $k = 5$ a ocorrência e múltiplas saídas tem uma probabilidade muito reduzida, em torno de 0.01%. Assim, para o presente trabalho $k = 4$ corresponde a um bom compromisso entre complexidade computacional e probabilidade de falha.

As simulações para múltiplas contingências foram realizadas em ambiente computacional utilizando o ambiente de programação Julia e utilizando-se uma máquina Intel Core $i7 - 3517U$ CPU @ $2.4GHz$, com $120GB$ de RAM.

Os sistemas ITAIPU 11 e IEEE 39 barras foram utilizados na análise de contingência simples na rede e serão aqui utilizados também, sus características são as mesmas descritas na Seção 5.1. Os sistemas IEEE 57 e 118 barras são aqui acrescentados para realização das análises em redes maiores e conhecidas na literatura. Os sistemas aqui utilizados têm uma diferença com relação aos encontrados na literatura, uma vez que tal como mencionado no Capítulo 4, as linhas em paralelo são consideradas como linhas únicas na modelagem da topologia por grafo. Sendo assim sistema IEEE 57 barras modelado por grafo possui 78 arestas e o sistema IEEE 118 barras modelado possui 179 arestas.

As modelagens de acordo com grafo dos sistemas IEEE 57 e 118 barras são aqui apresentados, tal como foi realizado para os sistemas ITAIPU 11 e IEEE 39 barras.

Para a verificação de múltiplas contingências utilizou-se apenas a medida de centralidade *current flow betweenness*, como descrito na metodologia proposta na Seção 4.3 do Capítulo 4.

Seguindo a metodologia proposta, o processo inicia-se pelo cálculo da C_{CFB}, reformulada tal como proposta de Brandes em [Brandes e Fleischer 2005] e descrita no Capítulo 3, para cada barra do sistema, ou seja sem que haja quaisquer contingências. Após calcular o caso base da C_{CFB}, as simulações da saídas de k linhas de transmissão é iniciada detectando-se a formação de ilhamentos.

A realização do cálculo da taxa de ilhamento é uma análise importante que fornece a visão geral do comportamento da estrutura do sistema elétrico sob sequência de falhas, identificando o índice de vulnerabilidade sob a ocorrência de múltiplas contingências um determinado sistema. A Figura 25 mostra o número relativo de conjuntos de corte de linhas de transmissão, onde os tamanhos dos corte varia de 1 até 4 para todos os sistemas testados.

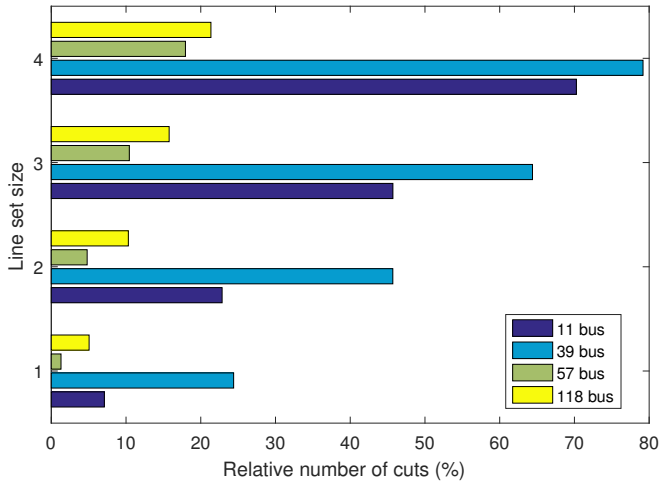


Figura 25 – Número relativo de linhas do conjunto de corte pelo total de linhas de conjunto de corte de tamanhos 1, 2, 3, e 4 para todos os sistemas teste.

Dentre os sistemas analisados, tem-se que os mais afetado pela ocorrência de múltiplas contingências na rede é o sistema teste IEEE 39 barras, para o qual a taxa de ilhamento para ocorrência de contingência simples é de $24,4\%$ e para 4 ocorrências ao mesmo tempo é de $79,18\%$, ou seja quase 80% da rede se torna desconexa na ocorrência de 4 saídas de linhas de transmissão em um mesmo intervalo de tempo. Ao passo que o sistema menos afetado pela ocorrência de múltiplas contingências é o IEEE 57 barras, pois suas taxas de ilhamento variam de $1,3\%$ para ocorrência de contingência simples e para ocorrência de 4 contingências concomitantemente a taxa de ilhamento é de $17,95\%$. O que pode ser um aliado ao operador do sistema no processo de melhoria de confiabilidade da rede.

Sendo assim, os resultados apresentados na Figura 25 fornecem uma resposta prévia a fim de definir o quão vulnerável a ocorrência de ilhamentos uma rede pode ser durante múltiplas contingências em linhas de transmissão. Comparando tais resultados para cada sistema teste estudado e mostrado na Figura 25, é possível verificar que o aumento da vulnerabilidade da rede ocorre com o aumento dos conjuntos de linhas de corte.

As análises local e global são realizadas pelo cálculo da centralidade de *current flow betweenness* para cada múltipla contingência que não leva a rede a ilhamento. Ou seja, para cada conjunto de linhas de tamanho k, se o mesmo não for um conjunto de linha de corte, os novos valores de C_{CFB} são calculados. As subseções a seguir trazem os resultados obtidos nas simulações de múltiplas contingências.

5.3.1.1 Análises para o sistema ITAIPU 11 barras sob múltiplas contingências

Os resultados iniciam-se pelas simulações no sistema ITAIPU 11 barras, a Figura 26 mostra o impacto local em cada barras durante a ocorrência de múltiplas contingências em linhas. Tal análise permite verificar como cada barra é afetada por cada conjunto e k

linhas. Sendo assim a quantidade total de contingências a serem analisadas é de $\Lambda = n \times \binom{m}{k}$.

O impacto local indica, para cada barra, o quanto cada contingência múltipla muda os valores de C_{CFB}, tal medida é fornecida por ΔC_{CFB}. Os valores de ΔC_{CFB} são provenientes da diferença normalizada da C_{CFB} entre o sistema sob contingência e o sistema sob condições normais de operação. As Figuras 26a, 26b, 26c e 26d mostram o impacto em cada barra das saídas de todos os conjuntos de linhas e^k, para $k = 1, 2, 3,$ e 4. As diferentes cores indicam as diversas interrupções de linhas de transmissão, sendo assim quanto maior o número de barras coloridas são observadas em uma barra do sistema, mais suscetível a ocorrência de múltiplas contingências é a barra.

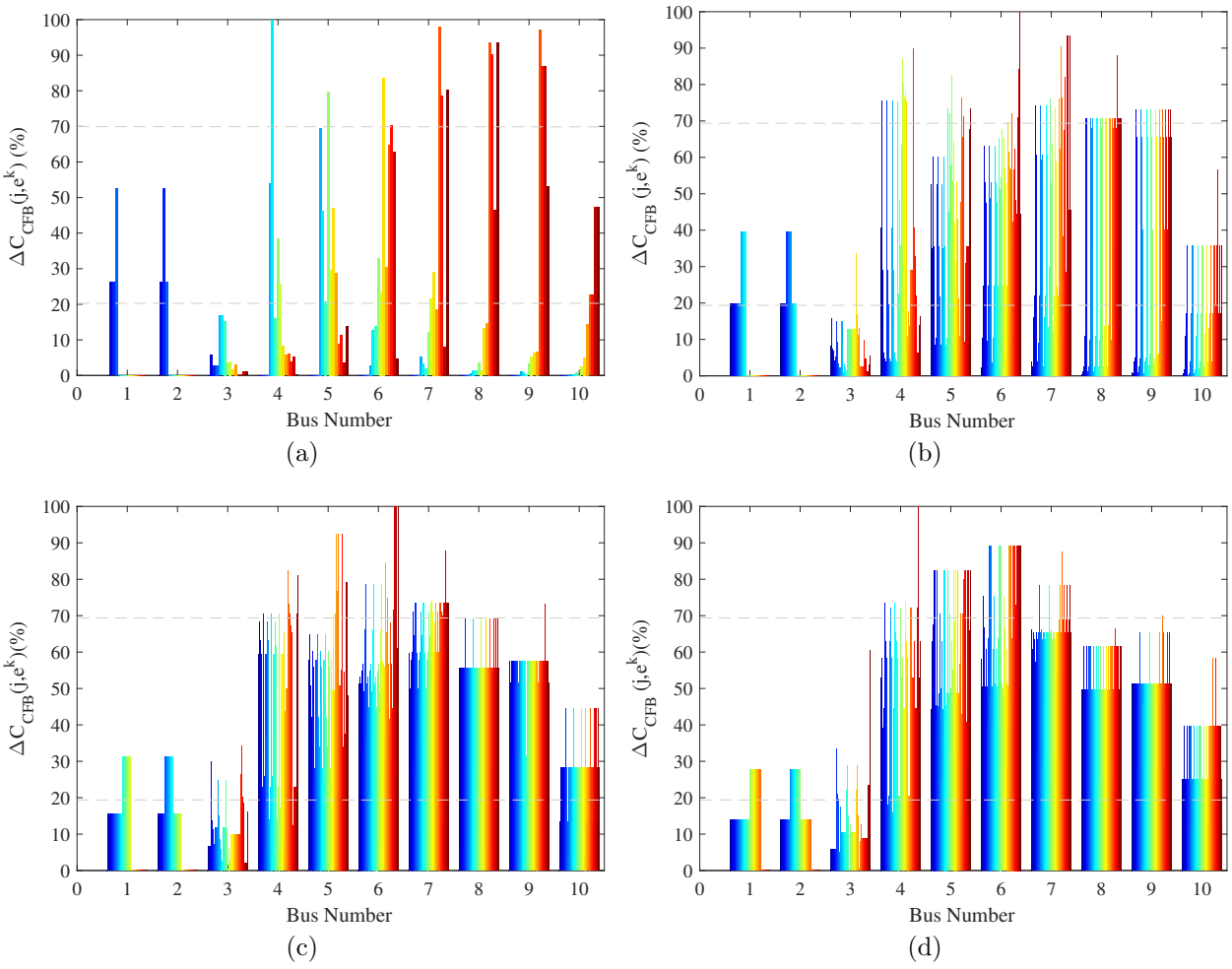


Figura 26 – Impacto local de cada possível múltipla contingência em k linhas de transmissão, para cada barra do sistema ITAIPU 11 barras. (a) $k = 1$, (b) $k = 2$, (c) $k = 3$ e (d) $k = 4$. Barras de cores diferentes representam diferentes saídas de linha de transmissão.

As Figuras 26a e 26b mostram que as barras mais críticas sob $k = 1$ e $k = 2$ saídas de linhas estão no intervalo de 4 a 9, ou seja, essas barras apresentam ΔC_{CFB} maior do que 70%. É importante ressaltar que o máximo relativo para $k = 1$ é diferente do máximo

relativo para $k = 2$, uma vez que o número de conjuntos de linhas de tamanho k aumentam com k. A Figura 26c mostra as barras 4 até 8 como as mais críticas sob $k = 3$ saídas de linhas. Para $k = 4$ a Figura 26d mostra que as barras mais críticas variam de 4 até 7.

Como pode ser observado na Figura 26 para todos os Λ, poucos atingem $\Delta C_{CFB} \geq 70\%$. Por exemplo, quando $k = 4$, há $\Lambda = 4466$ casos a serem analisados, destes casos apenas $2,31\%$ representam um potencial elevado de afetar as condições normais de operação nas barras.

Uma análise do ponto de vista global das linhas de transmissão pode ser realizada para k saídas de linhas. A Figura 27 mostra o impacto global normalizado de todos conjuntos simulados de contingências em linhas de transmissão. A avaliação do impacto global pode ser realizada somando-se $\Delta C_{CFB}(j, e^k)$ para todas as barras j e todos e^k. Esta análise possibilita a verificação do comportamento global do sistema, ou seja, permite observar as linhas de transmissão mais afetadas por todas as saídas de linhas simuladas.

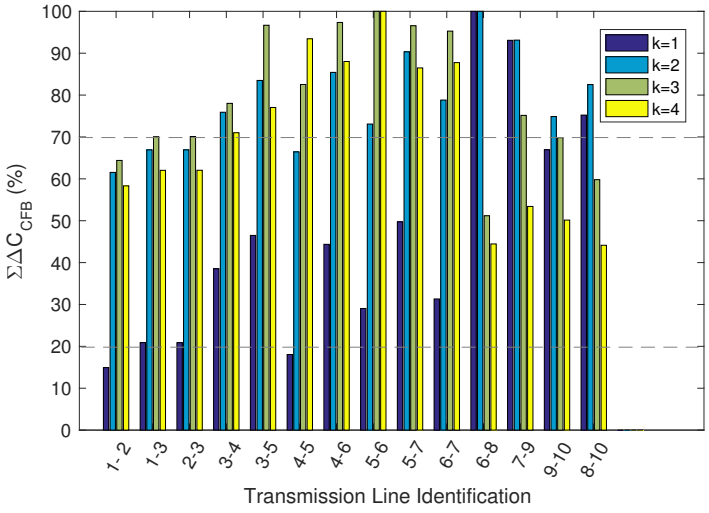


Figura 27 – Impacto global de cada conjunto de múltiplas contingências para todos as barras do sistema ITAIPU 11 barras. Barras de cores diferentes representam números diferentes de interrupções na linha de transmissão.

A partir da Figura 27 é possível verificar que para $k = 1$ as linhas de transmissão mais críticas são $(6 - 8)$, $(7 - 9)$ e $(8 - 10)$, uma vez que tais linhas de transmissão apresentam $\sum \Delta C_{CFB}$ maior do que 70%. Considerando tal análise, a linha de transmissão mais crítica é a linha $(6 - 8)$, pois apresenta $\sum \Delta C_{CFB} = 100\%$. Do mesmo modo, é possível verificar que as linhas $(1 - 2)$ e $(4 - 5)$ apresentam $\sum \Delta C_{CFB}$ menor do que 20%.

A Figura 27 mostra que as linhas de transmissão $(3 - 4)$, $(3 - 5)$, $(4 - 5)$, $(4 - 6)$, $(5 - 6)$, $(5 - 7)$ e $(6 - 7)$ apresentam $\sum \Delta C_{CFB}$ maior do que 70% para $k \geq 2$. A linha de transmissão $(5 - 6)$ apresenta criticidade máxima para $k = 3$ e $k = 4$. A linha de transmissão apresenta $\sum \Delta C_{CFB}$ maior do que 70% para $k = 1$ e $k = 2$.

O impacto global de todas as interrupções em linhas de transmissão é realizado a

fim de verificar as barras mais afetadas pelas contingências. O impacto global de todas as contingências possíveis para cada barra j pode ser avaliada pela soma de $\Delta C_{CFB}(j, e^k)$ para todo e^k.

A Figura 28 mostra os resultados normalizados desta análise para $1 \leq k \leq 4$. As barras 4 até 9 atingem $\sum \Delta C_{CFB}$ maior do que 70% e são classificadas como críticas sob ponto de vista global. A única exceção é que a barra 4 não atinge $\sum \Delta C_{CFB}$ maior do que 70% para $k = 1$.

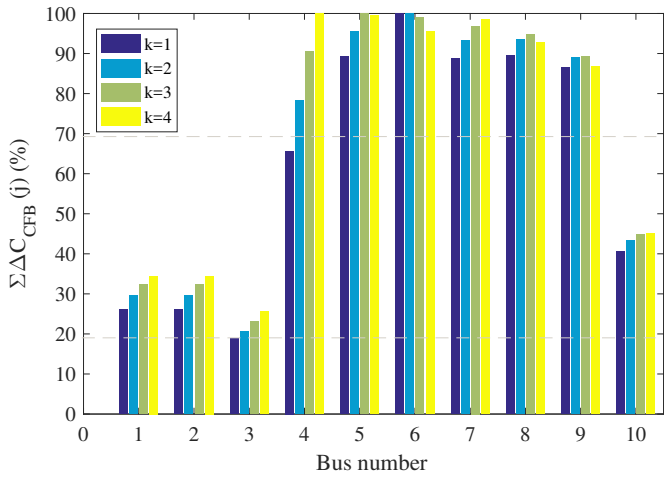


Figura 28 – Impacto global de todas as k contingências para cada barra do sistema ITAIPU 11 barras. Barras de cores diferentes representam números diferentes de interrupções na linha de transmissão.

5.3.1.2 Resultados para os sistemas IEEE 39, 57 e 118 barras sob múltiplas contingências

As mesmas análises mencionadas na Subseção 5.3.1.1 são realizadas para os sistemas IEEE 39, 57 e 118 barras. Os diagramas unifilares dos sistemas 57 e 118, bem como sua modelagem por grafo são apresentadas pelas Figuras 29, 30, 31, 32.

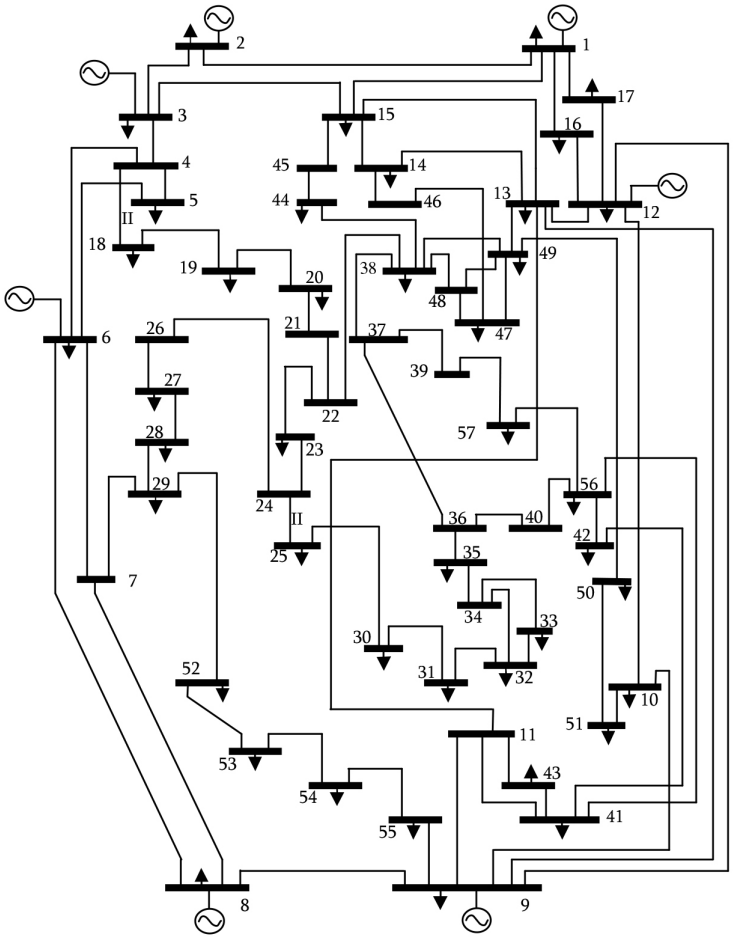


Figura 29 – Diagrama unifilar IEEE 57 barras obtido em [Washington 1993].

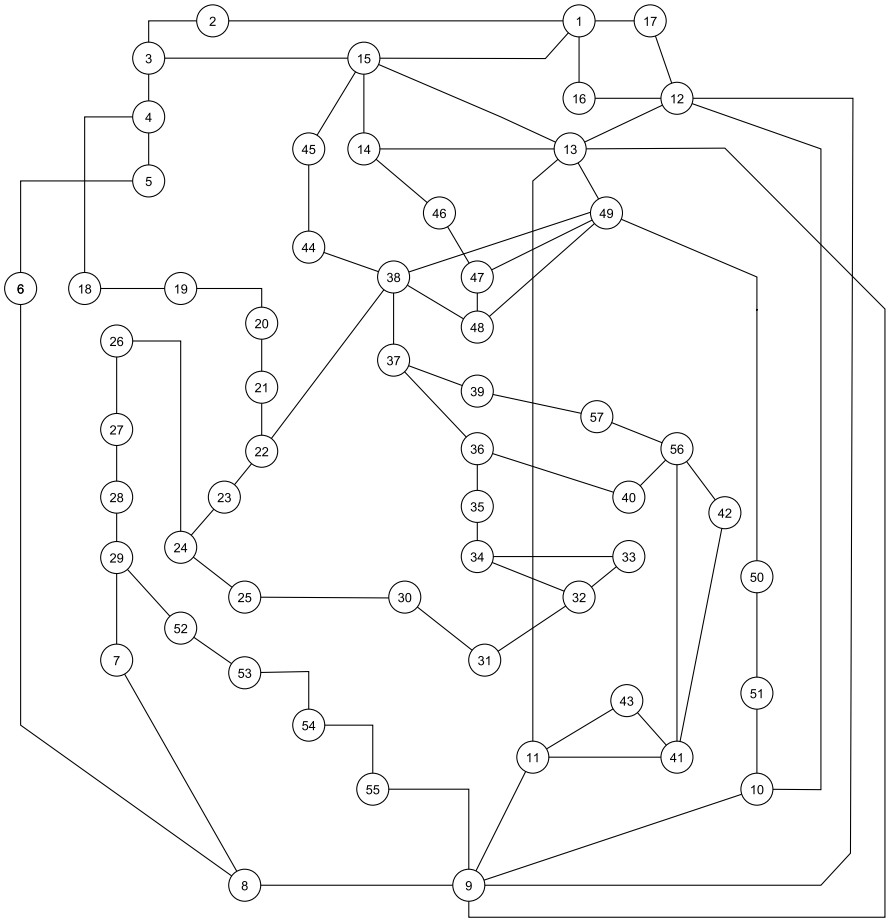


Figura 30 – Grafo do sistema teste IEEE 57 barras.

A Tabela 2 resume os principais resultados para avaliar as barras críticas do ponto de vista local, após verificação da ocorrência de ilhamentos. A primeira coluna apresenta os sistemas teste estudados, na segunda coluna os conjuntos de corte de tamanhos $k = 1, 2, 3$ e 4 são mostrados. Os números de casos analisados para cada k são apresentados na terceira coluna e é dado por Λ. Todos os casos analisados são classificados de acordo com limites fixos de ΔC_{CFB}.

O número relativo de caso para os quais $\Delta C_{CFB} \geq 70\%$, denotado por Λ_C é mostrado na quarta coluna da Tabela2.A coluna cinco mostra o número de casos relativos que estão entre o limite $20\% < \Delta C_{CFB} < 70\%$, denotado como Λ_M. Finalmente, o número relativo de casos para os quais $\Delta C_{CFB} \leq 20\%$, é denotado como Λ_{NC}, e é mostrado na coluna seis.

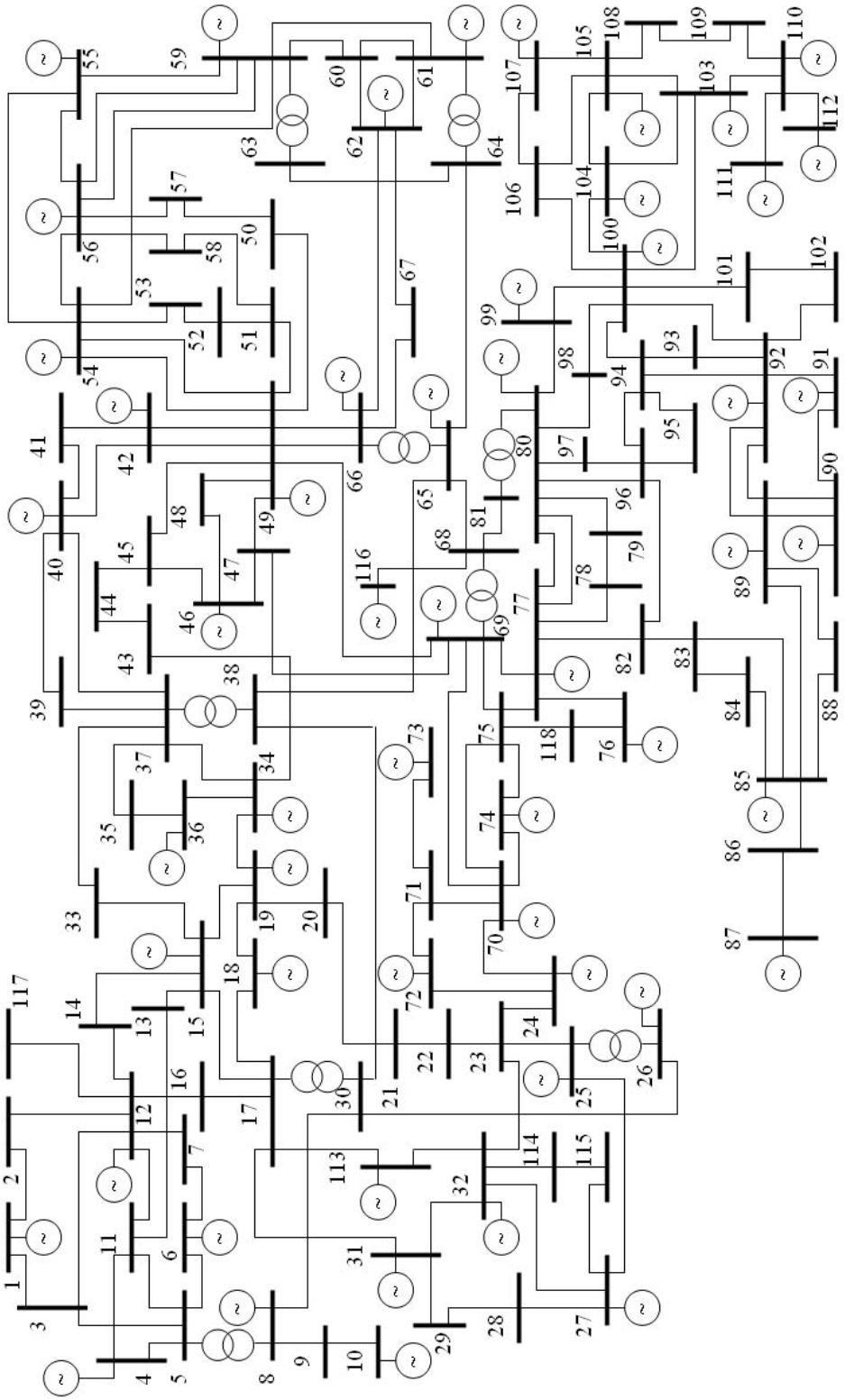


Figura 31 – Diagrama unifilar IEEE 118 barras obtido em [Centre 2008].

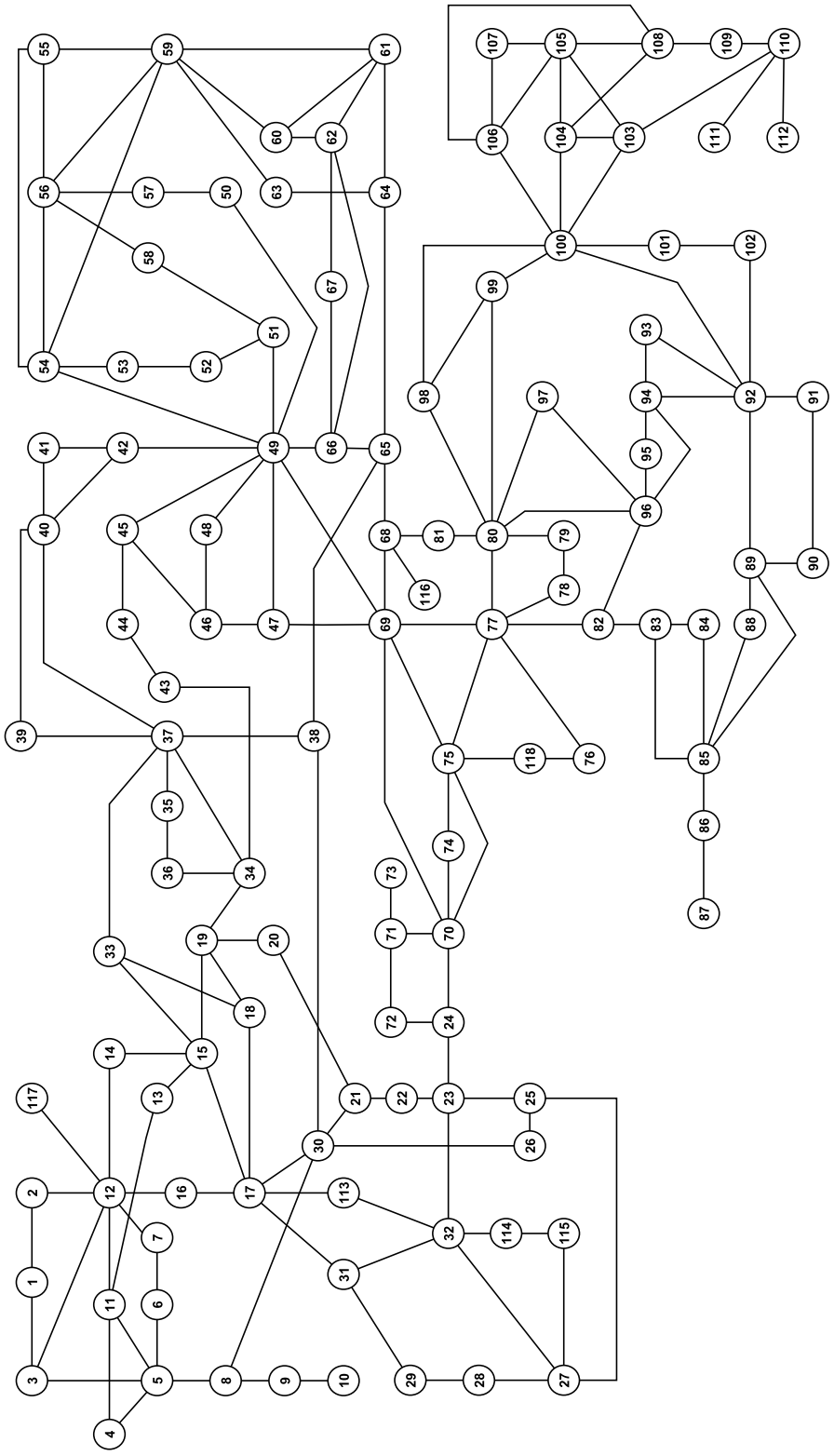


Figura 32 – Grafo do sistema teste IEEE 118 barras.

Por exemplo, existem 1.325.259 casos para serem analisados considerando o sistema IEEE 39 barras quando $k = 4$, destes casos apenas 0.37% contribuem para identificação de barras críticas e devem ser enviados ao operador do sistema para análises mais detalhadas. Pelo menos 23% dos casos contribuem para a identificação de barras importantes, porém não críticas. Por fim, $76,68\%$ não contribuem para análise de criticidade. Para o sistema IEEE 57 barras sob $k = 4$ interrupções múltiplas de linhas de transmissão, apenas 0.0032% de $66,707,784$ casos contribuem par identificação de barras críticas e considerando sistema IEEE 118 barras essa porcentagem que efetivamente deve ser analisada é menor ainda, para $k = 4$ é de 0.0011% de um total de 3.837.511.748 casos.

Tabela 2 – Resultados para avaliar as barras críticas por análise local.

sistema	**tamanho de k**	Λ	Λ_C	Λ_M	Λ_{NC}
IEEE 39	1	1,365	0.44%	10.55%	89.01%
	2	21,918	0.74%	15.43%	83.83%
	3	210,834	0.57%	19.55%	79.88%
	4	1,325,259	0.37%	22.95%	76.68%
IEEE 57	1	4,389	0.84%	7.40%	91.75%
	2	162,963	0.03%	8.31%	91.66%
	3	3,883,695	0.0081%	7.64%	92.35%
	4	66,707,784	0.0032%	7.58%	92.42%
IEEE 118	1	20,178	0.61%	0.92%	98.47%
	2	1,686,220	0.012%	1.70%	98.29%
	3	93,416,824	0.011%	0.74 %	99.98 %
	4	3,837,511,748	0.0011%	0.76%	99.24%

Os principais resultados provenientes da análise global são apresentados nas Tabelas 3 e 4, onde são apresentadas as linhas de transmissão e as barras mais críticas respectivamente.

A Tabela 3 mostra as linhas de transmissão mais críticas, onde a primeira coluna da tabela lista os sistemas teste estudados, as colunas dois até cinco mostram as linhas de transmissão mais afetadas pelas k contingencias. Para cada k as linhas de transmissão mais críticas são apresentadas em ordem decrescente de criticidade, ou seja, a partir da mais crítica para a menos crítica. Todas essas linhas de transmissão apresentam $\sum \Delta C_{CFB}$ maior do que 70%.

Considerando o sistema IEEE 39 barras, a maior parte das linhas de transmissão críticas é verificada para $k = 3$, as quais em torno de 54% da linhas de transmissão apresentam a soma de $\sum \Delta C_{CFB}$ maior do que 70%. As linhas de transmissão $(14 - 15)$, $(15 - 16)$, $(15 - 16)$ e $(4 - 14)$ são classificadas como críticas para $k = 1, 2, 3$ e 4.

Para o sistema IEEE 57 barras, as três linhas de transmissão mais críticas sob $k = 1$ são $(35 - 36)$, $(7 - 29)$ e $(22 - 38)$. Um menor quantidade de linhas de transmissão críticas é verificada para $k = 3$. Observa-se que o número de linhas críticas não necessariamente aumenta com k. Para $k = 4$, $33,33\%$ das linhas de transmissão são críticas.

Tabela 3 – Classificação de linhas de transmissão críticas por análise global.

sistema	tamanho de k	linhas de transmissão críticas
IEEE 39	**1**	(14-15); (15-16) (16-17); (17-27)
	2	(15-16);(16-17); (3-4); (16-21); (14-15);(26-28); (4-5) (2-3); (21-22); (3-18); (4-14)
	3	(15-16); (3-4); (16-17); (2-3); (4-5); (4-14); (14-15) (3-18); (26-28); (13-14); (17-18); (16-21); (21-22); (5-6) (17-27); (1-39); (2-25); (26-27); (6-11); (9-39)
	4	(4-14);(3-4);(4-5); (2-3); (15-16);(16-17) (3-18);(26-28);(5-6); (3-18);(26-28);(5-6) (13-14);(5-8);(14-15); (17-18);(10-13);(10-11) (12-13);(12-11);(7-8); (6-7);(6-11);(17-27)
IEEE 57	**1**	(35-36);(7-29);(22-38); (23-24);(28-29);(34-35) (27-28);(37-38);(24-26); (26-27);(24-25);(34-32) (30-31)
	2	(28-29);(9-10);(13-14); (12-13);(9-10);(27-28) (19-20);(30-31);(26-27);(10-12);(1-15);(15-45) (4-5)
	3	(28-29);(9-10);(13-14); (1-15);(9-10);(9-13)
	4	(36-40);(11-13);(12-13); (37-39);(22-23)
IEEE 118	**1**	(17-30);(23-24);(30-38);(38-65);(65-68);(79-80) (28-29); (24-70); (77-82)
	2	(77-80); (15-19); (38-65); (30-38); (24-70); (23-32) (44-45); (80-81); (89-92)
	3	(77-80); (38-65);(15-19); (24-70); (44-45); (30-38) (23-32); (89-92); (43-44); (94-96)
	4	(77-80); (38-65); (24-70); (44-45); (30-38); (23-32) (15-19); (89-92); (43-44); (94-96)

As três linhas de transmissão mais críticas classificadas para o sistema IEEE 118 barras sob $k = 1$ são $(17 - 30), (23 - 24)$ e $(30 - 38)$, para $k = 2, 3$ e 4 tem-se que a linhas mais crítica é a $(77 - 80)$.

A Tabela 4 mostra os barramentos mais críticos. A primeira coluna lista os sistemas teste estudados. As colunas dois a cinco mostram barras mais afetadas por k interrupções em ordem decrescente de criticidade. Cada barramento j listado nesta tabela satisfaz $\sum \Delta C_{CFB}(j)$ maior do que 70%.

Para o sistema IEEE 39 barras, as mesmas barras foram classificadas como globalmente críticas para $k = 1, 2, 3$ e 4, apenas a ordem de criticidade muda. As duas barras mais críticas para todos os k são 3 e 4.

Para o sistema IEEE 57, o número de barras críticas aumenta com k. Para $k = 1$, 9 de 57 barras são críticas, para $k = 2$ o número de barras críticas cresce para 12, para $k = 3$ existem 14 barras críticas e para $k = 4$ o número de barras críticas é de 15. As barras 38 e 22 são as duas mais críticas para todos os $k = 1, 2, 3$ e 4.

Finalmente, para o sistema IEEE 118 barras é possível verificar que quase as mesmas barras foram classificadas como globalmente críticas.

Tabela 4 – Identificando e classificando das barras por análise global.

sistema	**tamanho k**			
	1	**2**	**3**	**4**
IEEE 39	3, 4, 17, 14 18, 15	3, 4, 14, 17 18, 15	3, 4, 18, 14 15, 17	3, 4, 14, 17 18, 15
IEEE 57	38, 22, 9 13, 24, 29 36, 23, 28	38, 22, 24 13, 9, 29 36, 23, 28 27, 37, 26	38, 22, 24 13, 9, 29 36, 23, 28 27, 37, 26 7, 8	38, 22, 13 24, 9, 23 29, 36, 28 27, 37, 26 7, 8, 49
IEEE 118	30, 38, 65 68, 69, 80	75, 69, 49 47, 44, 43 32, 25, 77	75, 69, 49 44, 43, 47 77, 72, 71	75, 69, 44 43, 77, 49 47, 33, 72

A análise global fornece algumas orientações sobre como a múltiplas contingências podem afetar todo o sistema de transmissão, indicando potenciais linhas de transmissão e barras que podem levar a grandes apagões. Uma vez considerando que os sistemas de energia são interdependentes, uma interrupção de qualquer componente globalmente crítico pode causar um dano significativo. Assim, a identificação desses pontos estratégicos pode auxiliar os operadores na tomada de decisões ou no planejamento.

5.3.2 Resultados e análise da abordagem otimizada

Esta seção apresenta os resultados da abordagem otimizada. Com base nos resultados mostrados na Tabela 2 da Seção 5.3.1, é possível verificar que os barramentos ou linhas de transmissão críticos são a menor parte do resultado total. Recorrendo a isso, podemos aplicar a abordagem otimizada para encontrar as soluções aproximadas para identificação das barras e linhas de transmissão críticas sob múltiplas contingências.

A abordagem DE foi avaliada considerando os mesmos sistemas teste apresentados na subseção 5.3.1.2, além do sistema *Polish* 2383 barras. Na abordagem apresentadas os resultados foram obtidos dentro de uma limitação de tempo específica, propõe-se aqui como o maior tempo computacional de execução 3 minutos, para o sistema *Polish*. Essa limitação é proposta com a intenção de verificar uma possível aplicação do método conjuntamente ou imediatamente antes aos métodos de análise utilizadas em tempo real nos centros de operações. Tempos superiores de execução foram testados, no entanto, pode-se observar que aumento no tempo não implicou necessariamente em melhora nos resultados de seleção de criticidade.

O diagrama unifilar da rede *Polish* 2383 barras não será apresentado no presente trabalho, no entanto, a fim de verificar o quão complexa é a representação por modelo de grafo de tal rede, levando em consideração a lista de arestas, tem-se que o modelo de grafo obtido por um programa gratuito de análise de redes, chamado *Cytoscape* é mostrado na Figura 33. Pose-se observar o sistema *Polish* 2383 barra apresenta interconexões mais

complexas do que as redes analisadas anteriormente de forma exaustiva.

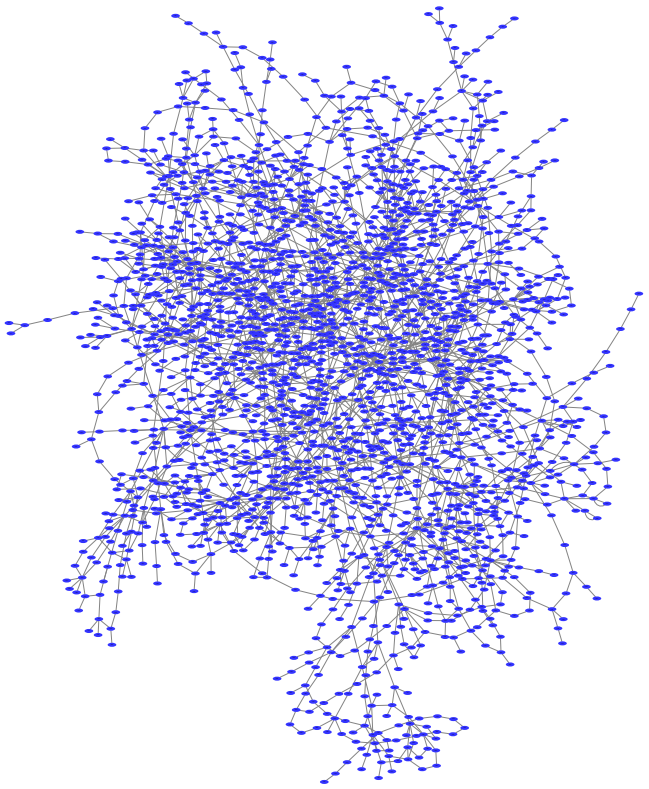


Figura 33 – Grafo do sistema *Polish* 2383 barras.

Considerando a análise de contingência tradicional, é amplamente conhecido que, para aplicações em tempo real, o bom desempenho do Estimador de Estados nos centros de controle é essencial. Por exemplo, podemos citar um modelo de análise que faz uso de Estimador de Estados [Dondeti et al. 2012], tal modelo, segundo o autor, é capaz de processar o estado das barras e linhas de transmissão em 5 minutos para grandes redes e 50 segundos para redes pequenas, no entanto o autor não especifica quantas barras e linhas de transmissão possuem as redes grandes nem as redes pequenas. Com base no exposto acima, os resultados apresentados no presente trabalho combinam a medida de centralidade de *current flow betweenness* e o algoritmo. Uma vez que o Estimador de estados não converge, ter-se-a problemas em todas as outras etapas dependentes do EE, o método proposto no presente trabalho não depende da convergência do EE.

Os resultados mostrados em Tabelas 5 e 6 foram obtidos para uma população de 1000 elementos, taxa de recombinação de $0,8$ e limitação de tempo de 180 segundos. Depois disso, o Algoritmo 2 foi calculado.

A Tabela 5 mostra as linhas de transmissão mais críticas. Os resultados são mostrados na mesma ordem de 3. Na primeira coluna da Tabela 6 os sistemas de teste são listados. As colunas dois a cinco mostram as linhas de transmissão mais afetadas para

k contingências. Para cada k, as linhas de transmissão mais críticas são apresentadas sem ordem de importância. Tal como verificado para a abordagem exaustiva, todas as linhas de transmissão selecionadas têm $\sum \Delta C_{CFB}$ maior que 70%.

Tabela 5 – Linhas de transmissão críticas selecionadas pelo algoritmo ED.

sistema	tamanho k	linhas de transmissão críticas
ITAIPU 11 barras	**1**	(5-6); (7-8)
	2	(1-2);(5-6)
	3	(1-2);(3-4);(3-5);(4-6);(5-6);(6-7);(6-9)
	4	(1-2); (1-3); (2-3);(3-5);(4-6);(5-6);(6-7);(6-9)
IEEE 39 barras	**1**	(4-13); (15-16)
	2	(1-3); (4-13)
	3	(3-4);(3-28);(13-14);(16-28)
	4	(3-4);(3-28);(4-5);(4-13);(5-8); (13-14); (14-15);(16-28)
IEEE 57 barras	**1**	(6-8);(15-45); (26-27)
	2	(9-11); (25-30)
	3	(9-11);(13-14);(1-15);(12-17);(25-30);(41-42)
	4	(4-6);(9-11);(13-14);(1-15);(3-15);(12-16);(12-17);(18-19);(25-30);(37-38);(41-42);(56-57); (9-55)
IEEE 118 barras	**1**	(69-85)
	2	(33-59); (43-45)
	3	(1-3); (3-4); (11-15); (13-14);(16-17);(22-24);(24-25);(25-26);(32-34);(33-59);(35-36);(35-38);(43,45) (45-46);(45-49);(46-104);(49-53);(50-51);(50-53); (54-55);(57-59);(64-68);(69-85);(84-87);(90-93);(100-115)
	4	(1-3);(1-9);(2-4); (33-59); (43,45);(61-72);(72-85);(73-87)
***Polish* 2383**	**1**	(460-1991);(461-1991); (922-2132)
	2	(368-475);(380-1979);(1085-1111);(1334-1646)
	3	(19-464);(323-1947);(407-492);(413-1531);(654-731);(1395-1443)
	4	(1,9);(33-431);(201-1403);(267-1567);(491-501);(610-613);(612-2036);(708-721);(995-1239) (1065-2097);(1130-2230);(1187-2119);(1459-2294)

A Tabela 6 mostra as barras mais críticas. A primeira coluna lista os sistemas de teste estudados. As colunas dois a cinco mostram as barras mais afetadas por k contingências, os resultados não estão dispostos em ordem de criticidade. As barras selecionadas nesta tabela satisfazem $\sum \Delta C_{CFB}(j)$ maior que 70%, tal como os resultados obtidos para a abordagem exaustiva.

Tabela 6 – Identificando barras críticas pelo algoritmo ED.

Sistema teste	tamanho de k			
	k1	**k2**	**k3**	**k4**
ITAIPU 11 barras	4,5,6,7,8,9	1,2,4,5,6,7	1,2,4,5,6,7,8,9	1,2,4,5,6,7,8,9
IEEE 39 barras	4,6,13,14,16,29	1,3,4,6,8,13,16,29,33	1,2,3,8,9,13,14,22 23,26,33	1,2,3,4,8,9,13,14 22,23,26,33
IEEE 57 barras	1, 2, 3,12,15, 16,17,31 32, 33, 34, 51	15,18,20,21,22,23,27,28 29,33,40	4,5,6,7,15,16,17,18 20,21, 22,23,26,27,28,29 30,33,40,41,42,43,51,57	4,6,7,10,11,14,15,16,17,18,20 21,22,23,26,27,28,29,30,33,34 35,36,38,41,42
IEEE 118 barras	69, 70, 71,73,85	22,32,33,38,39,40,43,59,63 64	17, 22, 30, 32, 33, 34, 38, 39 40,43, 47, 48, 49, 52, 59 61, 63, 64, 66, 68, 69, 70, 71 72,73, 85,99,102,103,104	22,32,33,38,39,40, 43,59 62,63,64, 69, 72
***Polish* 2383 barras**	460, 461, 549,842, 921 922, 1128,1991, 2020 2132	321, 359, 368, 380, 410 42,147,596,310,851,100 1111,1333,1334,1646, 1979 2139	322, 323, 393, 407,412 413,492, 521, 528,616 654, 730, 731,1330, 1531 1535, 1947, 1977, 2014, 2030	1, 9, 37, 491, 501,610 612,613, 624,633,803 804,848, 851,995, 1065 1124, 1129, 1130,1239, 1403 1458, 1459, 1530, 1551,1617 1912, 2005, 2043,2194,2198 2230,2294, 2326

A verificação de concordância entre o método ED e as busca exaustiva é fornecida neste trabalho por uma diferença entre os resultados de ambas as abordagens. Essas diferenças são fornecidas pelas seguintes equações:

$$\delta B(\%) = 100 - 100 * \left(\frac{|Total_{cn-BE} - Total_{cn-ED}|}{Total_{cn-BE}} \right) \tag{37}$$

onde: $Total_{cn-BE}$: é a quantidade total de nós críticos obtidos por busca exaustiva;

$Total_{cn-ED}$: é a quantidade total de nós críticos obtidos pelo algoritmo ED;

$\delta B(\%)$: retorna a taxa de acerto entre nós críticos da abordagem exaustiva e abordagem ED.

$$\delta TL(\%) = 100 - 100 * \left(\frac{|Total_{cl-BE} - Total_{cl-ED}|}{Total_{cl-BE}} \right) \tag{38}$$

onde: $Total_{cl-BE}$: é a quantidade total de linhas críticas obtidas por busca exaustiva;

$Total_{cl-DE}$: é a quantidade total de linhas críticas obtidas pelo algoritmo ED;

$\delta TL(\%)$: retorna a taxa de acerto entre linhas críticas obtidas por abordagem exaustiva e por abordagem ED.

A taxa de acerto dos sistemas teste simulados é mostrada na Tabela 7

Tabela 7 – Resultados da taxa de sucesso para identificação de linhas de transmissão e barras críticas.

Sistema teste	**Taxa de acerto para cada k**							
	k1		**k2**		**k3**		**k4**	
	$\delta TL(\%)$	$\delta B(\%)$	$\delta TL(\%)$	$\delta B(\%)$	$\delta TL(\%)$	$\delta B(\%)$	$\delta TL(\%)$	$\delta B(\%)$
ITAIPU 11	66,67	100	20	100	70	100	100	100
IEEE 39	50	100	18,18	66,67	20	83,33	33,33	100
IEEE 57	23,08	77,78	15,38	91,67	100	50	92,31	53,33
IEEE 118	11,11	83,33	22,22	100	84,62	86,67	100	81,25

É possível observar que a taxa de acerto para identificação de barras criticas é maior do que para verificação de linhas críticas, o que sugere necessidade de melhorias nas formas de seleção e identificação.

5.4 Discussão dos resultados para múltiplas contingências

A Seção 5.3.1, aplica o método proposto para identificar barras críticas e linhas de transmissão sob múltiplas contingências, considerando uma busca exaustiva. Para verificar a precisão do método proposto, esta seção compara nossos resultados com alguns resultados encontrados na literatura e fazem uso de métodos tradicionais. Os sistemas testados foram

selecionados a partir de literatura baseada em sistemas para os quais foram utilizadas informações tradicionais do sistema de potência.

O sistema teste ITAIPU 11 barras é analisado no artigo [Ejebe e Wollenberg 1979], tal como mencionado nas discussões para metodologia aplicada ocorrência de contingência simples na Seção 5.2. Tal artigo que é o primeiro trabalho a propor um índice de desempenho aplicado à contingência simples. As análises provenientes para $k = 1$ são as mesmas descritas na Seção 5.2. Uma vez que análises para múltiplas contingências não foram realizadas para o sistema ITAIPU 11 barras não há fontes para comparação na literatura.

Uma comparação dos resultados aplicados ao sistema IEEE 39 barras é fornecida considerando os resultados de [Song et al. 2006] e [Poudel, Ni e Sun 2016]. Em [Song et al. 2006] é utilizada a análise tradicional baseada no índice de desempenho para classificar as linhas de transmissão críticas sob contingência simples. As linhas $15-16$, $25-26$ e $3-4$ do sistema IEEE 39 são classificadas como críticas em [Song et al. 2006]. O método proposto também classifica como linhas de transmissão críticas as linhas $15-16$, $25-26$ e $3-4$ do sistema IEEE 39 barras. Uma avaliação estendida é fornecida com o nosso método, uma vez que as barras afetadas por cada contingência também são verificadas.

Considerando os métodos que usam medidas de centralidade, podemos citar [Poudel, Ni e Sun 2016], onde o número de linhas de transmissão sobrecarregadas durante a multi-contingência é fornecido, no entanto não há a identificação de quais linhas de transmissão são classificadas como críticas. Para contingências de $N-1$, $N-2$ e $N-3$, o número de linhas críticas encontradas em [Poudel, Ni e Sun 2016] são 14, 25 e 31 respectivamente. Nosso método identifica como linhas críticas uma quantidade de 15, 26 e 36 para a ocorrência de $N-1$, $N-2$ e $N-3$ contingências, respectivamente.

Para o sistema teste IEEE 57 barras, os resultados obtidos através da metodologia proposta no presente trabalho são comparados aos do artigo [Ozdemir, Lim e Singh 2002], que apresenta uma análise comparando o algoritmo genético e os resultados do fluxo de carga CA para verificar como as linhas críticas afetam os limites de tensão do barramento na ocorrência de contingência simples. Uma concordância de $85,71\%$ foi verificada entre os resultados do fluxo de carga CA e a abordagem proposta no presente trabalho a fim de classificar as linhas de transmissão mais críticas, mesmo que a abordagem proposta no presente trabalho requeira apenas informações topológicas. Por exemplo e [Ozdemir, Lim e Singh 2002] a linha $(7-29)$ é a linha mais crítica, e com o método proposto é a segunda linha mais crítica.

Considerando o sistema IEEE 118 barras uma análise comparativa entre os resultados obtidos pela metodologia proposta aplicada a ocorrência de contingência simples e os resultados apresentados em [Yan, He e Sun 2014] e [Bompard, Wu e Xue 2011] é realizada, e uma boa concordância foi encontrada. Para verificar a $k \geq 2$, foram selecionados trabalhos

recentes nos quais a análise de contingência $N-k$ foi a proposta e é apresentada análise considerando o sistema IEEE 118 barras.

Com base no descrito, foram encontrados os trabalho [Yang, Guan e Zhai 2017, Che, Liu e Li 2017], nos quais não é possível fornecer uma comparação direta entre nossos resultados e os apresentados em [Yang, Guan e Zhai 2017, Che, Liu e Li 2017]. Uma análise comparativa entre os resultados obtidos pela metodologia de busca exaustiva e os resultados apresentados nos trabalhos citados mostra que os mesmos não avaliam todas as possíveis contingências múltiplas, dentro dos conjuntos pré-estabelecidos pelos autores, e sim conjuntos pré estabelecidos. Considerando tais informações, o presente trabalho avalia pela primeira vez, de acordo com nossos conhecimentos, o impacto de k falhas, considerando uma busca exaustiva aplicada ao sistema IEEE 118.

Pode-se notar que os resultados obtidos pela metodologia proposta de busca exaustiva apresentam uma concordância significativa com os resultados obtidos através de métodos tradicionais, mesmo sem obtenção de fluxo de carga CA. Com base nessa concordância, há indicação de que nosso método é válido como uma ferramenta de pré-análise aplicado a análise múltiplas contingências topológicas, embora testes adicionais sejam necessários. Tal método demonstra-se muito interessante considerando redes com centenas de nós.

A utilização de otimização baseada em inteligência computacional é aqui iniciada com a intenção de verificar uma forma de aplicação da análise de múltiplas contingências aplicadas ao controle do sistema de extra grande porte. Sendo assim, dentre os algoritmos evolutivos existentes optou-se pelo algoritmo de Evolução diferencial. Os resultados anteriores apresentados na Seção 5.3.2 são os primeiros passos para identificar barras e linhas de transmissão críticas sob múltiplas contingências para redes extra grandes.

Outra vantagem da utilização do algoritmo ED associado a medida de centralidade de *current flow betweenness* é sua aplicação a redes com milhares de nós, tal como o sistema *Polish* 2383 barras, onde uma busca exaustiva levaria a um consumo físico de memória da máquina muito elevado, o que inviabilizaria o método. Com a aplicação do algoritmo ED, limitando-se o tempo é possível obter resultados que concordam com os resultados exaustivos com uma taxa de até 99%, de acordo com os dados apresentados pela taxa de acerto na Tabela 7, dependendo do sistema analisado.

Por comparação, os resultados do algoritmo ED mostraram uma boa concordância quando comparado ao método exaustivo. No entanto, mais testes e refinamentos são necessários para aplicar o método à análise em tempo real e aumentar a taxa de concordância. Por exemplo, as barras críticas verificadas pelo algoritmo ED para o sistema ITAIPU 11 barras foram praticamente as mesmas da busca exaustiva . Poucas diferenças foram encontradas, como a seleção da barra 4 como crítica para todo k considerando o algoritmo ED.

Outra diferença é em relação ao tempo de cálculo. A fim de fornecer comparação de tempo de computação entre o método de busca exaustiva e o método baseado em algoritmo ED, tem-se a Tabela 8.Pela tabela verifica-se que a abordagem ED fornece os resultados em menos tempo do que o método exaustivo quando aplicado a grandes redes. Como pode ser visto, para o sistema ITAIPU 11 barras converge mais rápido para o método exaustivo do que para o método baseado em algoritmo ED.

Tabela 8 – Comparação do tempo computacional entre o algoritmo de Evolução Diferencial (ED) e a busca Exaustiva (BE).

sistema teste	**Tempo de cálculo em segundos para cada k**							
	k1		**k2**		**k3**		**k4**	
	BE	ED	BE	ED	BE	ED	BE	ED
ITAIPU 11 barras	0.379	0.604	0.349	0.51	0.420	0.464	0.541	0.446
IEEE 39 barras	0.402	10.05	0.565	20.02	1.49	20	7.3	20.02
IEEE 57 barras	0.57	180.04	0.995	184.57	9.31	180.06	193	180.1
IEEE 118 barras	0.432	24.88	7.62	60.82	387.56	180.2	22986.5	180.53
***Polish* 2383 barras**	–	185.12	–	221.85	–	217.35	–	222.51

Da Tabela 8 podemos verificar que alguns tempos de computação para obter os resultados são menores que o tempo delimitado. Isso ocorre pois a convergência do algoritmo foi o critério de parada para obtenção do custo, uma vez obtido o melhor custo, o algoritmo foi finalizado. Alguns tempos de computação para obter os resultados são maiores do que o tempo delimitado, esse aumento do tempo refere-se ao tempo para salvar os resultados. Na Tabela 7 os resultados apresentam uma boa concordância entre os resultados do ED e os resultados por busca exaustiva, sendo necessários ainda mais testes para análise das linhas de transmissão.

5.5 Conclusão

Neste capítulo os resultados após a aplicação dos métodos topológicos propostos baseados na medida de centralidade de *current flow betweenness* foram apresentados.

Primeiramente as análises considerando a ocorrência simples de contingência, aplicando busca exaustiva, foram realizadas e a demostração de como a seleção de linhas de transmissão e barras críticas através do método pode ser vista. Tais resultados foram obtidos para os sistemas ITAIPU 11 barras e IEEE 39 barras.

Após esta primeira etapa, análises considerando ocorrência de múltiplas contingências foram realizadas considerando primeiramente busca exaustiva, onde além dos sistema avaliados para contingência simples, avaliou-se o método para os sistemas IEEE 57 e IEEE 118 barras.

Por fim, resultados considerando a aplicação de algoritmo de Evolução diferencial, associado medida de centralidade de *current flow betweenness* foram apresentados, além

dos sistemas analisado sob a ocorrência de múltiplas contingências uma rede maior, a *Polish* de 2383 barras foi analisada.

O método para a análise de $N-k$ contingências, baseado na medida de centralidade topológica de *current flow betweenness* e o Algoritmo de Evolução Diferencial é proposto neste trabalho. Foram testadas todas as $N-k$ contingências possíveis, dentro do conjunto populacional selecionado. Tal como nos métodos de busca exaustiva propostos, as múltiplas contingências que levam a formação de ilhamento não foram classificadas neste primeiro estágio dos testes. Com a obtenção das linhas críticas foram estudados seus impactos nos contextos local e global.

Baseando-se nos resultados e nas análises comparativas, os métodos propostos se caracterizam como uma forma promissora de melhorar a avaliação de segurança e identificação de vulnerabilidades na rede elétrica, uma vez que funciona mesmo quando as medidas tradicionais do sistema não estão disponíveis ou quando não há possibilidade de convergência utilizando métodos tradicionais. Os resultados obtidos apresentaram boa concordância com a literatura.

O método fornece aos operadores no centros operacionais os conjuntos de contingências topológicas mais críticas e a análise global fornece o primeiro passo para identificar os componentes potenciais que podem desencadear grandes apagões, devido ao efeito cumulativo das falhas sobre os mesmos.

Por fim, tem-se que o método proposto é um método de aplicação geral, que além da aplicação em sistemas de transmissão pode ser aplicado aos sistemas de distribuição, mesmo que os mesmos atualmente sejam radiais.

6 Conclusão

As metodologias propostas no presente trabalho são interessantes no contexto das *Smart Grids*, uma vez que propiciam a identificação de vulnerabilidades estruturais do sistema elétrico considerando apenas a topologia da rede. Levando-se em consideração a estrutura notadamente complexa das *Smart Grids*, uma ferramenta que permita um pré-analise de pontos estruturalmente vulneráveis é essencial para evitar conflitos que podem ocorrer devido à heterogeneidade da informação no sistema entre os dados elétricos e cibernéticos.

A metodologia proposta para análise de $N-1$ contingências demonstrou-se muito interessante devido a sua baixa complexidade computacional e simplicidade de aplicação. Outra característica importante e que salienta a importância e retidão do método é o fato de os resultados obtidos corroborarem com o método clássico de índice de desempenho da rede (PI), o qual requer informações completas da rede, bem como do cálculo de fluxo de carga completo do sistema, fatos que o tornam computacionalmente mais complexos e limitam sua região de atuação a redes pequenas ou redes que tenham sido redimensionadas através de equivalentes externos ou utilizando-se dos métodos de fronteiras e vizinhança apresentados no Capitulo 2 do presente trabalho.

Um método para a análise de múltiplas contingências baseado na medida de centralidade topológica de *current flow betweenness* é proposto no presente trabalho de pesquisa. Assim como para a verificação do impacto de múltiplas contingências nos SEP's, o método proposto não requer informações completas da rede elétrica e não necessita do cálculo de fluxo de carga linearizado ou completo do sistema. Uma pré análise da taxa de ilhamento separa os diferentes tipos de contingências, e esta estratégia oferece uma redução de possibilidades de combinações para análise de contingências múltiplas. Depois de excluir o problema de ilhamento, a rede restante tem impacto das k múltiplas contingências estudados no contexto local e global.

Os resultados mostram esse método como uma maneira promissora de fornecer uma redução de ponto de ajuste para a análise do operador do sistema de energia, uma vez que informações que levam a criticidade nos sistemas testados constituem-se na menor parte de todas os resultados obtidos, logo um pequeno conjunto de informações seria direcionado aos operadores para as tomada de decisões operacionais. A análise global é uma maneira prática de identificar, por meio da análise de múltiplas contingências, os componentes potenciais que podem desencadear grandes apagões.

Os primeiros resultados obtidos associando inteligência computacional, baseada em algoritmo de Evolução Diferencial e medida de centralidade topológica de *current*

flow betweenness fornecem os primeiros passos para utilização do método em redes extra grandes.

6.1 Trabalhos futuros

O presente trabalho abre portas para uma vasta gama de possibilidades de trabalhos futuros, pelo fato de ser uma ramo de pesquisa relativamente novo e que requer melhorias e aprimoramentos a fim de ser utilizado na prática em centros de controle como ferramenta de análise e de planejamento da operação. Dentre os trabalhos futuros tem-se:

- Inserir procedimentos para segurança cibernética e análise de risco operacional (informações de PMUs, medidores inteligentes, entre outros equipamentos).
- Refinar a técnica de otimização baseada em algoritmo ED para melhoria da análise de múltiplas falhas, a fim de tornar viável sua aplicação a análise de sistemas em tempo real.
- Integração entre o método proposto e o método tradicional.
- Expansão das análises as redes de distribuição.
- Desenvolvimento de uma *framework* para análise das *Smart Grids* considerando a análise de risco do sistema e integração com infraestrutura de telecomunicações, aplicando monitoramento remoto.

Referências

ALBERT, R.; BARABÁSI, A.-L. Statistical mechanics of complex networks. *Reviews of modern physics*, APS, v. 74, n. 1, p. 47, 2002.

ALBERT, R.; JEONG, H.; BARABÁSI, A.-L. Error and attack tolerance of complex networks. *nature*, Nature Publishing Group, v. 406, n. 6794, p. 378, 2000.

ALDOUS, J. M.; WILSON, R. J. *Graphs and applications: an introductory approach*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2003. v. 1.

ANDERSSON, G. et al. Causes of the 2003 major grid blackouts in north america and europe, and recommended means to improve system dynamic performance. *IEEE transactions on Power Systems*, IEEE, v. 20, n. 4, p. 1922–1928, 2005.

BALU, N. et al. On-line power system security analysis. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 80, n. 2, p. 262–282, 1992.

BARABÁSI, A.-L.; ALBERT, R. Emergence of scaling in random networks. *science*, American Association for the Advancement of Science, v. 286, n. 5439, p. 509–512, 1999.

BARABÁSI, A.-L.; ALBERT, R.; JEONG, H. Mean-field theory for scale-free random networks. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, Elsevier, v. 272, n. 1-2, p. 173–187, 1999.

BARABÁSI, A.-L.; PÓSFAI, M. *Network science*. [S.l.]: Cambridge university press, 2016.

BOMPARD, E.; PONS, E.; WU, D. Extended topological metrics for the analysis of power grid vulnerability. *IEEE Systems Journal*, IEEE, v. 6, n. 3, p. 481–487, 2012.

BOMPARD, E.; WU, D.; XUE, F. Structural vulnerability of power systems: A topological approach. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 81, n. 7, p. 1334–1340, 2011.

BRANDES, U.; FLEISCHER, D. Centrality measures based on current flow. In: SPRINGER. *Annual symposium on theoretical aspects of computer science*. [S.l.], 2005. p. 533–544.

CENTRE, K. S. *IEEE118 Bus Test Case*. 2008. Disponível em: <http://energy.komisc.ru/downloads/schemes/ieee_118.jpg>.

CETINAY, H.; KUIPERS, F. A.; MIEGHEM, P. V. A topological investigation of power flow. *IEEE Systems Journal*, IEEE, 2016.

CHE, L.; LIU, X.; LI, Z. Screening hidden $n-k$ line contingencies in smart grids using a multi-stage model. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, 2017.

CHEN, Q.; MCCALLEY, J. D. Identifying high risk $n-k$ contingencies for online security assessment. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 20, n. 2, p. 823–834, 2005.

CHRISTIE, R. Power systems test case archive, university of washington. *Electrical Engineering. https://www2.ee.washington.edu/research/pstca*, 2000.

CHU, C.-C.; IU, H. H.-C. Complex networks theory for modern smart grid applications: A survey. *IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems*, IEEE, 2017.

COELHO, E. P. et al. A complex network analysis of the brazilian power test system. In: IEEE. *Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), 2015 IEEE PES*. [S.l.], 2015. p. 113–118.

DEVARAJ, D.; YEGNANARAYANA, B. Genetic-algorithm-based optimal power flow for security enhancement. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, IET, v. 152, n. 6, p. 899–905, 2005.

DONDETI, J. et al. Experiences with contingency analysis in reliability and market operations at miso. p. 1–7, 2012.

DWIVEDI, A.; YU, X. A maximum-flow-based complex network approach for power system vulnerability analysis. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, IEEE, v. 9, n. 1, p. 81–88, 2013.

EJEBE, G.; PALIZA, R.; TINNEY, W. An adaptive localization method for real-time security analysis. *IEEE transactions on power systems*, IEEE, v. 7, n. 2, p. 777–783, 1992.

EJEBE, G.; WOLLENBERG, B. Automatic contingency selection. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, IEEE, n. 1, p. 97–109, 1979.

ERDöS, P.; RENYI, A. On random graphs i. *Publ. Math. Debrecen*, v. 6, p. 290–297, 1959.

ESTRADA, E. *The structure of complex networks: theory and applications*. [S.l.]: Oxford University Press, 2012.

EXPÓSITO, A. G. et al. *Electric energy systems: analysis and operation*. [S.l.]: CRC Press, 2016.

FAN, Z. et al. Smart grid communications: Overview of research challenges, solutions, and standardization activities. *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, IEEE, v. 15, n. 1, p. 21–38, 2013.

FANG, X. et al. Smart grid—the new and improved power grid: A survey. *IEEE communications surveys & tutorials*, IEEE, v. 14, n. 4, p. 944–980, 2012.

FARHANGI, H. The path of the smart grid. *IEEE power and energy magazine*, IEEE, v. 8, n. 1, 2010.

FREEMAN, L. C. A set of measures of centrality based on betweenness. *Sociometry*, JSTOR, p. 35–41, 1977.

FREEMAN, L. C. Centrality in social networks conceptual clarification. *Social Networks*, v. 1, n. 3, p. 215 – 239, 1978.

GORTON, I. et al. A high-performance hybrid computing approach to massive contingency analysis in the power grid. In: IEEE. *E-Science, 2009. E-Science'09. Fifth IEEE International Conference on*. [S.l.], 2009. p. 277–283.

JIN, S. et al. A novel application of parallel betweenness centrality to power grid contingency analysis. In: IEEE. *Parallel & Distributed Processing (IPDPS), 2010 IEEE International Symposium on*. [S.l.], 2010. p. 1–7.

JONG, M. D.; PAPAEFTHYMIOU, G.; PALENSKY, P. A framework for incorporation of infeed uncertainty in power system risk-based security assessment. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, 2017.

KARABOĞA, D.; ÖKDEM, S. A simple and global optimization algorithm for engineering problems: differential evolution algorithm. *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences*, The Scientific and Technological Research Council of Turkey, v. 12, n. 1, p. 53–60, 2004.

KONG, C. P. H. *Smart Grid Infrastructure*. 2016. Disponível em: <https://www.emsd.gov.hk/filemanager/en/content_1226/15_Smart%20Grid.pdf>.

KUNDUR, P.; BALU, N. J.; LAUBY, M. G. *Power system stability and control*. [S.l.]: McGraw-hill New York, 1994. v. 7.

KUNDUR, P. et al. Definition and classification of power system stability ieee/cigre joint task force on stability terms and definitions. *IEEE transactions on Power Systems*, IEEE, v. 19, n. 3, p. 1387–1401, 2004.

LI, F. et al. Smart transmission grid: Vision and framework. *IEEE transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 1, n. 2, p. 168–177, 2010.

LIACCO, T. D. Real-time computer control of power systems. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 62, n. 7, p. 884–891, 1974.

MAJIDI-QADIKOLAI, M.; BALDICK, R. Integration of $n-1$ contingency analysis with systematic transmission capacity expansion planning: Ercot case study. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 31, n. 3, p. 2234–2245, 2016.

MIRANDA, V.; SRINIVASAN, D.; PROENCA, L. M. Evolutionary computation in power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 20, n. 2, p. 89–98, 1998.

MONTICELLI, A. J. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. [S.l.]: E. Blucher, 1983.

NASIRUZZAMAN, A. B. M.; POTA, H. R. Bus dependency matrix of electrical power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 56, p. 33 – 41, 2014. ISSN 0142-0615.

NEWMAN, M. E. The structure and function of complex networks. *SIAM review*, SIAM, v. 45, n. 2, p. 167–256, 2003.

NEWMAN, M. E. A measure of betweenness centrality based on random walks. *Social networks*, Elsevier, v. 27, n. 1, p. 39–54, 2005.

NIEMINEN, J. On the centrality in a graph. *Scandinavian journal of psychology*, Wiley Online Library, v. 15, n. 1, p. 332–336, 1974.

OZDEMIR, A.; LIM, J.; SINGH, C. Contingency screening for steady state security analysis by using genetic algorithms. In: *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*. [S.l.: s.n.], 2002. v. 3, p. 1142–1147.

PAGANI, G. A.; AIELLO, M. The power grid as a complex network: a survey. *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, Elsevier, v. 392, n. 11, p. 2688–2700, 2013.

PAI, A. *Energy function analysis for power system stability*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2012.

PANG, C.; KEZUNOVIC, M. Static security analysis based on weighted vulnerability index. In: IEEE. *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*. [S.l.], 2011. p. 1–6.

PAPPU, V. et al. *Optimization and security challenges in smart power grids*. [S.l.]: Springer, 2013.

POUDEL, S.; NI, Z.; SUN, W. Electrical distance approach for searching vulnerable branches during contingencies. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, 2016.

RAMIREZ-ROSADO, I. J.; BERNAL-AGUSTIN, J. L. Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 13, n. 2, p. 696–703, 1998.

REN, H.; DOBSON, I. Using transmission line outage data to estimate cascading failure propagation in an electric power system. *IEEE Transactions on Circuits and Systems II: Express Briefs*, IEEE, v. 55, n. 9, p. 927–931, 2008.

SCIENCES, E. National Academies of; MEDICINE et al. *Analytic research foundations for the next-generation electric grid*. [S.l.]: National Academies Press, 2016.

SONG, H. et al. Static analysis of vulnerability and security margin of the power system. In: IEEE. *Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006 IEEE PES*. [S.l.], 2006. p. 147–152.

STORN, R.; PRICE, K. Differential evolution–a simple and efficient heuristic for global optimization over continuous spaces. *Journal of global optimization*, Springer, v. 11, n. 4, p. 341–359, 1997.

STOTT, B.; ALSAC, O.; MONTICELLI, A. J. Security analysis and optimization. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 75, n. 12, p. 1623–1644, 1987.

SUNITHA, R.; KUMAR, S. K.; MATHEW, A. T. Online static security assessment module using artificial neural networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 28, n. 4, p. 4328–4335, 2013.

TARJAN, R. Depth-first search and linear graph algorithms. *SIAM journal on computing*, SIAM, v. 1, n. 2, p. 146–160, 1972.

TUBALLA, M. L.; ABUNDO, M. L. A review of the development of smart grid technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 59, p. 710–725, 2016.

VARADARAJAN, M.; SWARUP, K. Differential evolutionary algorithm for optimal reactive power dispatch. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 30, n. 8, p. 435–441, 2008.

WANG, Z.; SCAGLIONE, A.; THOMAS, R. J. Electrical centrality measures for electric power grid vulnerability analysis. In: IEEE. *Decision and Control (CDC), 2010 49th IEEE Conference on*. [S.l.], 2010. p. 5792–5797.

WASHINGTON, U. of. *IEEE 57 Bus Test Case*. 1993. Disponível em: <https://www2.ee.washington.edu/research/pstca/pf57/pg_tca57bus.htm>.

WATTS, D. J.; STROGATZ, S. H. Collective dynamics of 'small-world'networks. *nature*, Nature Publishing Group, v. 393, n. 6684, p. 440, 1998.

WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F. *Power generation, operation, and control*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2012.

WU, F. F.; MOSLEHI, K.; BOSE, A. Power system control centers: Past, present, and future. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 93, n. 11, p. 1890–1908, 2005.

YAN, J.; HE, H.; SUN, Y. Integrated security analysis on cascading failure in complex networks. *IEEE Transactions on Information Forensics and Security*, IEEE, v. 9, n. 3, p. 451–463, 2014.

YAN, J. et al. Multi-contingency cascading analysis of smart grid based on self-organizing map. *IEEE Transactions on Information Forensics and Security*, IEEE, v. 8, n. 4, p. 646–656, 2013.

YANG, Y.; GUAN, X.; ZHAI, Q. Fast grid security assessment with $n - k$ contingencies. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 32, n. 3, p. 2193–2203, 2017.

ZABORSZKY, J.; WHANG, K.-W.; PRASAD, K. Fast contingency evaluation using concentric relaxation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, IEEE, n. 1, p. 28–36, 1980.

ZHOU, G. et al. Gpu-accelerated batch-acpf solution for n-1 static security analysis. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 8, n. 3, p. 1406–1416, 2017.