



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**Estudo de Estabilidade de Tensão em Sistemas de Transmissão e em
Microrredes Utilizando o Método da Função Energia**

João Alves da Silva Neto

Dezembro de 2020
Itajubá – MG



UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO

EM ENGENHARIA ELÉTRICA

João Alves da Silva Neto

**Estudo de Estabilidade de Tensão em Sistemas de Transmissão e em Microrredes
Utilizando o Método da Função Energia**

**Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para
obtenção do Título de Doutor em Ciências em Engenharia
Elétrica.**

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientadora: Dra. Eliane Valença Nascimento De Lorenci

Orientador: Ph.D. Antonio Carlos Zambroni de Souza

Dezembro de 2020

Itajubá– MG

Dedicatória

“Ao fim deste doutoramento, reconheço com gratidão a minha formação profissional proposta pelo curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá, uma das Universidades mais conceituadas deste país. Certamente, em qualquer região do Brasil onde se exigem conhecimentos relacionados ao setor elétrico, tem-se um profissional oriundo dessa instituição. No entanto, não posso me esquecer da minha formação na educação básica. Em uma pequena cidade do Sul de Minas Gerais, chamada São João da Mata, tive o privilégio em estudar na Escola Estadual Cônego Paulo Monteiro. Lembro-me com saudades dos meus grandes amigos, de todos os funcionários e professores, da comida boa e, principalmente, do ensino crítico-reflexivo proporcionado. Portanto, dedico essa tese a essa escola e entrego em mãos da atual diretora, Maria Lúcia de Pádua Rodrigues, uma cópia desse documento em reconhecimento por todos os treze anos nos quais estudei por lá. O meu muito obrigado!”

Agradecimentos

À minha mãe Denize Vilhena, sinônimo de fortaleza. Foram tantos momentos difíceis que a hoje a vida nos brinda com o que existe de melhor nas nossas humildes pretensões.

Aos meus irmãos Luis Otávio e Thaisa, pelo companheirismo e amizade sincera.

À minha querida companheira Nádia. Durante toda essa caminhada tive o privilégio de dividir junto com ela os momentos mais felizes da minha vida.

Um agradecimento especial ao meu orientador Prof. Antonio Carlos Zambroni de Souza, uma das pessoas mais completas que eu conheço. Como pesquisador acaba de entrar na lista dos cientistas mais influentes do mundo, segundo a Universidade de Stanford. No entanto, o que impressiona é o seu lado humano, envolvido com as questões sociais deste país.

Toda a gratidão à minha orientadora Profa. Eliane Valença Nascimento De Lorenci, responsável por lapidar todos os conceitos envolvidos nesta tese. As suas contribuições foram imprescindíveis para a conclusão final desse trabalho. Que a parceria continue!

Aos amigos do Grupo de Engenharia de Sistemas (GESis) da Universidade Federal de Itajubá, em especial à Thais Presses Mendes e Priscila Mayara Duarte dos Santos, por toda a convivência e bons momentos compartilhados no grupo.

Agradeço à CAPES pelo apoio financeiro.

*“Se a educação sozinha não transforma a sociedade,
sem ela tampouco a sociedade muda.”*

(Paulo Freire)

RESUMO

A crescente preocupação com o esgotamento dos combustíveis fósseis e os seus efeitos ambientais por conta da emissão de gases de efeito estufa, bem como a baixa eficiência na transmissão de grandes blocos de energia em longas distâncias, deram suporte a um novo conceito de gerenciamento de energia: as microrredes. Dentre os estudos necessários a esses novos sistemas, cita-se a estabilidade de tensão. Portanto, esta tese propõe a análise de estabilidade de tensão estática em microrredes (operação em modo ilhado ou isolado) e em sistemas de transmissão (considerando o acoplamento transmissão-microrredes) utilizando o método da função energia clássica. A função energia clássica permite monitorar a estabilidade para cada ponto de operação, levando em conta a variação de cargas, intermitência de fontes fotovoltaicas e a carga e descarga dos sistemas armazenadores de energia sob condições pré-definidas. Adicionalmente, utiliza-se a função energia auxiliar, uma extensão da função energia clássica, para ranquear barras menos robustas das microrredes e dos sistemas de transmissão. Para as microrredes, a função energia auxiliar indica quais barras são candidatas à inserção de fontes intermitentes. Já para os sistemas de transmissão, a função energia auxiliar aponta quais microrredes conectadas ao sistema principal são candidatas ao corte de cargas não críticas. Por fim, considerando a operação da microrrede em modo ilhado, avalia-se qual configuração é a mais adequada para suprir cargas críticas em um maior tempo possível, com valores de frequência dentro do permitido. Os resultados mostram a efetividade da avaliação da estabilidade de tensão por meio da função energia clássica e a melhora desse índice quando se utiliza a técnica da função energia auxiliar para inserção de fontes intermitentes e corte de cargas. As metodologias propostas são validadas nos sistemas IEEE-37 barras e IEEE-30 barras.

Palavras-Chave: Acoplamento transmissão-microrredes, elementos armazenadores de energia, estabilidade de tensão, fontes intermitentes, microrredes ilhadas/isoladas, função energia.

ABSTRACT

The growing concern related to the depletion of fossil fuels, the environmental effects of greenhouse gas emissions, and the low efficiency in transmitting large blocks of energy over long distances gave support to a new concept of energy systems, the microgrids. Thus, among the studies needed for these new systems, the voltage stability is cited. Therefore, this thesis proposes the analysis of static voltage stability in microgrids (islanded or isolated mode) and in transmission systems (considering the transmission-microgrid coupling) using the classical energy function method. The energy function allows the direct stability evaluation of the system operating points, taking into account the variation of loads, the intermittence of the photovoltaic sources and the charging/discharging of energy storage systems under pre-defined conditions. In addition, the auxiliary energy function is used to rank less robust buses in the microgrids and transmission systems. For microgrids, the auxiliary energy function indicates which buses are candidates for the insertion of intermittent sources. As for transmission systems, the auxiliary energy function indicates which microgrids connected to the main system are candidates for load shedding. Finally, considering the microgrid operation in islanded mode, it is evaluated which configuration is the most appropriate to supply critical loads within quality standards in the longest possible time. The results show the effectiveness of the voltage stability assessment using the energy function and the improvement of the energy-based voltage security index when using the auxiliary function technique to allocate intermittent sources and load shedding. The proposed methodologies are validated in a modified IEEE 37 node test feeder and IEEE 30 bus.

Keywords: Energy function, energy storage systems, intermittent sources, islanded microgrids, transmission-microgrid coupling, voltage stability analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Variedade Estável e Instável	14
Figura 2.2: Pontos de Equilíbrio Instável e Estável antes da bifurcação.....	18
Figura 2.3: Ponto de Equilíbrio na Bifurcação	18
Figura 2.4: Curva P-V - Método Continuado.....	27
Figura 3.1: Controle de Droop.....	32
Figura 3.2: Célula Fotovoltaica - Modelo Exponencial Simples.....	33
Figura 3.3: Método Rotação de Eixos	39
Figura 3.4: Fluxograma: Análise de Estabilidade de Tensão em Microrredes Isoladas.....	43
Figura 4.1: Sistema Teste IEEE 37 Barras	44
Figura 4.2: Curva de Carga.....	45
Figura 4.3: Comparação da Função Energia para Valores Fixos e Variável.....	47
Figura 4.4: Comparação do Cálculo da Função Energia Utilizando Modelo de Cargas.....	48
Figura 4.5: Frequência do Sistema	49
Figura 4.6: Geração Fotovoltaica	49
Figura 4.7: Cálculo da Função Energia. Caso Base e Fontes Intermitentes sem Alocação Planejada.....	50
Figura 4.8: Curva P-V. Ausência e Inserção de Renováveis.....	50
Figura 4.9: Cálculo da Função Energia Auxiliar para cada Barra - Mapa de Calor.....	51
Figura 4.10: Cálculo da Função Energia. Caso Base e Fontes Intermitentes com Alocação Planejada.....	52
Figura 4.11: Curva P-V Incluindo Fontes Intermitentes	53
Figura 4.12: Cálculo da Função Energia. Caso Base e Fontes Intermitentes com Alocação Planejada.....	53
Figura 4.13: Nível de Tensão de uma Barra da Microrrede	54

Figura 4.14: Carga e Descarga dos Armazenadores de Energia.....	56
Figura 4.15: Cálculo da Função Energia. Caso Base, Fontes Intermitentes com Alocação Planejada e Não Planejada.....	56
Figura 4.16: Pior Perfil de Tensão da Microrrede Considerando a Inserção dos ESS	57
Figura 4.17: Valores de Frequência Considerando a Atuação dos ESSs	57
Figura 5.1: Acoplamento Transmissão-Microrrede	60
Figura 5.2: Fluxograma: Análise de Estabilidade de Tensão em Sistemas de Trasmissão Considerando o Acoplamento Transmissão-Microrrede.....	63
Figura 5.3: Fluxograma: Determinação da Configuração Apropriada de uma Microrrede Operando em Modo Ilhado.....	65
Figura 6.1: Margem de Potência Ativa do Sistema Teste IEEE-30 Barras.....	68
Figura 6.2: Fator de Carga das Barras da Microrrede	69
Figura 6.3: Função Energia para o Sistema Teste	70
Figura 6.4: Função Energia para o Sistema Teste - Corte de Cargas Não Críticas da Microrrede Conectada na Barra 26.....	71
Figura 6.5: Função Energia Clássica para o Sistema Teste - Corte de Cargas Não Críticas da Microrrede Conectada na Barra 14 (a), 24 (b) e 30 (c)	72
Figura 6.6: IEEE 37 Barras Modificado (Operação em Modo Ilhado)	74
Figura 6.7: Mapa de Calor - Áreas Críticas Calculadas pela Função Energia Auxiliar	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Classificação de Prioridade dos Consumidores dentro de uma Microrrede.....	36
Tabela 4.1: Função Energia Auxiliar das Barras Candidatas	52
Tabela 4.2: Parâmetros ESSs I	55
Tabela 6.1: Dados de Carga do Sistema IEEE-37 Barras.....	66
Tabela 6.2: Parâmetros ESS II.....	67
Tabela 6.3: Índice de Robustez das Barras para o Sistema Teste IEEE-30.....	71
Tabela 6.4: Configuração 1 (IEEE 37 Barras).....	75
Tabela 6.5: Cluster 2/Cluster 3	76
Tabela 6.6: Cluster 3.....	76

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CEP – Conversores Eletrônicos de Potência

ESS – *Energy Storage Systems*. Sistemas de Armazenamento de Energia.

ET – Estabilidade de Tensão

GD – Geração Distribuída

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

MNR – Método de Newton-Raphson

MST – Margem de Segurança de Tensão

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PIB – Produto Interno Bruto

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PV – Fotovoltaica

SEP – Sistemas Elétricos de Potência

SIN – Sistema Interligado Nacional

SOC – Estado de Carga da Bateria

VT – Vetor Tangente

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA	III
AGRADECIMENTOS	IV
RESUMO	VI
ABSTRACT	VII
LISTA DE FIGURAS	VIII
LISTA DE TABELAS	X
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	XI
SUMÁRIO	XII
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	1
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA	1
1.2 MOTIVAÇÕES	4
1.3 REVISÃO DA LITERATURA	5
1.4 OBJETIVOS	8
1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO	10
CAPÍTULO 2 –ASPECTOS TEÓRICOS: SISTEMAS DINÂMICOS, FUNÇÃO ENERGIA CLÁSSICA, MÉTODO DA CONTINUAÇÃO E FUNÇÃO ENERGIA AUXILIAR	12
2.1 TEOREMA DA EXISTÊNCIA E UNICIDADE	12
2.2 PONTO DE EQUILÍBRIO E ESTABILIDADE	12
2.3 LINEARIZAÇÃO DOS SISTEMAS NÃO LINEARES EM TORNO DE UM PONTO DE EQUILÍBRIO	13
2.4 TEOREMA DA VARIEDADE ESTÁVEL	14
2.5 ÁREA DE ESTABILIDADE E PONTOS DE EQUILÍBRIO NA SUA RESPECTIVA FRONTEIRA	15
2.6 BIFURCAÇÃO A UM PARÂMETRO	16
2.6.1 <i>Persistência da Região de Estabilidade</i>	16
2.6.2 <i>Comportamento Dinâmico Próximo a um Ponto de Bifurcação Sela-Nó</i>	17
2.7 FUNÇÃO DE LYAPUNOV, PRINCÍPIO DE INVARIÂNCIA DE LASALLE E FUNÇÃO ENERGIA.	19
2.7.1 <i>Função de Lyapunov</i>	19
2.7.2 <i>Princípio de Invariância de LaSalle</i>	20
2.7.3 <i>Funções Energia</i>	20
2.7.4 <i>Soluções Estáveis e Instáveis na Solução do Fluxo de Carga</i>	21

2.7.5 <i>Múltiplas Soluções das Equações de Fluxo de Carga</i>	21
2.7.6 <i>Função Energia Clássica</i>	22
2.8 DETERMINAÇÃO DAS SOLUÇÕES DE BAIXA TENSÃO.....	25
2.9 MÉTODO DO VETOR TANGENTE PARA DETERMINAÇÃO DA BARRA CRÍTICA	25
2.10 MÉTODO CONTINUADO.....	26
2.11 FUNÇÃO ENERGIA AUXILIAR	28
CAPÍTULO 3 – FLUXO DE POTÊNCIA EM MICRORREDES: ASPECTOS DE MODELAGEM E CONVERGÊNCIA.....	30
3.1 MICRORREDES	30
3.2 CONVERSORES ELETRÔNICOS DE POTÊNCIA	31
3.3 GERAÇÃO DESPACHÁVEL E NÃO-DESPACHÁVEL EM MICRORREDES.....	31
3.3.1 <i>Geração Fotovoltaica</i>	32
3.3.2 <i>Cargas</i>	34
3.3.3 <i>Prioridade das Cargas</i>	35
3.3.4 <i>Armazenadores de Energia</i>	36
3.4 FLUXO DE POTÊNCIA EM MICRORREDES	36
3.4.1 <i>Rotação de Eixos e Levenberg-Marquardt</i>	38
3.4.2 <i>Fluxo de Potência em Microrredes - Modo Conectado</i>	41
3.4.3 <i>Fluxo de Potência em Microrredes - Modo Ilhado ou Isolado</i>	41
3.5 DESENVOLVIMENTO DE UMA PLATAFORMA COMPUTACIONAL – ANÁLISE DE ESTABILIDADE DE TENSÃO EM MICRORREDES ISOLADAS	43
CAPÍTULO 4 – RESULTADOS E DISCUSSÕES: ESTABILIDADE DE TENSÃO EM MICRORREDES ISOLADAS	44
4.1 CURVAS DE CARGAS.....	45
4.2 MONITORAMENTO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO DE UMA MICRORREDE ISOLADA.....	45
4.2.1 <i>Caso I – Sistema Isolado</i>	46
4.2.2 <i>Caso II – Sistema Isolado com a Inserção de Fontes Renováveis</i>	49
4.2.3 <i>Caso III – Sistema Isolado com a Inserção de Fontes Renováveis por meio da Técnica da Função Energia Auxiliar</i>	51
4.2.4 <i>Caso IV – Sistema Isolado com a Inserção de Fontes Renováveis Acopladas com Armazenadores de Energia Inseridas por Função Energia Auxiliar</i>	54

CAPÍTULO 5 – ESTUDO DE ESTABILIDADE DE TENSÃO CONSIDERANDO O ACOPLAMENTO TRANSMISSÃO-MICRORREDE E AUTONOMIA DE UMA MICRORREDE OPERANDO EM MODO ILHADO.....	59
5.1 ACOPLAMENTO TRANSMISSÃO-MICRORREDE	59
5.2 ESTUDO DE ESTABILIDADE DE TENSÃO CONSIDERANDO O ACOPLAMENTO TRANSMISSÃO – MICRORREDE UTILIZANDO FUNÇÃO ENERGIA E DEFINIÇÃO DA VULNERABILIDADE DAS BARRAS POR FUNÇÃO ENERGIA AUXILIAR	61
5.3 DESENVOLVIMENTO DE UMA PLATAFORMA COMPUTACIONAL – ANÁLISE DE ESTABILIDADE DE TENSÃO CONSIDERANDO O ACOPLAMENTO TRANSMISSÃO-MICRORREDE	62
5.4 MELHOR CONFIGURAÇÃO DE UMA MICRORREDE OPERANDO EM MODO ILHADO PARA UMA MAIOR AUTONOMIA.	63
5.5 DESENVOLVIMENTO DE UMA PLATAFORMA COMPUTACIONAL – ANÁLISE DA MELHOR CONFIGURAÇÃO DE UMA MICRORREDE OPERANDO EM MODO ILHADO	64
CAPÍTULO 6 - RESULTADOS E DISCUSSÕES: ACOPLAMENTO TRANSMISSÃO-MICRORREDE E AUTONOMIA DE UMA MICRORREDE OPERANDO EM MODO ILHADO.....	66
6.1 ANÁLISE DE ESTABILIDADE DE TENSÃO UTILIZANDO FUNÇÃO ENERGIA EM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO	67
6.2 MICRORREDE – CORTE DE CARGAS	70
6.3 MICRORREDES - CONFIGURAÇÃO.....	73
CAPÍTULO 7 - CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONTRIBUIÇÕES, PUBLICAÇÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	77
7.1 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES	79
7.2 PUBLICAÇÕES	80
7.3 TRABALHOS FUTUROS	81

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

A matriz energética mundial é baseada, principalmente, em combustíveis fósseis. No entanto, muito se discute e vários são os esforços para a sua diversificação. Desse modo, a inserção de fontes renováveis nos sistemas de média e baixa tensão é uma necessidade. Conseqüentemente, diante do fato da atual filosofia de fornecimento de energia ser centralizada, a geração nos sistemas de distribuição por fontes despacháveis e as consideradas intermitentes, insere um novo conceito de gerenciamento de energia, as microrredes. Por esse fato, estudos relacionados às microrredes precisam ser analisados, dentre esses, a sua estabilidade de tensão e o seu impacto nos sistemas de transmissão. Sendo assim, este capítulo inicia apresentando o tema Estabilidade de Tensão (ET) nos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) em nível de transmissão, relatando algumas ocorrências ao longo dos anos. Posteriormente, comenta-se sobre as microrredes e em seguida, apresentam-se as motivações, um estudo do estado da arte referente ao tema e, por fim, os objetivos desta tese de doutoramento.

1.1 Contextualização do Tema

Até a década de 70, pelo fato das cargas serem predominantemente resistivas, o problema mais recorrente que levava ao apagão nos SEP era a falta de potência ativa, ocasionando a queda da frequência da rede. Com o passar dos anos, com o aumento do consumo de potência reativa e a deficiência no suporte da mesma, apareceram os primeiros problemas relacionados à queda de tensão nas barras. Também, devido ao progressivo aumento do carregamento e a falta de investimentos no setor para construção de novas linhas de transmissão, essas passaram a operar próximas dos limites das suas respectivas capacidades, determinando o aparecimento dos primeiros relatos de instabilidade de tensão nos sistemas elétricos de potência.

A estabilidade de tensão é a capacidade do sistema em manter tensões aceitáveis em todos os barramentos em condições normais de funcionamento depois de ter sido sujeito a uma perturbação, podendo ser dividida em duas categorias: grandes e pequenas perturbações [1].

O problema de estabilidade de tensão a grandes perturbações está intrinsicamente ligado à capacidade do sistema em manter os valores apropriados de tensão após a ocorrência de um grande distúrbio, tal como um curto-circuito, por exemplo. Essa análise utiliza técnicas não lineares de simulação no domínio do tempo ou da frequência [2].

Por outro lado, a estabilidade de tensão a pequenas perturbações é a capacidade do sistema em manter tensões em regime após uma leve perturbação, como uma variação de carga. Muito embora a análise de ET seja dinâmica, as ferramentas estáticas podem ser utilizadas na abordagem do problema. Essas são baseadas em equações de fluxo de potência linearizadas, não utilizando equações diferenciais a cada ponto de equilíbrio [2]. Portanto, considerando pequenas perturbações para a abordagem da estabilidade de tensão, o modelo dinâmico pode ser reduzido às equações estáticas [3].

A principal causa de instabilidade de tensão é a incapacidade do sistema de fornecer o suporte necessário de potência reativa, sendo esse um fenômeno que se inicia localmente e se espalha pela vizinhança, podendo levar ao colapso de tensão em uma determinada região [4].

Muitos países relataram o problema, podendo-se citar [1],[4]:

- ✓ EUA, 22 de setembro de 1970.
- ✓ França, 19 de dezembro de 1978.
- ✓ Bélgica, 4 de agosto de 1982.
- ✓ EUA, 28 de dezembro de 1982.
- ✓ Suécia, 27 de dezembro de 1983.
- ✓ Japão, 23 de julho de 1987.
- ✓ EUA e Canadá, 14 de agosto de 2003.
- ✓ Suécia e Dinamarca, 23 de setembro de 2003.
- ✓ Itália, 28 de setembro de 2003.

Talvez o caso mais emblemático seja o ocorrido em 14 de agosto de 2003 afetando a Província de Ontário no Canadá e parte dos Estados Unidos. A população afetada foi de 50 milhões de pessoas, totalizando aproximadamente 62 [GW] de carga interrompida. O custo total do apagão, só nos Estados Unidos é estimado entre 4 e 10 bilhões de dólares. No Canadá, houve-se uma diminuição do PIB de 0,7% naquele mês e o apagão provocou uma perda de 18,9 milhões de horas de trabalho [6].

No Brasil, no dia 10 de novembro de 2009, ocorreu o desligamento de parte do sistema elétrico das regiões Sul e Sudeste, com a interrupção de 24.436 MW no Sistema Interligado Nacional (SIN). Após os desligamentos automáticos ocorridos, grandes quantidades de linhas de transmissão permaneceram operando, alimentando as cargas em condições precárias de tensão. Consequentemente, às 22h39min, a linha de transmissão 345 [kV] Ouro Preto/Vitória desligou por colapso de tensão ocasionando a interrupção de fornecimento de energia em todo o estado de Espírito Santo [7].

O problema do colapso de tensão compromete a confiabilidade e os impactos social e econômico associados a esse fenômeno são notáveis. Existem na literatura, para sistemas com características de transmissão, diversas metodologias e estudos referentes ao assunto que preveem a distância ao ponto de instabilidade por meio do cálculo da margem de carga [8], [9].

No entanto, as preocupações com relação à diminuição de emissão de CO₂, melhoria na eficiência energética, aumento da diversificação da matriz energética, entre outros, levaram a repensar o modelo tradicional de geração centralizada com a transmissão de grandes blocos de energia. As redes de distribuição, antes de fluxo unidirecional de potência, estão se transformando em redes ativas com um fluxo de energia bidirecional, incorporando as fontes de geração de energia na distribuição, denominadas de geração distribuída (GD) [10],[11]. A inserção da GD nos sistemas de distribuição pode ser composta por pequenas centrais hidrelétricas, plantas fotovoltaicas, geração eólica e armazenadores de energia. Algumas dessas fontes de energia necessitam ser conectadas através de interfaces baseadas em eletrônica de potência [12],[13].

Com o aumento da GD nos sistemas de distribuição, cria-se a ideia fundamental de microrredes, representando uma forma de fornecimento de energia mais limpa e eficiente. Assim, microrredes são sistemas de distribuição de energia elétrica contendo demandas e recursos energéticos distribuídos (tais como geração distribuída, sistemas de armazenamento ou demandas controláveis) que podem operar em modo conectado com a rede principal, de maneira isolada ou, devido a uma perturbação qualquer, desconectar-se e operar em modo ilhado e continuar alimentando de forma integral ou parcial as suas respectivas cargas [14].

Define-se sistema isolado aquele que não existe a possibilidade em conexão com um sistema principal e que possui condições suficientes para suprir todas as suas cargas. Por sua vez, tem-se que um sistema ilhado é aquele que, devido a uma situação de emergência,

necessita-se desconectar da rede principal e por um determinado período possui condições suficientes de suprir, pelo menos, as suas cargas críticas, Para o modo conectado, o sistema principal determina a frequência da microrrede. Já no sistema ilhado ou isolado (considerando um sistema pouco robusto), a cada mudança do ponto de operação, tem-se um desvio do valor de frequência [12],[15].

1.2 Motivações

Em sistemas de distribuição, considerando a inserção de GD, levando à formação de microrredes, a análise de estabilidade de tensão é um campo ainda a ser explorado. As microrredes podem ser mais vulneráveis à instabilidade devido aos diversos tipos de fontes de geração [16]. Além disso, pela integração de fontes intermitentes (variação de geração ao longo do dia), a inserção de veículos elétricos e a proximidade das cargas com a geração, tem-se um ambiente no qual ocorrem mudanças rápidas do ponto de operação.

Considerando o aumento da geração distribuída em sistemas de média ou baixa tensão, tem-se que a interação entre o sistema de transmissão e microrredes deve ser considerada nos estudos de operação e planejamento dos sistemas elétricos de potência. Normalmente, os sistemas de transmissão são analisados separadamente desses sistemas. Quando o sistema de transmissão é analisado, a microrrede é representada como uma carga equivalente no sistema de transmissão (valores conhecidos de potência ativa e reativa). Por outro lado, quando a microrrede operando no modo conectado é analisada, o sistema de transmissão é representado como uma fonte de alimentação equivalente (valores de tensão e ângulo especificados).

Nesse contexto, questões técnicas são pertinentes, podendo-se destacar:

- ✓ a análise de estabilidade de tensão em microrredes, considerando a inserção de geração distribuída e a rápida mudança de demanda de carga, sobretudo em sistemas isolados e que possuem desvios nos valores de frequência;
- ✓ o impacto da variação da frequência na análise de estabilidade de tensão para cada ponto de operação, considerando a operação da microrrede em modo isolado;
- ✓ determinação do melhor local da microrrede para conexão das fontes intermitentes de energia (geração fotovoltaica), tornando o sistema com melhores índices de estabilidade;
- ✓ análise da estabilidade de tensão em sistemas de transmissão, considerando o acoplamento transmissão-microrrede;

- ✓ melhor configuração de operação em modo ilhado de uma microrrede como maneira de obter o maior tempo de fornecimento de energia às suas respectivas cargas, considerando os índices de qualidade de energia.

As propostas de estudo de estabilidade em microrredes e em sistemas de transmissão, até então, concentram-se na utilização do método continuado para obtenção da curva P-V, descrito no Capítulo 2, Seção 2.10, em que é necessário traçar uma curva para cada mudança do ponto de operação. Essa análise requer várias soluções de fluxo de potência até obter a sua respectiva margem de carga. Considerando as características das microrredes, tem-se a necessidade de utilizar uma metodologia que forneça uma análise desses sistemas, em que a cada mudança do ponto de operação, tenha-se uma resposta rápida quanto ao nível de estabilidade de tensão.

1.3 Revisão da Literatura

Inicialmente, em meados da década de 70, a função energia foi utilizada para análise de estabilidade transitória em sistemas de transmissão. Os trabalhos de [17],[18] e [19] determinam se o sistema permanece estável ou instável após a ocorrência de um grande distúrbio. Esses métodos são baseados nos teoremas de Lyapunov e avaliam a energia cinética e potencial do sistema nas condições pré, durante e pós-falta. Pelo critério da igualdade das áreas, o sistema apresenta um comportamento transitoriamente estável se a área de desaceleração for suficiente para compensar a área de aceleração. Consequentemente, determina-se o tempo crítico de abertura dos disjuntores para a eliminação da falta.

Alguns anos depois, na década de 80, a função energia passou a ser utilizada para análise de estabilidade de tensão nos sistemas de transmissão [20],[21]. A medida de função energia do sistema quantifica a distância em que um dado ponto de operação se encontra do ponto de colapso de tensão. Essa medida determina a diferença de energia entre a solução operativa do sistema (solução estável) e uma solução instável particular. No ponto de instabilidade, as soluções estável e instável se fundem em uma bifurcação, e deste modo, a medida de energia é nula. Portanto, quanto maior a função energia de um dado ponto de operação, maior a sua distância do ponto de instabilidade e, consequentemente, maior a margem de carga associada.

A utilização da função energia para análise de ET, inicialmente, desconsiderava as perdas. Posteriormente, para melhor representar o SEP, os trabalhos de [22],[23] e [24] redefiniram a função, inserindo o parâmetro da condutância na função energia.

Para o cálculo da função energia é necessário determinar as soluções instáveis do sistema. Diferentes metodologias são utilizadas para o cálculo dessas soluções necessárias para obter o nível de robustez dos sistemas com respeito à avaliação da estabilidade de tensão. Por exemplo, em [25] as equações do fluxo de potência são formuladas em coordenadas retangulares e calcula-se a solução de baixa tensão pelo método de Newton-Raphson (MNR). O trabalho em [26] determina as soluções instáveis solucionando equações do fluxo de potência por utilizar o método de Newton-Raphson formuladas em coordenadas retangulares. O método compara a velocidade e a frequência de convergência da nova técnica com metodologias anteriores, demonstrando sua eficácia de encontrar as soluções instáveis. Em [21] e [22] os autores calculam a solução de baixa tensão através do método de Newton-Raphson com as equações do fluxo de potência formuladas em coordenadas polares e implementam um controle de passo na atualização das variáveis de estado como forma de melhorar a convergência na determinação das soluções instáveis.

A alta relação R/X dos sistemas de distribuição compromete a utilização do MNR para a solução do fluxo de potência para determinar os pontos de operação e das soluções instáveis. No entanto, algumas ferramentas permitem contornar os problemas de convergência do método quando aplicado em sistemas de distribuição. Por exemplo, o método da rotação de eixos, desenvolvido em [29] pode ser utilizado para compensar a alta relação R/X e resolver o problema de convergência. Em [30] é proposto um método de fluxo de potência para resolver problemas de redes de distribuição radiais ou fracamente malhadas, usando as formulações básicas das leis de Kirchhoff, podendo ser aplicado para redes com configurações monofásicas ou trifásicas. A referência [31] utiliza o método de Levenberg-Marquardt para melhorar a taxa de convergência do fluxo de potência, propondo modificações no MNR.

Existem na literatura algumas técnicas de análise estática para identificação do ponto de instabilidade de tensão. Curva P-V [9], curva Q-V [32] e Função Energia [33] são metodologias utilizadas para identificação do ponto de instabilidade de tensão. As curvas P-V e Q-V são traçadas calculando-se as soluções do fluxo de carga continuado [34]. Esses métodos são aplicados em sistemas de transmissão, onde o sistema de distribuição é

representado por uma carga equivalente, não considerando o acoplamento transmissão-distribuição.

Por outro lado, o trabalho desenvolvido em [35] aborda o tema de estabilidade de tensão em sistemas de transmissão considerando o acoplamento transmissão-distribuição. O artigo enfatiza a necessidade de se considerar o acoplamento como forma de evitar erros no cálculo de estabilidade de tensão. No entanto, o estudo utiliza o método continuado para traçar a curva P-V, requerendo um alto esforço computacional.

Considerando as microrredes, poucos trabalhos abordam o tema estabilidade de tensão. Por exemplo, em [16] é analisada a ET de uma microrrede, particularmente na fase de expansão da rede. Devido à alta penetração de fontes renováveis, os autores determinam a estabilidade da microrrede utilizando as curvas P-V e Q-V, bem como a análise modal.

Em [36], sob a justificativa das microrredes serem mais vulneráveis devido aos diferentes tipos de fontes de geração, limites de potência reativa e a dinâmica das cargas, o artigo faz um estudo sobre a estabilidade de tensão, utilizando-se as curvas P-V e Q-V para análise. Já o trabalho em [37] afirma que a integração de geração distribuída muda significativamente as características dos fluxos de potência e perfis de tensão e os problemas de estabilidade de tensão em sistemas de distribuição estão se tornando sérios, atraindo cada vez mais preocupações.

O relatório do IEEE [38] afirma que devido à característica das microrredes em possuírem alimentadores curtos, os fatores críticos para a instabilidade de tensão são os limites de potência dos geradores distribuídos e a sensibilidade do consumo das cargas. Também, em microrredes com a alta penetração de motores de indução pode ser um problema para a instabilidade de tensão.

Com a crescente demanda de carga e da sua repentina mudança a qualquer momento do dia, a referência [39] afirma que pode ocorrer instabilidade no sistema durante uma elevação brusca de carga, enfatizando a necessidade de estudos em redes de distribuição com relação ao problema de colapso de tensão. Na mesma linha de [39], a referência [40] aponta os poucos trabalhos sobre estabilidade de tensão em redes de distribuição.

A inserção de fontes intermitentes nos sistemas de distribuição é considerada em [41]. Apresenta-se, nesse trabalho, o impacto na estabilidade devido à inserção em larga escala da

geração fotovoltaica. Para diferentes condições climáticas e perfis de cargas, traça-se a curva P-V para obter a respectiva margem de carga.

O trabalho em [42] propõe a análise de estabilidade de tensão para microrredes autônomas, utilizando o método continuado baseado nas equações do fluxo de potência. No entanto, de acordo com as particularidades de um sistema isolado, a metodologia é adaptada para esse tipo de operação.

Em [43], é apresentado um novo método para traçar a curva P-V em sistemas de distribuição radial. A proposta leva em consideração que as soluções estáveis e instáveis são resolvidas simultaneamente. A metodologia é comparada com o método continuado usando Newton-Raphson para solucionar o fluxo de potência. O trabalho conclui que o método proposto é mais preciso do que o MNR.

A determinação de barras/áreas críticas do sistema é um importante critério no estudo de planejamento dos sistemas de transmissão e das microrredes. O método do vetor tangente é amplamente utilizado na determinação das barras críticas [44]. O método da função energia auxiliar também pode ser utilizado na determinação das áreas/barras críticas. Essa técnica foi empregada em [45] com o objetivo de obter uma metodologia que auxilia a tomada de decisão no processo de recomposição dos sistemas elétricos após um blecaute. A função calcula a participação de cada barra do sistema, atribuindo um valor escalar para cada unidade, definindo, a partir desse valor, barras/áreas vulneráveis e robustas. A vantagem de utilizar a função energia auxiliar é devido à característica em determinar quantitativamente a robustez de cada barra/área.

Considerando as microrredes, tem-se a preocupação em determinar qual configuração é a mais apropriada para operação em modo ilhado. Alguns trabalhos abordaram o tema. Por exemplo, o estudo [46] propôs utilizar os conceitos derivados de sistemas ecológicos para avaliar qual configuração oferece maior robustez na operação. Em [47] foi realizada uma comparação entre as diferentes configurações da microrrede em termos de confiabilidade, custos e estabilidade.

1.4 Objetivos

Os objetivos deste trabalho de tese foram divididos em duas partes, como maneira de melhor ilustrá-los. A primeira parte desta tese avalia a estabilidade de tensão considerando a

operação de uma microrrede em modo isolado, utilizando o método da função energia clássica. A utilização da função energia deve-se à necessidade de monitorar a estabilidade de tensão de maneira direta, em que a cada mudança do ponto de operação, tenha-se uma resposta rápida sobre o nível de estabilidade do sistema. Adicionalmente, propõe-se determinar o melhor local da microrrede para inserir as fontes renováveis, utilizando-se a metodologia da função energia auxiliar. A função energia auxiliar é definida para cada barra, podendo indicar quais barras da microrrede são menos robustas e, conseqüentemente, candidatas à inserção de fontes intermitentes. Essa análise implica em obter um melhor nível de estabilidade de tensão quando as fontes renováveis são inseridas em pontos previamente estabelecidos.

A segunda parte desse documento contempla em utilizar a função energia clássica para avaliar a estabilidade de tensão do sistema de transmissão, considerando o acoplamento transmissão-microrrede. A função energia clássica permite monitorar o nível de estabilidade de tensão do sistema de transmissão. Desse modo, caso o sistema principal aproxime do ponto de instabilidade, efetua-se o corte de cargas classificadas como não críticas das microrredes conectadas às barras menos robustas do sistema principal com o intuito de obter um alívio de carga, afastando-se do ponto de instabilidade. Define-se qual a barra do sistema de transmissão é menos robusta por meio da função energia auxiliar. Ainda, considerando a operação das microrredes em modo ilhado, utiliza-se uma metodologia que aponte a configuração que forneça o maior tempo de fornecimento de energia às suas respectivas cargas.

Para atingir o objetivo principal, procede-se à(ao):

- ✓ utilização de ferramentas necessárias para análise da estabilidade estática de tensão das microrredes operando em modo isolado, diante do desenvolvimento dos aspectos teóricos, modelos e estratégias consideradas;
- ✓ implementação de uma plataforma computacional que englobe o fluxo de potência em microrredes isoladas e o cálculo da função energia para quantificar a robustez do sistema perante a análise de ET, levando em consideração o impacto da variação de frequência a cada ponto de operação;
- ✓ determinação do melhor local para instalação das fontes intermitentes nas microrredes, utilizando função energia auxiliar, visando melhores índices de estabilidade de tensão;

- ✓ análise da estabilidade de tensão dos sistemas de transmissão, utilizando função energia, considerando o acoplamento transmissão-microrrede;
- ✓ classificação das barras menos robustas do sistema de transmissão utilizando função energia auxiliar, como forma de ranquear quais microrredes são candidatas ao corte de cargas classificadas como não críticas;
- ✓ desenvolvimento de uma metodologia que forneça a configuração com maior tempo de fornecimento de energia às cargas críticas de uma microrrede operando em modo ilhado, considerando valores de frequência dentro do permitido.

Essas etapas permitem analisar a estabilidade de tensão em microrredes operando em modo isolado e em sistemas de transmissão considerando o acoplamento transmissão-microrrede. Utiliza-se a função energia levando em consideração apenas mudanças graduais na carga e geração, desprezando-se as equações diferenciais dos geradores. Considerando-se as características de uma microrrede e do sistema de transmissão, a função energia estabelece que quanto maior o seu respectivo valor, maior é a distância do ponto de operação à instabilidade de tensão. Adicionalmente, para a operação de uma microrrede em modo ilhado, define-se a configuração que pode suprir as suas respectivas cargas críticas por um maior tempo possível, considerando valores permitidos de frequência.

1.5 Estrutura do Trabalho

Este documento é dividido em 7 capítulos. O **Capítulo 1**, já apresentado, contextualiza o assunto, descreve as motivações e insere os objetivos deste trabalho de doutoramento.

O **Capítulo 2** trata da teoria dos sistemas dinâmicos, da função clássica energia e função energia auxiliar utilizada nesse trabalho para a análise de estabilidade de tensão. Para a teoria dos sistemas dinâmicos, faz-se as definições matemáticas que fundamentam o comportamento dinâmico nas vizinhanças de um ponto de bifurcação sela nó. Descreve-se a estabilidade de Lyapunov e a sua extensão de acordo com o Princípio de Invariância de LaSalle. Apresenta-se a função energia clássica e função energia auxiliar. Uma vez que o cálculo da função energia requer a determinação das soluções instáveis, descreve-se o seu respectivo método de cálculo. Ainda, descrevem-se as técnicas de vetor tangente (necessária para apontar a barra crítica) e o método continuado para obtenção da curva P-V.

O **Capítulo 3** destaca a operação em modo isolado das microrredes. Nessa seção, descrevem-se os conversores eletrônicos de potência necessários para inserção das unidades

de GD nos sistemas de distribuição. A fonte intermitente de geração fotovoltaica é modelada, bem como os elementos armazenadores de energia (ESSs) que podem estar acoplados às fontes PVs. São estabelecidos os critérios para implementar o fluxo de potência e os métodos utilizados para contornar o problema de convergência em sistemas com características de distribuição.

O **Capítulo 4** mostra os resultados obtidos da análise de estabilidade de tensão, considerando a operação da microrrede em modo isolado. São analisados quatro cenários diferentes: ausência de fontes fotovoltaicas, inserção de fontes fotovoltaicas de maneira não planejada, presença de fontes fotovoltaicas com o auxílio da função energia (planejada) e adição de fontes fotovoltaicas mais armazenadores.

O **Capítulo 5** estuda a análise de estabilidade de tensão em sistemas de transmissão considerando o acoplamento transmissão-microrrede. Utiliza-se a função energia para determinar o nível de estabilidade de tensão. Caso a rede principal se aproxime do ponto de instabilidade, cargas não críticas de uma microrrede são cortadas. A escolha de qual microrrede a ter corte de cargas é avaliada por meio da utilização da função energia auxiliar. Na sequência, considerando microrredes operando em modo ilhado, uma metodologia é utilizada para determinar a melhor configuração para essa operação.

O **Capítulo 6** apresenta os resultados das simulações referentes à análise de estabilidade de tensão do sistema principal, considerando ou não o corte de cargas não críticas. Adicionalmente, define a melhor configuração para a operação em modo ilhado de uma microrrede.

As considerações finais, contribuições, publicações e as propostas de trabalhos futuros são apresentadas no **Capítulo 7**.

CAPÍTULO 2 –ASPECTOS TEÓRICOS: SISTEMAS DINÂMICOS, FUNÇÃO ENERGIA CIÁSSICA, MÉTODO DA CONTINUAÇÃO E FUNÇÃO ENERGIA AUXILIAR

Os sistemas de potência podem ser modelados por um conjunto de equações algébrico-diferenciais não lineares. Dessa forma, apresentam-se neste capítulo, de maneira geral, os conceitos da teoria dos sistemas dinâmicos que fundamentam o estudo de estabilidade de tensão dos sistemas elétricos. Na sequência, inserem-se os conceitos de função energia clássica e função energia auxiliar (extensão da função energia clássica).

2.1 Teorema da Existência e Unicidade

Considere o problema de valor inicial, dado por:

$$\mathbf{X}' = f(\mathbf{X}), \quad \mathbf{X}(t_0) = \mathbf{X}_0 \quad (2.1)$$

sendo que $\mathbf{X}_0 \in R^n$. Suponha que $f: R^n \rightarrow R^n$ é uma função continuamente diferenciável no seu domínio de definição. Pelo teorema da Existência e Unicidade, existe solução para o problema de valor inicial e é único, como demonstrado em [48]. A solução de (2.1), cuja condição inicial é \mathbf{X}_0 no tempo $t = 0$, pode ser representada pela trajetória $\varphi(\mathbf{X}_0, t)$

2.2 Ponto de Equilíbrio e Estabilidade

Suponha que $\mathbf{X}^* \in R^n$ é um ponto de equilíbrio de (2.1), tal que:

$$f(\mathbf{X}^*) = 0 \quad (2.2)$$

De acordo com as definições de [48], \mathbf{X}^* é um ponto de equilíbrio estável se para toda vizinhança \mathcal{O} de \mathbf{X}^* em R^n , tenha uma vizinhança \mathcal{O}_I de \mathbf{X}^* em \mathcal{O} , tal que toda solução $\mathbf{X}(t)$ com $\mathbf{X}(0) = \mathbf{X}_0$ em \mathcal{O}_I é definida e permanece em \mathcal{O} para todo $t > 0$.

Uma diferente forma de estabilidade é a estabilidade assintótica. Um ponto de equilíbrio \mathbf{X}^* é assintoticamente estável se \mathcal{O}_I puder ser escolhida de tal forma que, além das propriedades de estabilidade descritas anteriormente, apresente:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \mathbf{X}(t) = \mathbf{X}^* \quad (2.3)$$

Um ponto de equilíbrio que não é estável é chamado de instável. Isso significa que existe uma vizinhança O de \mathbf{X}^* tal que para toda vizinhança de O_I de \mathbf{X}^* em O , exista ao menos uma solução $\mathbf{X}(t)$ começando em $\mathbf{X}(0) \in O_I$ que não se permanece em O para todo $t > 0$.

Por fim, \mathbf{X}^* é globalmente assintoticamente estável se ele é estável e para todo $\mathbf{X} \in \mathbb{R}^n$, $\mathbf{X}(t) \rightarrow \mathbf{X}^*$ quando $t \rightarrow \infty$. Nesse caso, \mathbf{X}^* é o único ponto de equilíbrio do sistema não-linear dinâmico $\mathbf{X}' = f(\mathbf{X})$. Em sistemas não-lineares, dificilmente um ponto de equilíbrio é globalmente estável.

2.3 Linearização dos Sistemas não Lineares em Torno de um Ponto de Equilíbrio

O sistema de equações não lineares $\mathbf{X}'(t) = f(\mathbf{X})$ pode ser linearizado em torno do ponto de equilíbrio \mathbf{X}^* , com $f(\mathbf{X}^*) = 0$, em que a função $f(\mathbf{X})$ pode ser expandida em uma série de Taylor em torno do ponto \mathbf{X}^* [49]:

$$f(\mathbf{X}) = Df(\mathbf{X}^*)\mathbf{X} + \frac{1}{2}D^2f(\mathbf{X}^*)(\mathbf{X}, \mathbf{X}) + \dots \quad (2.4)$$

Desprezando-se os termos de ordem maior ou igual a dois, obtém-se:

$$\mathbf{X}' = J\mathbf{X} \quad (2.5)$$

com a matriz Jacobiana $J = Df(\mathbf{X}^*)$. A função linear $J\mathbf{X} = Df(\mathbf{X}^*)\mathbf{X}$ é chamada de linearização de f no ponto de equilíbrio \mathbf{X}^* . O teorema de Hartman-Grobman mostra que próximo ao ponto de equilíbrio \mathbf{X}^* , o sistema não linear (2.1) tem a mesma estrutura qualitativa do sistema linear (2.5) [49]. A linearização possibilita a previsão do comportamento das soluções do sistema não-linear.

Um ponto de equilíbrio \mathbf{X}^* é chamado ponto de equilíbrio hiperbólico se os autovalores da matriz Jacobiana J possuem partes reais diferentes de zero. O ponto de equilíbrio hiperbólico é tipo k se a sua respectiva matriz Jacobiana J possui k autovalores com parte real positiva. Assim, \mathbf{X}^* é assintoticamente estável se, e somente se, é do tipo 0 e \mathbf{X}^* é instável se pelo menos um autovalor tiver parte real positiva. No caso da matriz Jacobiana J possuir autovalores com parte real zero, a linearização não permite prever a sua estabilidade

[49],[50]. Adicionalmente, um ponto de equilíbrio X^* é nomeado poço se todos os autovalores da matriz J têm parte real negativa; é chamado fonte se os autovalores possuem parte real positiva e, por fim, considerado sela, se a matriz J tem ao menos um autovalor com parte real positiva e um com parte real negativa [49].

2.4 Teorema da Variedade Estável

Para um ponto de equilíbrio hiperbólico X^* , o espaço R^n pode ser decomposto em dois subespaços, denotados por estável $E^s(X^*)$ e instável $E^u(X^*)$. O subespaço vetorial $E^u(X^*)$ é gerado pelos autovetores associados aos autovalores da matriz Jacobiana J com parte real positiva. O subespaço $E^s(X^*)$ é gerado pelos autovetores associados aos autovalores da matriz Jacobiana J que possuem parte real negativa [49].

Para um ponto de equilíbrio hiperbólico X^* , o sistema não linear (2.1) possui variedades estáveis S e instáveis W tangentes em X^* aos subespaços estáveis E^s e instáveis E^u (Figura 2.1) do sistema linearizado (2.5). S e W têm as mesmas dimensões que E^s e E^u .

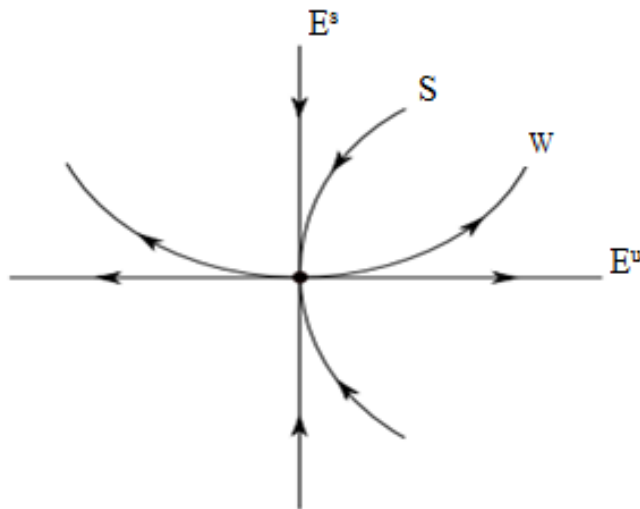


Figura 2.1: Variedade Estável e Instável [49]

As variedades estável $S(X^*)$ e instável $W(X^*)$ do ponto de equilíbrio hiperbólico X^* são únicas e invariantes, podendo ser escritas como [51]:

$$S(X^*) = \{X_0 \in R^n: \varphi(X_0, t) \rightarrow X^* \text{ quando } t \rightarrow +\infty\}$$

$$W(X^*) = \{X_0 \in R^n: \varphi(X_0, t) \rightarrow X^* \text{ quando } t \rightarrow -\infty\}$$

Considerando um ponto de equilíbrio X^* não hiperbólico, existe outro tipo de conjunto invariante, denominado variedade central $C(X^*)$. A variedade central é tangente ao subespaço

central $E^c(X^*)$ gerado pelos autovetores associados aos autovalores da matriz Jacobiana J que possuem parte real nula no ponto de equilíbrio X^* [49].

Uma das características importantes de um ponto de equilíbrio hiperbólico X^* é que suas variedades estáveis e instáveis se interceptam transversalmente em X^* . Essa interseção transversal é importante porque persiste sob a perturbação do campo vetorial [51].

2.5 Área de Estabilidade e Pontos de Equilíbrio na sua Respectiva Fronteira

Considere um sistema não linear dinâmico

$$X' = f(X) \quad (2.6)$$

em que $X \in R^n$ e $f : R^n \rightarrow R^n$ é uma função continuamente diferenciável no seu domínio de definição.

Supondo que X^s é um ponto de equilíbrio assintoticamente estável. A região de estabilidade de X^s é definida em $A(X^s)$, dada por:

$$A(X^s) = \{X_0 \in R^n : \varphi(X_0, t) \rightarrow X^s \text{ quando } t \rightarrow \infty\}$$

A região de estabilidade é também conhecida como área de atração.

Caracteriza-se $\partial A(X^s)$ como a fronteira da área de atração $A(X^s)$ e pontos de equilíbrio pertencente a $\partial A(X^s)$, desde que satisfaça as seguintes suposições [51].

A1. Todos os pontos de equilíbrios em $\partial A(X^s)$ são hiperbólicos.

A2. As variedades estáveis e instáveis dos pontos de equilíbrios em $\partial A(X^s)$ satisfazem a condição de transversalidade.

A3. Toda trajetória em $\partial A(X^s)$ se aproxima de um ponto de equilíbrio quando $t \rightarrow \infty$.

Se as afirmações A1, A2 e A3 são satisfeitas, então:

$$\partial A(X^s) = \bigcup_i S(X^i) \quad (2.7)$$

Sendo $X^i, i = 1, 2, 3, \dots$ os pontos de equilíbrio em $\partial A(X^s)$ [51].

Portanto, a fronteira da área de estabilidade $\partial A(X^s)$ é a união das variedades estáveis dos pontos de equilíbrio que pertencem à fronteira [51].

2.6 Bifurcação a um Parâmetro

As suposições $A1$, $A2$ e $A3$ são fundamentais na caracterização da fronteira da região de estabilidade de um ponto de equilíbrio assintoticamente estável. No entanto, para sistemas que dependem de um parâmetro $\lambda \in R^n$, tem-se a violação da afirmação $A1$, devido ao aparecimento de um ponto de equilíbrio não hiperbólico denominado sela-nó na fronteira da região de estabilidade, quando o parâmetro varia de λ até λ_0 .

Um sistema não linear autônomo, dependente de um parâmetro λ , é definido como:

$$\mathbf{X}' = f(\mathbf{X}, \lambda) \quad (2.8)$$

com $\mathbf{X} \in R^n$, $\lambda \in R^n$ e $f: R^n \rightarrow R^n$ uma função continuamente diferenciável no seu domínio de definição.

Denomina-se ponto sela-nó um ponto de equilíbrio não hiperbólico $(\mathbf{X}_{\lambda_0}, \lambda_0) \in R^n$ de (2.8) caso as seguintes condições são satisfeitas[52]:

B1. A matriz Jacobiana $D_x f_{\lambda_0}(\mathbf{X}_{\lambda_0})$ tem um único autovalor simples igual a 0 com v sendo autovetor à direita e w à esquerda.

B2. $w(D_\lambda f(\mathbf{X}_{\lambda_0}, \lambda_0)) \neq 0$.

B3. $w((D_x^2 f_{\lambda_0}(\mathbf{X}_{\lambda_0}))(v, v)) \neq 0$.

A condição $B1$ garante que a matriz Jacobiana é singular. As demais condições garantem que não há ponto de equilíbrio para $\lambda > \lambda_0$ ou $(\lambda < \lambda_0)$ dependendo do sinal de $B3$ [53].

O ponto de bifurcação sela-nó pode ser classificado de acordo com o número de autovalores da matriz Jacobiana J com parte real positiva. Um ponto de bifurcação sela-nó é do tipo k se J tem k autovalores com parte real positiva e $n-k-1$ com parte real negativa, $k \in N$.

2.6.1 Persistência da Região de Estabilidade

Considerando um ponto de equilíbrio assintoticamente estável $(\mathbf{X}_{\lambda^*}^s)$ de (2.8), para o parâmetro λ^* , deseja-se saber se a região de estabilidade $(A_{\lambda^*}(\mathbf{X}_{\lambda^*}^s))$ de $\mathbf{X}_{\lambda^*}^s$ persiste sob pequenas variações de λ . Sendo $\mathbf{X}_{\lambda^*}^s$ um ponto de equilíbrio hiperbólico de (2.8), o teorema da Função Implícita [54] garante que o ponto de equilíbrio hiperbólico persiste sob pequenas variações do parâmetro λ (λ^* para λ). Além disso, o tipo de estabilidade do ponto de equilíbrio perturbado \mathbf{X}_{λ}^s é o mesmo do ponto de equilíbrio $\mathbf{X}_{\lambda^*}^s$.

2.6.2 Comportamento Dinâmico Próximo a um Ponto de Bifurcação Sela-Nó

Quando o parâmetro λ varia próximo a um ponto de bifurcação sela-nó $(X_{\lambda_0}, \lambda_0)$, na fronteira da região de estabilidade, tem-se uma mudança significativa na estrutura das soluções de (2.8).

Assim, descreve-se, a seguir, o comportamento dinâmico do sistema (2.8) próximo ao ponto de bifurcação sela-nó, como apresentado em [52].

Considerando-se que os pontos de equilíbrio do sistema descrito em (2.8) são todos hiperbólicos na fronteira da região de estabilidade do ponto assintoticamente estável X_λ^s , exceto o ponto sela-nó (ponto de equilíbrio não hiperbólico). Seja $(X_{\lambda_0}, \lambda_0)$ um ponto de bifurcação sela-nó do tipo zero de (2.8) pertencendo à fronteira da região de estabilidade $\partial A(X^s)$. Então existe uma vizinhança N de X_{λ_0} e $\beta > 0$, sendo que existem dois pontos de equilíbrio hiperbólicos, y_λ^s e y_λ^u , em N , sendo do tipo zero e tipo um, respectivamente, para $\lambda \in (\lambda_0 - \beta, \lambda_0)$. Logo, existe ponto de equilíbrio em N para $\lambda \in (\lambda_0, \lambda_0 + \beta)$.

Para $\lambda < \lambda_0$ o ponto de equilíbrio hiperbólico do tipo um (y_λ^u), em N , está na fronteira da região de estabilidade de X_λ^s . Caso λ aumente, o ponto de equilíbrio estável (y_λ^s) aproxima-se do ponto de equilíbrio hiperbólico do tipo um (y_λ^u). Em $\lambda = \lambda_0$, o ponto de equilíbrio estável (y_λ^s) se une com o ponto de equilíbrio instável (y_λ^u) em um ponto de equilíbrio sela-nó do tipo zero.

Sendo que y_λ^u é um ponto de equilíbrio hiperbólico do tipo um, sua variedade instável $W(y_\lambda^u)$ é unidimensional, podendo ser decomposta em três subvariedades invariantes, dado por [55]:

$$W^i(y_\lambda^u) = W_-^i \cup y_\lambda^u \cup W_+^i \quad (2.9)$$

A representação gráfica do comportamento dinâmico próximo a um ponto de bifurcação sela-nó do tipo zero é mostrada na Figura 2.2.

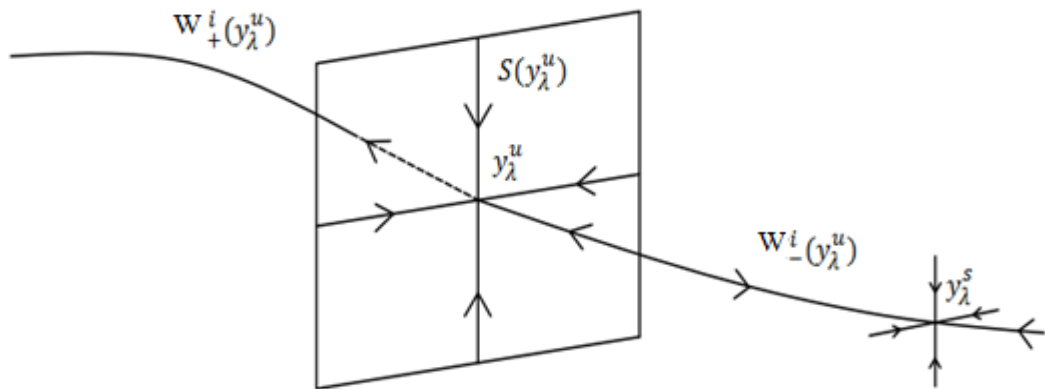


Figura 2.2: Pontos de Equilíbrio Instável e Estável antes da bifurcação[55]

À medida que o parâmetro λ aumenta, o ponto de equilíbrio estável \mathbf{y}_λ^s se aproxima do ponto de equilíbrio do tipo um \mathbf{y}_λ^u , ao longo do subconjunto W_-^i , ficando-o cada vez menor. No ponto de bifurcação ($\lambda = \lambda_0$), \mathbf{y}_λ^s e \mathbf{y}_λ^u se fundem e nesse ponto a matriz jacobiana J possui um autovalor nulo com um autovetor apontando na direção ao qual \mathbf{y}_λ^s e \mathbf{y}_λ^u se aproximam. Os outros $n-1$ autovalores da matriz jacobiana J permanecem com partes reais negativas [55].

O ponto de equilíbrio \mathbf{X}_{λ_0} tem uma variedade central $C(\mathbf{X}_{\lambda_0})$ unidimensional e uma variedade estável $S(\mathbf{X}_{\lambda_0})$ com dimensão $n-1$. A variedade central $C(\mathbf{X}_{\lambda_0})$ pode ser decomposta por [55]:

$$C(\mathbf{y}_\lambda^u) = C_- \cup \mathbf{X}_{\lambda_0} \cup C_+ \tag{2.10}$$

A Figura 2.3 mostra graficamente a decomposição da variedade central $C(\mathbf{X}_{\lambda_0})$.

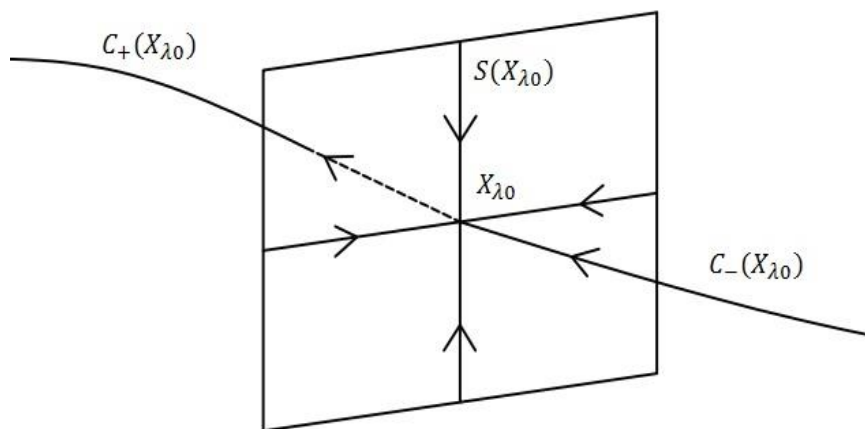


Figura 2.3: Ponto de Equilíbrio na Bifurcação [55]

O campo vetorial em $X_{\lambda 0}$ é estável ao longo de C e instável ao longo de C_+ . No caso de ponto de bifurcação sela-nó, $X_{\lambda 0}$ é instável e qualquer perturbação que leve o ponto de operação para dentro do subconjunto C_+ resultará em um ponto que afaste de $X_{\lambda 0}$. Assim, $X_{\lambda 0}$ desaparece e não existe mais ponto de equilíbrio próximo, caracterizando a instabilidade [55].

2.7 Função de Lyapunov, Princípio de Invariância de LaSalle e Função Energia.

Dado um ponto de equilíbrio assintoticamente estável (X^S), necessita-se determinar a sua respectiva região de estabilidade $A(X^S)$. Utiliza-se a função de Lyapunov e o princípio da Invariância de LaSalle (extensão da teoria de Lyapunov) para determinar tais regiões. Contudo, a estimativa da região de atração baseada nesses métodos apresenta apenas um subconjunto da verdadeira região de estabilidade do ponto em análise [51].

Por outro lado, inicialmente apresentada em [51], a estimativa da região de estabilidade por Função Energia permite avaliar de maneira exata a verdadeira região de estabilidade de um ponto de equilíbrio assintoticamente estável.

2.7.1 Função de Lyapunov

Seja X^* um ponto de equilíbrio de (2.6) e $V: R^n \rightarrow R$ uma função contínua e diferenciável definida em um conjunto aberto $D \subset R^n$, que contém um ponto de equilíbrio, tal que:

$$C1. V(X^*) = 0 \text{ e } V(X) > 0 \text{ se } X \neq X^* \text{ e } X \in D$$

$$C2. \dot{V}(X) \leq 0 \text{ em } D - X^*$$

então X^* é estável.

Por outro lado, se:

$$C3. \dot{V}(X) < 0 \text{ em } D - X^*$$

então X^* é assintoticamente estável [48].

A função contínua e diferenciável $V(X)$ satisfazendo $C1$ e $C2$ é conhecida como função de Lyapunov. Adicionalmente, se $C3$ é atendida, a função $V(X)$ é uma função de Lyapunov estrita. A demonstração do Teorema de Estabilidade de Lyapunov pode ser verificada em [50].

As condições estabelecidas em $C1$, $C2$ e $C3$ são apenas suficientes para garantir a estabilidade segundo Lyapunov. Caso sejam violadas, nada se pode dizer. Para algumas situações, a função de Lyapunov pode falhar na análise de estabilidade assintótica de acordo com a condição $C3$. O princípio de invariância de LaSalle estende a teoria de Lyapunov e permite que a derivada da função escolhida seja positiva em algumas regiões.

2.7.2 Princípio de Invariância de LaSalle

Sejam $V: R^n \rightarrow R$ e $f: R^n \rightarrow R^n$ funções contínuas e diferenciáveis. Seja $L \in R$ uma constante real tal que $\Omega_L = \{X \in R^n : V(X) < L\}$ seja limitado. Admita que $\dot{V}(X) \leq 0$ para todo $X \in \Omega_L$ e defina $E := \{X \in \Omega_L : \dot{V}(X) = 0\}$. Seja B o maior conjunto invariante contido em E . Então, toda solução de (2.6) iniciando em Ω_L tende para B quando $t \rightarrow \infty$. A demonstração do Teorema de LaSalle pode ser obtida em [50].

Para estimar a área de atração, é necessário encontrar L tal que o Princípio de Invariância de LaSalle seja satisfeito. Assim, o tamanho da área de atração pode ser mensurado pela diferença entre o nível energético de um ponto de equilíbrio instável e um ponto de equilíbrio estável [56].

2.7.3 Funções Energia

Dado um sistema dinâmico não linear, pode-se utilizar uma função energia para estimar sua região de estabilidade. Diz-se que $V: R^n \rightarrow R$ é uma função energia do sistema (2.6) se as condições $D1$, $D2$ e $D3$ são satisfeitas [57]:

D1. A derivada da função energia $\dot{V}(\varphi(X, t))$ ao longo de qualquer trajetória do sistema $\varphi(X, t)$ é não positivo: $\dot{V}(\varphi(X, t)) \leq 0$.

D2. Se X não é um ponto de equilíbrio, então o conjunto $\{t \in R : \dot{V}(\varphi(X, t)) = 0\}$ possui medida nula em R .

D3. $V(\varphi(X, t))$ é limitada, implica que a trajetória $\varphi(X, t)$ também é limitada.

As condições $D1$ e $D2$ pressupõem que a energia do sistema é estritamente decrescente ao longo de qualquer trajetória não trivial. Já a condição $D3$ garante que sendo a função V limitada ao longo da trajetória, tem-se a não existência de uma trajetória $\varphi(X, t)$ ilimitada [57].

A função energia é uma função escalar que permite extrair informações a respeito da dinâmica de um sistema autônomo não linear dado na forma de (2.6).

2.7.4 Soluções Estáveis e Instáveis na Solução do Fluxo de Carga

A definição de uma função energia está associada às equações do fluxo de potência de um SEP. Essas correspondem às equações algébricas autônomas não lineares; sendo que para um ponto de operação \mathbf{X}^* , são dadas novamente por:

$$f(\mathbf{X}^*) = 0 \quad (2.11)$$

$\mathbf{X}^* \in R^n$ representa o estado do sistema elétrico de potência. O sistema elétrico de potência em análise está constantemente perturbado pelo parâmetro λ , que representa as variações de carga e geração, levando-o de um ponto de equilíbrio para outro. Nesse contexto, pode ser representando por:

$$f(\mathbf{X}^*, \lambda) = 0. \quad (2.12)$$

O máximo carregamento - parâmetro crítico (λ_{crit}) -, $\lambda_{crit} = \lambda_o$, corresponde ao ponto sela-nó ($\mathbf{X}_{\lambda_o}, \lambda_o$) sendo que nessa situação, a matriz Jacobiana J das equações do fluxo de carga avaliada é singular, possuindo ao menos um autovalor com parte real nula.

Os SEP operam no ponto de equilíbrio estável (\mathbf{X}^s). Nesse ponto, todos os autovalores da matriz Jacobiana possuem parte real negativa. Por outro lado, quando um ou mais autovalores da matriz Jacobiana possuem parte real positiva, tem-se o ponto de equilíbrio instável (\mathbf{X}^u).

2.7.5 Múltiplas Soluções das Equações de Fluxo de Carga

Pelo fato de as equações de fluxo de potência serem não lineares, tem-se a existência de múltiplas soluções. Para um sistema de n barras, podem existir $2^{n-1} + 1$ soluções [58]. Dessa maneira, das $2^{n-1} + 1$ soluções possíveis, uma é a solução estável, enquanto as outras 2^{n-1} correspondem às soluções instáveis.

O aumento do parâmetro de carregamento λ leva a aproximação do ponto de operação à instabilidade. As múltiplas soluções vão se aproximando umas das outras, bifurcando aos pares e desaparecendo. Perto de λ_{crit} , tem-se a solução estável (\mathbf{X}^s) e uma solução instável

(X^u). Quando $\lambda = \lambda_{crit}$, X^s e X^u se fundem em uma bifurcação sela-nó. Nesse momento, o SEP perde a estabilidade, ocasionando o fenômeno de instabilidade de tensão.

Considera-se uma função energia V associada a uma solução estável. Com o aumento do parâmetro de carga λ , tem-se a aproximação da solução estável e instável. Em $\lambda = \lambda_{crit}$, a uma função energia $V(X^s, X^u)$ é igual a zero, representando a diferença entre a solução estável (X^s) e instável (X^u). Portanto, as soluções estáveis (X^s) e instáveis (X^u) são essenciais para aplicação do método da função energia clássica para a análise estática no estudo de estabilidade de tensão.

2.7.6 Função Energia Clássica

Dadas as características de uma função energia que permitem extrair informações acerca da área de estabilidade, apresenta-se a expressão utilizada para avaliar o nível de robustez de um SEP perante a instabilidade de tensão. As primeiras propostas para o uso do método da função energia que permitiram definir a instabilidade de tensão foram apresentados em [20] e [21]. A função utilizada é expressa na forma de uma integral compacta independente de caminho, em que desprezam-se as condutâncias e consideram-se as injeções de potência ativa como sendo constantes, dadas por:

$$v(X^s, X^u) = \int_{(0, \theta^s, V^s)}^{(w, \theta^u, V^u)} [(Mw)^T, f^T, g^T][dw^T, d\theta^T, dV^T]^T \quad (2.13)$$

em que, $X^s = (\theta^s, V^s)$, $X^u = (\theta^u, V^u)$ referem-se às soluções estáveis e instáveis do sistema em análise, w^T é o vetor da velocidade angular dos rotores e M é a matriz diagonal que contém as constantes de inércia dos geradores presentes no sistema. Os vetores V^T e θ^T contêm as magnitudes de tensão V_i e os ângulos θ_i da tensão de cada barra. f^T e g^T estão associados às equações algébricas de potência ativa e reativa do fluxo de carga, respectivamente. As funções f_i e g_i são descritas por:

$$f_i(\theta, V) = P_i - \sum_{j=1}^n B_{ij} V_i V_j \sin(\theta_i - \theta_j) \quad (2.14)$$

$$g_i(\theta, V) = (V_i)^{-1} \left[Q_i(V_i) + \sum_{j=1}^n B_{ij} V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j) \right] \quad (2.15)$$

Sendo B_{ij} a susceptância da linha entre as barras i e j . P_i e Q_i a potência ativa e reativa da barra especificada, respectivamente. Para um sistema de n barras, a resolução da equação (2.13) é dada por:

$$\begin{aligned} v(\mathbf{X}^s, \mathbf{X}^u) = & \frac{1}{2} \mathbf{w}^T \mathbf{M} \mathbf{w} - \sum_1^n \int_{V_i^s}^{V_i^u} \frac{Q_i(V_i)}{V_i} dV_i - \sum_{i=1}^n P_i (\theta_i^u - \theta_i^s) - \\ & \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i^u V_j^u B_{ij} \cos(\theta_i^u - \theta_j^u) + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i^s V_j^s B_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s) \end{aligned} \quad (2.16)$$

A expressão (2.16) corresponde à energia total do sistema. O primeiro termo representa a energia cinética, sendo armazenada na massa inercial dos rotores das máquinas. O restante da função define a energia potencial, armazenada em campos magnéticos.

Para uma análise estática do sistema, a equação (2.16) pode ser reduzida levando-se em consideração somente a parte correspondente à energia potencial, desconsiderando o seu 1º termo. A nova função energia é o índice que quantifica a vulnerabilidade do sistema quanto à estabilidade de tensão em regime permanente, contabilizando a distância entre a solução estável (\mathbf{X}^s) e uma solução instável particular (\mathbf{X}^u) [22].

$$\begin{aligned} v(\mathbf{X}^s, \mathbf{X}^u) = & - \sum_1^n \int_{V_i^s}^{V_i^u} \frac{Q_i(V_i)}{V_i} dV_i - \sum_{i=1}^n P_i (\theta_i^u - \theta_i^s) \\ & - \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i^u V_j^u B_{ij} \cos(\theta_i^u - \theta_j^u) + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i^s V_j^s B_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s) \end{aligned} \quad (2.17)$$

Quando as condutâncias (G_{ij}) da linha entre as barras i e j são consideradas, o sistema não é mais conservativo e, conseqüentemente, não mais uma função de Lyapunov. No entanto, para contornar tal condição, as referências [22] e [24] redefiniram as funções f e g , adicionando termos constantes associados às condutâncias de referências.

$$\begin{aligned} f_i(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V}) = & P_i - \sum_{j=1}^n B_{ij} V_i V_j \text{sen}(\theta_i - \theta_j) - \sum_{j=1}^n G_{ij} V_i^s V_j^s \text{sen}(\theta_i^s - \theta_j^s) \\ g_i(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{V}) = & (V_i)^{-1} \left[Q_i(V_i) + \sum_{j=1}^n B_{ij} V_i V_j \cos(\theta_i - \theta_j) \right] \end{aligned} \quad (2.18)$$

$$-(V_i^s)^{-1} \sum_{j=1}^n G_{ij} V_i^s V_j^s \text{sen}(\theta_i^s - \theta_j^s) \quad (2.19)$$

Desconsiderando o 1º termo referente à energia cinética, a nova função é uma integral independente de caminho, representada por:

$$v(\mathbf{X}^s, \mathbf{X}^u) = \int_{\theta^s, V^s}^{\theta^u, V^u} [(f^T(\theta, V), g^T(\theta, V))] [d\theta, dV]^T \quad (2.20)$$

Resolvendo a integral (2.20), tem-se:

$$\begin{aligned} v(\mathbf{X}^s, \mathbf{X}^u) = & - \sum_1^n \int_{V_i^s}^{V_i^u} \frac{Q_i(V_i)}{V_i} dV_i - \sum_{i=1}^n P_i(\theta_i^u - \theta_i^s) \\ & - \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i^u V_j^u B_{ij} \text{cos}(\theta_i^u - \theta_j^u) + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i^s V_j^s B_{ij} \text{cos}(\theta_i^s - \theta_j^s) + \\ & \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_i^s V_j^s G_{ij} \text{cos}(\theta_i^s - \theta_j^s) (\theta_i^u - \theta_i^s) + \\ & \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n V_j^s G_{ij} \text{sen}(\theta_i^s - \theta_j^s) (V_i^u - V_i^s) \end{aligned} \quad (2.21)$$

A função energia (2.21), considerando perdas, corresponde à diferença de energia potencial entre \mathbf{X}^s e \mathbf{X}^u necessária para avaliar a estabilidade de tensão. Os termos constantes adicionados em (2.18) e (2.19) não alteram a propriedade de independência de caminho. Essa função é diretamente proporcional aos parâmetros susceptância, condutância, tensão e ângulo.

Para a determinação dos valores de tensão e ângulos (soluções estáveis e instáveis) faz-se o uso de métodos de fluxo de potência para sistemas de distribuição, descritos no Capítulo 3. Antes de apresentar os métodos de fluxo de potência utilizados neste trabalho, inicia-se a descrição de como obter as soluções instáveis, podendo ser denominadas de “soluções de baixa tensão”.

2.8 Determinação das Soluções de Baixa Tensão

As soluções de baixa tensão podem ser calculadas de acordo com [27] e [28]. Os autores utilizam o método de Newton-Raphson para obter as soluções de baixa tensão associadas a cada barra. Adicionalmente, implementam-se o controle de passo para incremento das variáveis como tentativa de evitar que a solução saia da área de atração definida.

Inicialmente, calcula-se o ponto de operação que corresponde à solução estável (nível de tensão em torno de 1,0 [p.u.]) de acordo com as metodologias de fluxo de potência para sistemas de distribuição (Capítulo 3, Seção 3.4). Posteriormente, utilizando o método do vetor tangente (Capítulo 2, Seção 2.9), aponta-se a barra crítica. Nessa barra, atribui-se um baixo nível de tensão e, nas demais, considera-se a mesma magnitude dos pontos de operação. Resolve-se o fluxo de potência para sistemas de distribuição, incrementando as variáveis de tensão e ângulo (soluções instáveis) da seguinte maneira:

$$\mathbf{X}_{k+1} = \mathbf{X}_k + \rho \cdot \Delta \mathbf{X} \quad (2.22)$$

sendo ρ o valor do controle de passo.

2.9 Método do Vetor Tangente para Determinação da Barra Crítica

O Vetor Tangente (VT) mostra como as variáveis de estado mudam com relação à variação do parâmetro λ e pode ser obtido a partir da matriz Jacobiana do Fluxo de Potência em sistemas de distribuição [59]. Para o ponto de operação, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_g \\ \Delta P_l \\ \Delta Q_l \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \theta_g \\ \Delta \theta_l \\ \Delta V_l \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

g representa as barras com a presença de geradores e l as barras de cargas. Isolando as variáveis de estado, obtém-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta_g \\ \Delta \theta_l \\ \Delta V_l \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_g \\ \Delta P_l \\ \Delta Q_l \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

Sendo P_g , P_l e Q_l a potência ativa gerada, potência ativa e reativa das cargas, respectivamente, determinadas por:

$$\begin{aligned}
P_G &= P_{G0}(1 + \Delta\lambda) \\
P_l &= P_{l0}(1 + \Delta\lambda) \\
Q_l &= Q_{l0}(1 + \Delta\lambda)
\end{aligned} \tag{2.25}$$

Definindo-se P_{G0}, P_{l0}, Q_{l0} como a potência ativa gerada inicial e potências ativa e reativa das barras de cargas iniciais, respectivamente.

$$\begin{aligned}
\Delta P_G &= P_{G0} \cdot \Delta\lambda \\
\Delta P_l &= P_{l0} \cdot \Delta\lambda \\
\Delta Q_l &= Q_{l0} \cdot \Delta\lambda
\end{aligned} \tag{2.26}$$

Substituindo-se as equações (2.26) em (2.24):

$$\text{VT} = \begin{bmatrix} \frac{\Delta\theta_g}{\Delta\lambda} \\ \frac{\Delta\theta_l}{\Delta\lambda} \\ \frac{\Delta V_l}{\Delta\lambda} \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} P_{g0} \\ P_{l0} \\ Q_{l0} \end{bmatrix} \tag{2.27}$$

O método do VT é definido por (2.27). O vetor tangente converge para o autovetor à direita associado ao autovalor nulo [60]. A maior componente em módulo do VT indica a variável/barra mais sensível à variação do parâmetro λ em um dado ponto. De acordo com [61], o método do VT permite indicar com antecedência qual a barra crítica no ponto de instabilidade.

A metodologia em utilizar o VT para apontar a barra associada à solução de baixa tensão assegura, previamente, qual a solução de baixa tensão que se deslocará até a fronteira da área de atração e se bifurcará com a solução estável [28].

2.10 Método Continuado

O método continuado é utilizado para identificação de bifurcações sela-nó em sistemas não lineares. O método determina a margem de carga do sistema, definida entre o ponto de operação e o ponto de instabilidade de tensão. Com o aumento do carregamento, o ponto de equilíbrio é deslocado, diminuindo-se o nível de tensão. Por sucessivos aumentos de carga, atinge-se o ponto de bifurcação sela-nó, caracterizando a instabilidade de tensão.

O método da continuação é iterativo, sendo dividido em dois passos; previsor e corretor, como visualizado na Figura 2.4.

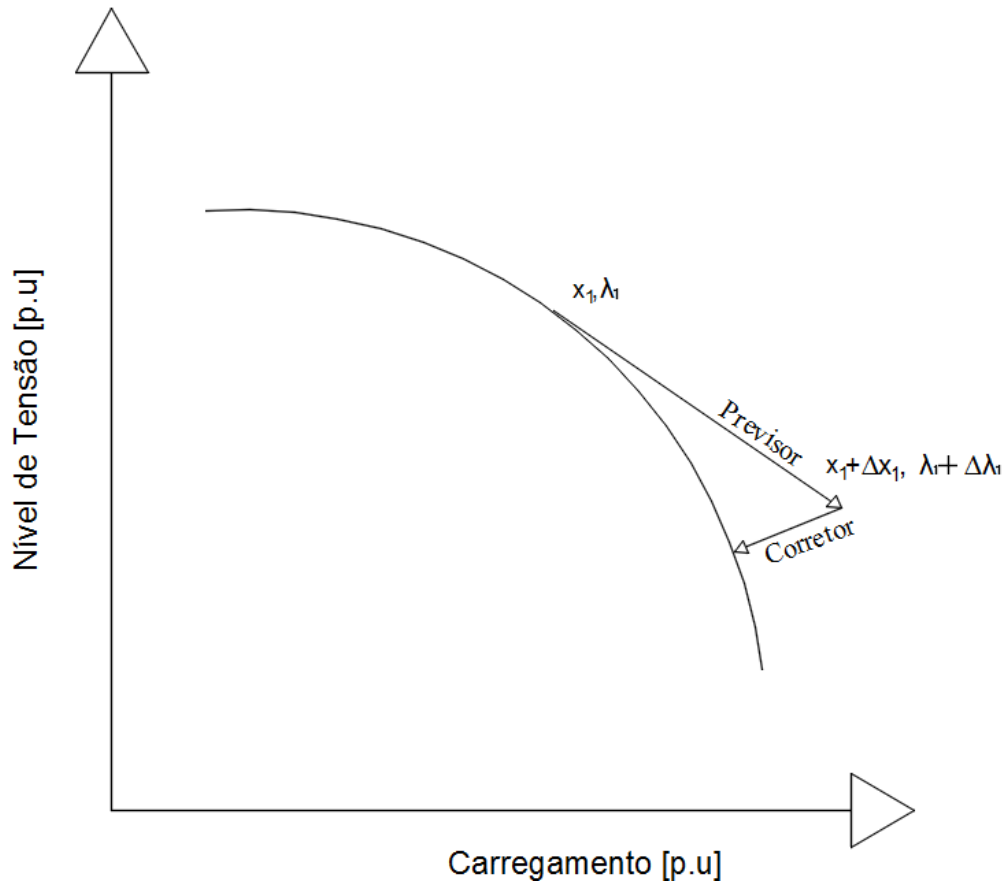


Figura 2.4: Curva P-V - Método Continuado

O passo previsor, calculado para cada novo carregamento, utiliza a técnica da norma do VT ($\|VT\|$).

O tamanho do passo $\Delta\lambda$ é verificado por:

$$\Delta\lambda = \frac{k}{\|VT\|} \quad (2.28)$$

sendo k uma constante que determina a velocidade do processo.

A próxima etapa é o passo corretor necessária para obter-se um novo ponto de equilíbrio. Qualquer técnica para solução de um sistema de equações algébricas não-lineares pode ser empregada no passo corretor, como por exemplo, o método de Newton-Raphson.

Neste trabalho, a ênfase é o estudo da função energia aplicada em microrredes para análise de instabilidade de tensão, permitindo monitorar a diferença de energia potencial entre

X^s e X^u . Diferentemente da função energia, o método continuado necessita traçar uma curva P-V para cada mudança do ponto de operação para obter a análise de estabilidade de tensão, requerendo um alto esforço computacional. No entanto, em alguns momentos, neste trabalho, utiliza-se a técnica da curva P-V para efeito de complementação/comparação em algumas análises. Desse modo, trata-se do assunto curva P-V descrevendo o método com base na referência [8].

2.11 Função Energia Auxiliar

A determinação das barras críticas de um sistema pode ser uma ferramenta adequada na fase de planejamento. Essa criticidade pode indicar a necessidade de reforços nessas regiões (inserção de fontes geradoras, elementos armazenadores) ou até mesmo a necessidade de corte de cargas como forma de obter melhores índices de estabilidade. A metodologia da função energia auxiliar, desenvolvida no trabalho de [53], avalia o nível de robustez de maneira quantitativa, apontando quais áreas do sistema em análise (fase de planejamento) necessitam de uma ação de controle.

A técnica da função energia auxiliar foi utilizada em [45] com o objetivo de quantificar áreas menos robustas, podendo auxiliar no planejamento de recomposição depois da ocorrência de um blecaute. A metodologia identifica barras vulneráveis, apontando quais áreas do sistema devem ser primeiramente reforçadas durante a recomposição, a fim de melhorar os índices de estabilidade do sistema.

No entanto, neste trabalho, considerando as microrredes, a função energia auxiliar (Ep_i) é utilizada para inserir fontes fotovoltaicas de energia em barras menos robustas. Quanto menor o valor da função energia auxiliar, menos robustas são as barras e, conseqüentemente, candidatas à inserção de fontes intermitentes de geração. A função atribui um valor escalar para cada unidade, definindo as barras vulneráveis de um sistema.

Adicionalmente, utiliza-se a função energia auxiliar para determinar barras menos robustas do sistema de transmissão. Assim, caso tenha uma aproximação do sistema principal à instabilidade de tensão, microrredes conectadas às barras com menores valores de função energia auxiliar são candidatas a terem corte de cargas.

A função energia auxiliar, definida para cada barra i , é dada por (2.29) e a sua formulação matemática pode ser vista em [53]. A expressão é função dos parâmetros da rede (G_{ij} e B_{ij}), potência ativa e reativa (P_i e Q_i), solução operativa (\mathbf{X}^s) e a de baixa tensão (\mathbf{X}^u).

$$\begin{aligned}
 Ep_i(\mathbf{X}^s, \mathbf{X}^u) &= Q_i \ln(V_i^u) + P_i \theta_i^u \\
 &+ \frac{1}{2} \sum_{j=1; j \neq i}^n V_i^u V_j^u B_{ij} \cos(\theta_i^u - \theta_j^u) - \sum_{j=1; j \neq i}^n V_i^s V_j^s G_{ij} \cos(\theta_i^s - \theta_j^s) \theta_i^u - \\
 &\sum_{j=1; j \neq i}^n V_j^s G_{ij} \sin(\theta_i^s - \theta_j^s) V_i^u
 \end{aligned} \tag{2.29}$$

Quanto menor o valor escalar da equação (2.29), menos robustas são as barras dos sistemas de transmissão ou das microrredes.

CAPÍTULO 3 – FLUXO DE POTÊNCIA EM MICRORREDES: ASPECTOS DE MODELAGEM E CONVERGÊNCIA

Dada a função energia para monitorar o nível de estabilidade de tensão de uma microrrede, descrevem-se, neste capítulo, as características de uma microrrede, os modelos da fonte intermitente de geração fotovoltaica e das cargas utilizadas. Apresenta-se o algoritmo para obtenção das soluções estáveis e instáveis, sendo que dois métodos podem ser utilizados: Rotação de Eixos e Levenberg-Marquadt.

3.1 Microrredes

O conceito de microrredes advém de uma rede de distribuição ativa diante da expansão das fontes renováveis de energia. Caracteriza uma microrrede o conjunto de cargas, unidades de geração distribuída e sistemas de armazenamento, podendo operar conectada a um sistema elétrico principal, isolado ou, durante uma contingência, operar em modo ilhado [62].

A conexão de pequenas fontes renováveis de energia traz uma complexidade considerável para a sua operação. Dessa maneira, tem-se a necessidade de introduzir o controle de operação desses sistemas, podendo ser abordado de duas maneiras: descentralizado ou centralizado [63].

No esquema de controle centralizado, o controlador central toma decisões de acordo com as funções operacionais e as restrições de uma microrrede. Assim, recebe e envia sinais para várias partes do sistema, promovendo o despacho ótimo de potência elétrica nas diversas unidades de geração. Esse tipo de arquitetura é muito dependente do sistema de comunicação do controlador central [64], [65].

Para o controle descentralizado, cada unidade de geração possui um sistema de controle local, sendo que as decisões são tomadas de forma autônoma, diminuindo a quantidade de informações trocadas com o controlador central. No controle descentralizado, a tarefa principal do controlador local não é necessariamente maximizar o despacho de potência elétrica da unidade correspondente, mas melhorar o desempenho geral da microrrede [64], [65].

A maioria das tecnologias das pequenas fontes não pode ser conectada diretamente nas microrredes devido às características de energia produzida. Portanto, necessita-se conectar os recursos energéticos distribuídos por meio de uma interface eletrônica (dc/ac ou ac/dc/ac), denominados Conversores Eletrônicos de Potência (CEP) [66].

3.2 Conversores Eletrônicos de Potência

Utilizam-se neste trabalho dois modos de operação dos CEP: PQ e VSI.

- ✓ PQ: opera injetando na rede valores pré-especificados de potência ativa e reativa. Geralmente, utiliza-se este tipo de conversor eletrônico para fontes intermitentes de energia, implementando-as como cargas negativas [66].
- ✓ VSI: opera controlando a tensão e a frequência do sistema, simulando a função de uma máquina síncrona.

3.3 Geração Despachável e Não-Despachável em Microrredes

As fontes de energia despacháveis possuem a sua potência de saída controlada pelo centro de controle da microrrede, estando sujeitas às restrições técnicas, como limite de capacidade e disponibilidade de combustível. São exemplos de geração despacháveis as microturbinas e pequenas centrais hidrelétricas [65].

Para um esquema descentralizado, o controle das fontes despacháveis é feito por medições locais, dispensando comunicação física entre os conversores presentes. A estratégia adotada neste trabalho é o controle *droop*, amplamente utilizado, sendo aplicável para as unidades de geração que operam em modo VSI. O *droop* define a tensão e a frequência do sistema de acordo com a demanda de potência reativa e ativa, respectivamente.

As equações (3.1) e (3.2) modelam o controle de *droop* [67].

$$V_k = V_k^{ref} - n_k Q_{gk} \quad (3.1)$$

$$f_k = f_k^{ref} - m_k P_{gk} \quad (3.2)$$

V_k e V_k^{ref} são, respectivamente, os valores de tensão de saída e de referência. f_k e f_k^{ref} são as frequências de saída e de referência, respectivamente. Os parâmetros m_k e n_k representam os coeficientes do *droop* e P_{gk} e Q_{gk} são as potências ativa e reativa geradas na

barra k , respectivamente. As relações entre as potências ativa e reativa e os seus respectivos coeficientes são visualizados na Figura 3.1.

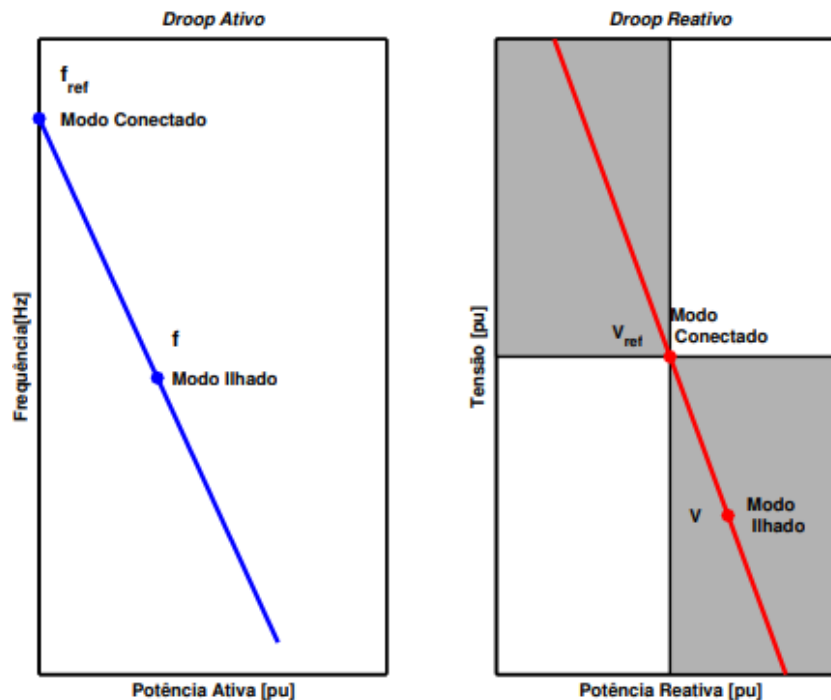


Figura 3.1: Controle de Droop [68]

Com um aumento na demanda de potência ativa, diminui-se a frequência do sistema de acordo com a variação do coeficiente de *droop* m . Por outro lado, caso tenha uma demanda menor de potência ativa, tem-se um aumento na frequência da microrrede. Do mesmo modo, as considerações citadas são válidas para o acoplamento Q/V .

As unidades não despacháveis, ao contrário, não podem ser controladas, já que a fonte de energia é dependente das condições climáticas, sendo intermitentes. Essas unidades operam com conversores em modo PQ e no fluxo de potência são modeladas como injeção negativa de potência [69]. Os principais exemplos de unidades não-despacháveis são as fontes de geração eólica e solar. Neste trabalho, utiliza-se apenas a geração fotovoltaica como fonte intermitente de energia.

3.3.1 Geração Fotovoltaica

Normalmente, os modelos utilizados para representação da geração fotovoltaica são os modelos exponenciais simples ou duplos. Na literatura existem vários modelos para extrair os parâmetros do painel fotovoltaico, sendo baseados em medições das curvas $I-V$ ou outras

características do painel [70]. Neste trabalho, utiliza-se o circuito equivalente da célula fotovoltaica (modelo exponencial simples), como visualizado na Figura 3.2 [71].

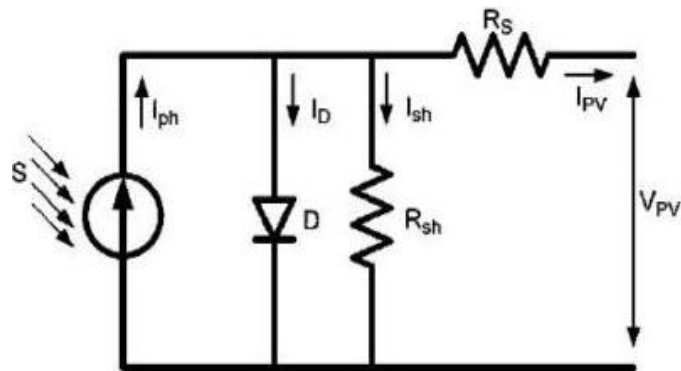


Figura 3.2: Célula Fotovoltaica - Modelo Exponencial Simples [72]

Pela lei de Kirchhoff, tem-se:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (3.3)$$

O modelo matemático é representado pela equação (3.3), sendo I_d e I_{sh} , dado por:

$$I_d = I_0 e^{\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{AK_B T}} \quad (3.4)$$

$$I_{sh} = \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (3.5)$$

I_{pv} : corrente fornecida à carga (A).

I_{ph} : corrente gerada a partir do efeito fotoelétrico (A).

I_d : corrente do diodo (A).

I_0 : corrente de saturação do diodo (A).

R_s : resistência série (Ω).

R_{sh} : resistência shunt da célula (Ω).

V_{pv} : tensão da carga (V).

A : fator de qualidade da junção p-n.

K_B : constante de Boltzmann.

T : temperatura da junção (K).

q : carga do elétron.

Para as equações (3.4) e (3.5), necessita-se determinar cinco parâmetros: I_{ph} , I_o , A , R_s e R_{sh} . A referência [70] utiliza uma metodologia usando os valores de curto-circuito, circuito aberto e máxima potência na determinação dos parâmetros não conhecidos, aplicando-se o método de Newton-Raphson.

3.3.2 Cargas

A estabilidade depende diretamente das cargas existentes em um sistema. A elaboração de modelos de cargas não é uma tarefa trivial, pois a sua composição varia continuamente em função de diversos fatores, como por exemplo, a diversidade dos seus elementos, período do dia, entre outros [73].

Existem na literatura vários modelos que possibilitam uma representação dos componentes dessas cargas, podendo citar os dinâmicos e estáticos. Utilizando o modelo estático, a sua representação mais comum é o polinomial e o exponencial.

Para o modelo polinomial, a forma mais utilizada é a que considera as parcelas impedância constante, corrente constante e potência constante, conhecido como ZIP, podendo ser expressa por [73]:

$$P = P_0[p_1\bar{V}^2 + p_2\bar{V} + p_3] \quad (3.6)$$

$$Q = Q_0[q_1\bar{V}^2 + q_2\bar{V} + q_3] \quad (3.7)$$

Os parâmetros do modelo são os coeficientes p_1 a p_3 e q_1 a q_3 , o que define a proporção de cada parcela.

Para o modelo exponencial, a característica da carga é modelada em função da tensão e frequência [61], representada por:

$$P_{LK} = P_{LK0} \left(\frac{|V_k|}{|V_0|} \right)^\alpha \left(1 + K_{pf}(f - f_0) \right) \quad (3.8)$$

$$Q_{LK} = Q_{LK0} \left(\frac{|V_k|}{|V_0|} \right)^\beta \left(1 + K_{qf}(f - f_0) \right) \quad (3.9)$$

$|V_0|$ e f_0 são a magnitude da tensão e frequência nominal, respectivamente. $|V_k|$ é a tensão da barra k , f é a frequência do sistema, P_{LK0} e Q_{LK0} são as potências ativa e reativa correspondente

à tensão nominal. α e β são expoentes que determinam a variação da potência ativa e reativa, respectivamente, em função da tensão.

Neste trabalho, do modelo polinomial, utiliza-se o de potência constante, sendo que não há mudança na sua magnitude por ocasião das variações de tensão e frequência. As cargas também são modeladas pelo modelo exponencial, em que existem mudanças nos seus respectivos valores, devido às variações de tensão e de frequência. As duas abordagens são consideradas e comparadas, verificando-se uma diferença no valor da função energia.

Além da utilização dos modelos das cargas em potência constante ou exponencial (representadas pelas equações (3.6) a (3.9)) essas podem variar ao longo do dia de acordo com as curvas de carga dos consumidores, expressas por (3.10) e (3.11):

$$P(t)_{carga} = k(t) \cdot P_{base} \quad (3.10)$$

$$Q(t)_{carga} = k(t) \cdot Q_{base} \quad (3.11)$$

$P(t)_{carga}$: potência ativa da carga no barramento no tempo considerado.

$Q(t)_{carga}$: potência reativa da carga no barramento no tempo considerado.

P_{base} : potência ativa no caso base (modelo potência constante ou exponencial).

Q_{base} : potência reativa no caso base (modelo potência constante ou exponencial).

$k(t)$: fator multiplicativo da carga dependente da constante de tempo.

Cada curva possui um fator (k) o qual é multiplicado pela carga original (modelo polinomial ou exponencial) [74].

3.3.3 Prioridade das Cargas

Ao nível de distribuição, de acordo com a Resolução Normativa N° 414 da Aneel [75], as concessionárias devem classificar os consumidores de acordo com as suas respectivas atividades, sendo descritas por:

I - residencial;

II - industrial;

III - comércio, serviços e outras atividades;

IV - rural;

V - poder público;

VI - iluminação pública;

VII - serviço público; e

VIII - consumo próprio.

Segundo a resolução, as distribuidoras devem prever a existência de atividades que sejam essenciais à sobrevivência humana, fornecendo energia de maneira ininterrupta e dentro dos padrões da norma vigente. Para o desenvolvimento da metodologia descrita no Capítulo 5, os consumidores conectados à microrrede são classificados de acordo com os níveis de prioridade, como descrito na Tabela 3.1

Tabela 3.1: Classificação de Prioridade dos Consumidores dentro de uma Microrrede

Nível de Prioridade	Tipos de Clientes
Alto	Hospitais, serviços de telecomunicações e transporte público, iluminação pública.
Médio	Comercial
Baixo	Residencial e Rural

3.3.4 Armazenadores de Energia

A intermitência das gerações solar e eólica é um desafio nas fases de planejamento e operação em microrredes operando em modo ilhado. Os elementos armazenadores de energia possuem a característica de minimizar esse problema [73]. Assim, à medida que a demanda aumenta, os armazenadores atendem a demanda de carga extra, impedindo que a frequência ou tensão fique abaixo do nível permitido. Para este trabalho, utiliza-se a característica de *droop* proposta nas equações (3.1) e (3.2) para o despacho de potência dos elementos armazenadores de energia.

3.4 Fluxo de Potência em Microrredes

Os algoritmos de fluxo de potência são de muita importância no planejamento e na determinação das condições de operação dos sistemas. As grandezas de interesse consistem em determinar as tensões e ângulos nas barras, fluxos de potência ativa e reativa nas linhas,

entre outros. As microrredes possuem algumas características importantes que as distinguem dos sistemas de transmissão, podendo-se citar:

- ✓ A flexibilidade de operação das microrredes de operar no modo ilhado, isolado ou conectado. Quando uma microrrede opera conectada, a referência do valor de frequência é fornecida pela rede principal. No modo de operação ilhado ou isolado (considerando um sistema pouco robusto, em que o nível de frequência não permanece em 1 [p.u.]), a microrrede precisa controlar os valores de frequência. A cada mudança do ponto de operação, tem-se um novo valor de frequência. Assim, desde que a frequência não é constante em microrredes ilhadas, a matriz de admitância (Y_{bus}) também não é constante, já que a sua respectiva susceptância, depende da frequência. Esse detalhe é importante, pois a função energia descrita no Capítulo 2 é diretamente proporcional aos parâmetros de condutância e susceptância. Para modelos de cargas tipo exponencial, tem-se um impacto direto no seu respectivo valor para cada atualização dos valores de frequência.
- ✓ A incidência de fontes intermitentes modeladas como cargas negativas inseridas nas microrredes por conversores PQ. Ainda, tem-se a ausência de barras do tipo *Swing* em sistemas ilhados ou isolados. Nesse caso, as fontes despacháveis são conectadas aos sistemas por conversores de potência no modo VSI.
- ✓ Em sistemas de distribuição, a alta relação R/X compromete a convergência dos métodos convencionais de fluxo de potência (método de Newton-Raphson e Desacoplado Rápido) devido ao baixo acoplamento entre $P-\theta$ (potência ativa e ângulo) e $Q-V$ (potência reativa e tensão).

Além das características citadas, os sistemas de distribuição/microrredes alimentam cargas desequilibradas por linhas trifásicas não transpostas, podendo ser representadas pelo modelo π com parâmetros concentrados. As impedâncias próprias e mútuas são distintas entre si, dadas por:

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

Z_{aa}, Z_{bb}, Z_{cc} : impedância própria das fases a, b e c , respectivamente.

Z_{ab} e Z_{ba} : impedância mútua entre as fases a e b .

Z_{bc} e Z_{cb} : impedância mútua entre as fases b e c .

Z_{ac} e Z_{ca} : impedância mútua entre as fases a e c .

A matriz Z_{abc} (3.12) de um sistema trifásico desequilibrado pode ser decomposta e representada por três sequências equilibradas: sequências zero (Z_{00}), positiva (Z_{11}) e negativa (Z_{22}). A equação (3.13) representa a matriz de impedância de fases transformada em uma matriz de impedância de sequência [76].

$$[Z_{012}] = [T]^{-1} \cdot [Z_{abc}] \cdot [T] = \begin{bmatrix} Z_{00} & Z_{01} & Z_{02} \\ Z_{10} & Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{20} & Z_{21} & Z_{22} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

As matrizes de transformação T e T^{-1} são dadas por:

$$[T] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}; [T]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

sendo $a = e^{j120^\circ}$.

Neste trabalho, utiliza-se a matriz de sequência positiva (Z_{11}) para obter os parâmetros da rede utilizados nos algoritmos de fluxo de potência e para o cálculo da função energia. Além disso, considera-se a análise equilibrada entre as fases, pois o desequilíbrio não ultrapassa valores críticos, pois o PRODIST permite um valor de fator de desequilíbrio máximo desejável de 2% [77],[78].

3.4.1 Rotação de Eixos e Levenberg-Marquardt

Como maneira de contornar os problemas de convergência dos métodos convencionais de fluxo de potência, os métodos de Rotação de eixos e Levenberg-Marquardt podem ser utilizados. Inicialmente, alguns artigos desta tese foram elaborados baseados no método da rotação de eixos [79],[80]. Posteriormente, utilizou-se o método de Levenberg-Marquardt pois, além de ser mais fácil a sua implementação, possui baixo esforço computacional para o cálculo do estado operativo da rede [81]. Portanto, o método de Levenberg-Marquardt é o utilizado neste trabalho para contornar o problema de convergência.

3.4.1.1 Rotação de Eixos

Uma das maneiras para contornar o problema de convergência dos métodos convencionais de fluxo de potência é a utilização do método da rotação de eixos [82]. A técnica consiste em modificar a relação R/X do sistema, aumentando a reatância frente à resistência, sem que a sua topologia seja alterada. A Figura 3.3 ilustra o método da rotação de eixos.

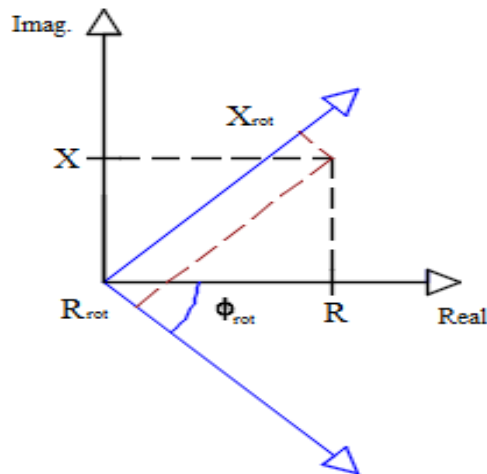


Figura 3.3: Método Rotação de Eixos

Os valores rotacionados de resistência (R_{rot}) e reatância (X_{rot}) em função de um ângulo (ϕ_{rot}) são representados por:

$$R_{rot} = R \cos(\phi_{rot}) - X \sin(\phi_{rot}) \quad (3.15)$$

$$X_{rot} = R \sin(\phi_{rot}) + X \cos(\phi_{rot}) \quad (3.16)$$

De maneira similar, tem-se a necessidade de rotacionar as injeções de potência ativa (P_{rot}) e reativa (Q_{rot}):

$$P_{rot} = P \cos(\phi_{rot}) - Q \sin(\phi_{rot}) \quad (3.17)$$

$$Q_{rot} = P \sin(\phi_{rot}) + Q \cos(\phi_{rot}) \quad (3.18)$$

Por sua vez, o ângulo ótimo (ϕ_{rot}) utilizado é definido a partir de todos os ramos, dado por:

$$\phi_{k-m} = \frac{\pi}{2} - \text{atan} \frac{X_{k-m}}{R_{k-m}} \quad (3.19)$$

$$\phi_{\text{rot}} = \sum_{i=1}^{nr} \frac{\phi_{k_i-m_i}}{nr} \quad (3.20)$$

Sendo ϕ_{k-m} o ângulo rotacionado do ramo k a m e nr o número de ramos do sistema.

Para barras do tipo PV (potência ativa e tensão especificadas), a potência ativa rotacionada (P_{rotPV}) é atualizada a cada iteração do método de Newton-Raphson, uma vez que a potência reativa de tais barras não é conhecida.

$$P_{\text{rotPV}} = \frac{P_{\text{PV}} - Q_{\text{rotPV}} \cdot \text{sen}(\phi_{\text{rot}})}{\text{cos}(\phi_{\text{rot}})} \quad (3.21)$$

Para a primeira iteração do algoritmo de fluxo de potência é definida uma estimativa inicial de Q_{rotPV} .

Ao final do processo iterativo utilizando o método de Newton-Raphson, a rotação inversa para a potência ativa e reativa para cada barra é dada pelo sistema de equações lineares:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{P} \\ \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{cos}(\phi_{\text{rot}}) & \text{sen}(\phi_{\text{rot}}) \\ -\text{sen}(\phi_{\text{rot}}) & \text{cos}(\phi_{\text{rot}}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{P}_{\text{rot}} \\ \mathbf{Q}_{\text{rot}} \end{bmatrix}. \quad (3.22)$$

Cabe mencionar que, embora a rede tenha sido modificada pelo método da rotação de eixos, os valores de tensão e ângulo das barras são preservados a cada ponto de operação.

3.4.1.2 Levenberg-Marquardt

Outra estratégia adotada neste trabalho para contornar o problema de convergência em sistemas com alta relação R/X é o método de Levenberg-Marquardt. A referência [31] introduz o método melhorando a convergência do Newton-Raphson, atualizando as variáveis de estado de acordo com:

$$\Delta \mathbf{x} = (J^T J + \delta I) \setminus (J^T \mathbf{p}) \quad (3.23)$$

sendo δ o fator de amortecimento e \mathbf{p} o vetor de *mismatches* de potência ativa e reativa do fluxo de potência. I , J e J^T indicam as matrizes identidade, Jacobiana e Jacobiana transposta, respectivamente.

As variáveis de estado são atualizadas por:

$$\mathbf{x}^{i+1} = \mathbf{x}^i + \Delta \mathbf{x} \quad (3.24)$$

Considerando a operação das microrredes em modo ilhado, isolado ou conectado, a abordagem para aplicação dos métodos a fim de obter a convergência é diferente em cada caso, como descrito nas seções a seguir.

3.4.2 Fluxo de Potência em Microrredes - Modo Conectado

Para microrredes operando no modo conectado, a frequência do sistema é constante para todo ponto de operação. A barra referida ao ponto comum de acoplamento entre o sistema principal e a microrrede é designada como barra *Swing* (tensão e ângulo especificados).

Portanto, a matriz Jacobiana, as variáveis de estado e o vetor de *mismatches* do sistema de distribuição são os mesmos utilizados para sistemas com características de transmissão [83]:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{dP}{d\theta} & \frac{dP}{dV} \\ \frac{dQ}{d\theta} & \frac{dQ}{dV} \end{bmatrix}; x = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}; p = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

3.4.3 Fluxo de Potência em Microrredes - Modo Ilhado ou Isolado

A ausência de uma barra *Swing* e a variação de frequência a cada novo ponto de operação são algumas características de uma microrrede operando em modo ilhado ou isolado. A referência [84] propõe uma metodologia para esses sistemas considerando barras do tipo PQ, PV e VF. As barras com gerações despacháveis são consideradas do tipo VF, sendo que a potência ativa e reativa são dependentes da tensão e frequência do sistema, respectivamente.

Nessa proposta, a formulação do *mismatch*, da matriz Jacobiana e das variáveis de estado são diferentes em comparação com o modo conectado. O *mismatch* proposto possui quatro novos termos; P_{sys} , Q_{sys} , P_{tot} e Q_{tot} . Sendo d o número de geradores com *droop*, a soma da potência ativa (P_{sys}) é representada por:

$$P_{sys} = \sum_{k=1}^d \frac{1}{m_k} (f^{ref} - f) \quad (3.26)$$

Similarmente, para a potência reativa (Q_{sys}):

$$Q_{sys} = \sum_{k=1}^d \frac{1}{n_k} (V_k^{ref} - V_k) \quad (3.27)$$

A potência ativa total (P_{tot}) e potência reativa total (Q_{tot}) podem ser dadas por:

$$P_{tot} = P_{load} + P_{loss} \quad (3.28)$$

$$Q_{tot} = Q_{load} + Q_{loss} \quad (3.29)$$

em que P_{load} , P_{loss} , Q_{load} e Q_{loss} são a demanda total de potência ativa, perdas ativas, potência reativa das cargas e perdas reativas, respectivamente.

As perdas são calculadas para cada iteração de acordo com as equações (3.30) e (3.31).

$$P_{loss} = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^N \sum_{n=1}^N \text{Real}\{Y_{kn}(V_k^* V_n + V_n^* V_k)\} \quad (3.30)$$

$$Q_{loss} = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^N \sum_{n=1}^N \text{Imag}\{Y_{kn}(V_k^* V_n + V_n^* V_k)\} \quad (3.31)$$

Sendo Y_{kn} a admitância entre as barras k e n .

Pelo fato de o sistema ilhado ou isolado não considerar barra *Swing*, o ponto de acoplamento comum possui apenas o ângulo como referência. A tensão (V_l), bem como a frequência (f), são as novas variáveis de estado.

O vetor de *mismatch* e as variáveis de estado são dados por:

$$\mathbf{p} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta P_{sys} \\ \Delta Q_{sys} \end{bmatrix}, \mathbf{x} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\theta} \\ \mathbf{V} \\ f \\ V_1 \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

A matriz jacobiana, considerando sistema ilhado:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial P}{\partial f} & \frac{\partial P}{\partial V_1} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial f} & \frac{\partial Q}{\partial V_1} \\ \frac{\partial P_{sys}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_{sys}}{\partial V} & \frac{\partial P_{sys}}{\partial f} & \frac{\partial P_{sys}}{\partial V_1} \\ \frac{\partial Q_{sys}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_{sys}}{\partial V} & \frac{\partial Q_{sys}}{\partial f} & \frac{\partial Q_{sys}}{\partial V_1} \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

Detalhes das derivadas parciais da matriz Jacobiana J podem ser vistas na referência [84].

3.5 Desenvolvimento de uma Plataforma Computacional – Análise de Estabilidade de Tensão em Microrredes Isoladas

Para a análise de estabilidade de tensão em microrredes isoladas, desenvolveu-se neste capítulo uma plataforma computacional. Utilizou-se a função energia clássica para avaliar a distância do ponto de operação ao ponto de instabilidade de tensão. O fluxograma da Figura 3.4 ilustra o algoritmo utilizado nessa simulação.

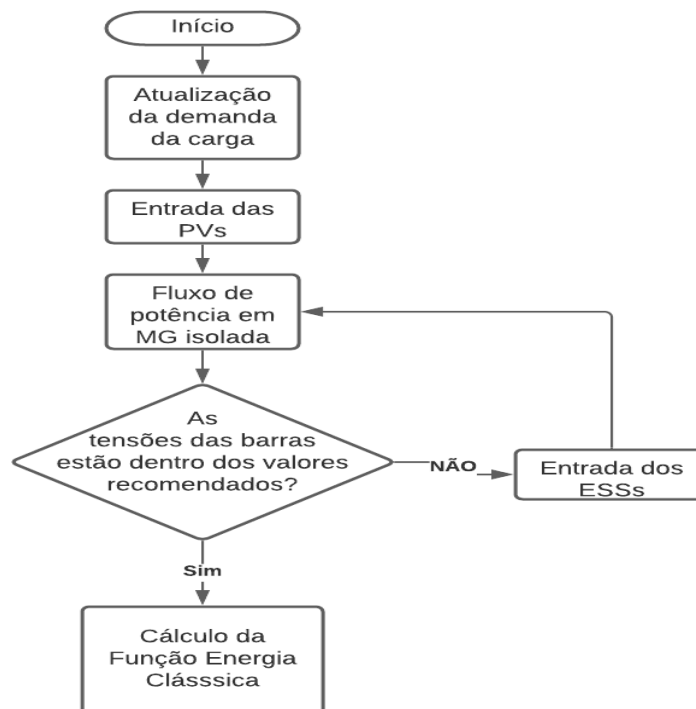


Figura 3.4: Fluxograma: Análise de Estabilidade de Tensão em Microrredes Isoladas

CAPÍTULO 4 – RESULTADOS E DISCUSSÕES: ESTABILIDADE DE TENSÃO EM MICRORREDES ISOLADAS

As metodologias de análise de estabilidade de tensão por meio da função energia são ilustradas utilizando o sistema IEEE 37 barras [85]. Algumas modificações são realizadas nesse sistema, as quais serão comentadas ao longo das seções. Para as seguintes simulações, considera-se uma microrrede operando em modo isolado, sendo que a sua baixa robustez perante o balanço entre geração e carga permite considerar o desvio de frequência em seus respectivos cálculos.

O sistema teste utilizado possui características de distribuição, sendo apresentado na Figura 4.1.

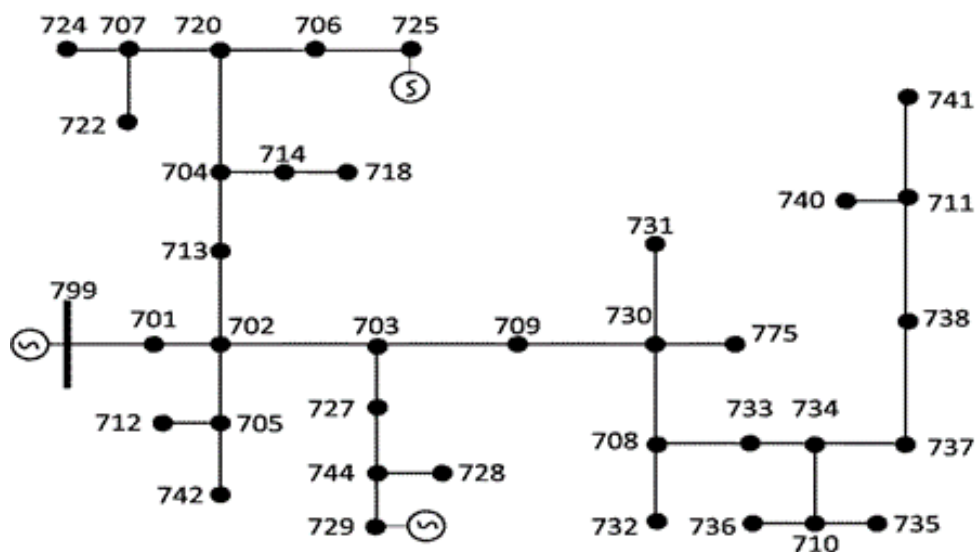


Figura 4.1: Sistema Teste IEEE 37 Barras [85]

Para todas as simulações são realizadas algumas simplificações:

- ✓ pelo fato de o sistema ser desequilibrado e suas fases não serem transpostas, utiliza-se a matriz de sequência positiva, como citado no Capítulo 3/Seção 3.4;
- ✓ considera-se o carregamento na barra como a média das cargas das fases, sendo a análise monofásica.

4.1 Curvas de Cargas

As curvas de cargas são utilizadas para simular o comportamento do sistema em um período de 24 horas. As cargas concentradas são substituídas por curvas típicas. A curva de carga representada na Figura 4.2 possui um fator ($k(t)$) que é multiplicado pelas potências ativa e reativa no caso base [74].

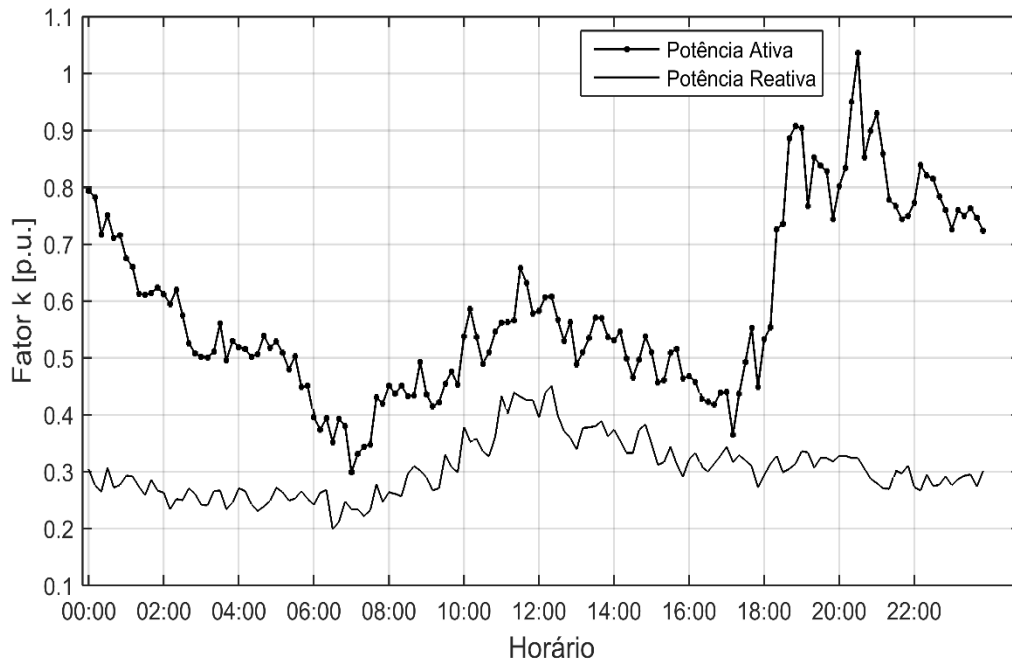


Figura 4.2: Curva de Carga

Utiliza-se a curva da Figura 4.2 para todas as barras do sistema teste (Figura 4.1) para as simulações a seguir.

4.2 Monitoramento da Estabilidade de Tensão de uma Microrrede Isolada

Utiliza-se o método da função energia para avaliar a ET em uma microrrede operando em modo isolado. A cada mudança do ponto de operação, a função energia clássica (equação 2.21) irá quantificar o quão robusto é o sistema. Quanto mais próximo de zero, mais perto o sistema está do ponto de instabilidade de tensão. Vários casos são analisados nas próximas seções, considerando a inserção de fontes intermitentes de geração, podendo estar acopladas com os sistemas de armazenamento de energia. Em todas as simulações, calcula-se a função energia no intervalo de tempo de 10 minutos, ao longo de 24 horas de observação. Adicionalmente, utiliza-se o método da função energia auxiliar, descrito no Capítulo 2, Seção 2.11, para inserção dessas fontes em áreas menos robustas. Para todos os cenários são

conectadas as fontes despacháveis nas Barras 799, 729 e 725 com $m=0,015$ Hz/kW e $n=0,200$ kV/var os seus respectivos coeficientes de *droop*.

Considera-se para o sistema IEEE-37 Barras, em todas as simulações, como sendo isolado e capaz de suprir todas as suas cargas. No entanto, esse sistema não possui condições suficientes de manter o nível de frequência em 1 [p.u], apresentando desvios a cada ponto de operação nesse indicador de qualidade.

4.2.1 Caso I – Sistema Isolado

Em modo isolado, como citado anteriormente, as microrredes podem possuir um desvio do valor de frequência a cada mudança no ponto de operação. Esse é um fato importante, pois a alteração desse parâmetro implica em novos valores de impedância da rede, de acordo com o seguinte equacionamento.

$$Z = R + jX_L = R + j2\pi fL \quad (4.1)$$

$$Y = \frac{1}{Z} = G + jB \quad (4.2)$$

Sendo a impedância (Z) dada em função da resistência (R) e da reatância (X_L) que, por sua vez, é definida pela frequência (f) e indutância (L). Substituindo (4.1) em (4.2), obtém-se a admitância (Y):

$$\begin{aligned} Y &= \frac{1}{R + j2\pi fL} = \frac{1}{R + j2\pi fL} \cdot \frac{R - j2\pi fL}{R - j2\pi fL} = \frac{R - j2\pi fL}{R^2 - (j2\pi fL)^2} \\ &= \frac{R}{R^2 + (2\pi fL)^2} - \frac{j2\pi fL}{R^2 + (2\pi fL)^2} \end{aligned} \quad (4.3)$$

Define-se a condutância (G) e susceptância (B), para microrredes operando em modo isolado/ilhado, pelas equações (4.4) e (4.5).

$$G = \frac{R}{R^2 + (2\pi fL)^2} \quad (4.4)$$

$$B = -\frac{j2\pi fL}{R^2 + (2\pi fL)^2} \quad (4.5)$$

Constata-se que o parâmetro λ (definido no Capítulo 2, Seção 2.6) antes dependente apenas da geração e da carga, agora também, dado em função da frequência. Assim, a cada

intervalo de tempo definido, os valores de condutância e susceptância devem ser atualizados para o cálculo da função energia clássica (equação 2.21). A Figura 4.3 representa esse fato, em que duas simulações foram realizadas, a fim de mostrar a diferença do nível de robustez em relação à estabilidade de tensão quando considera valor fixo ou variável dos parâmetros G e B . A medida da função energia é dada pela solução operativa e solução de baixa tensão associada à barra crítica. Essa medida de energia reflete a situação do sistema como um todo, ou seja, o quão distante o sistema está da instabilidade de tensão.

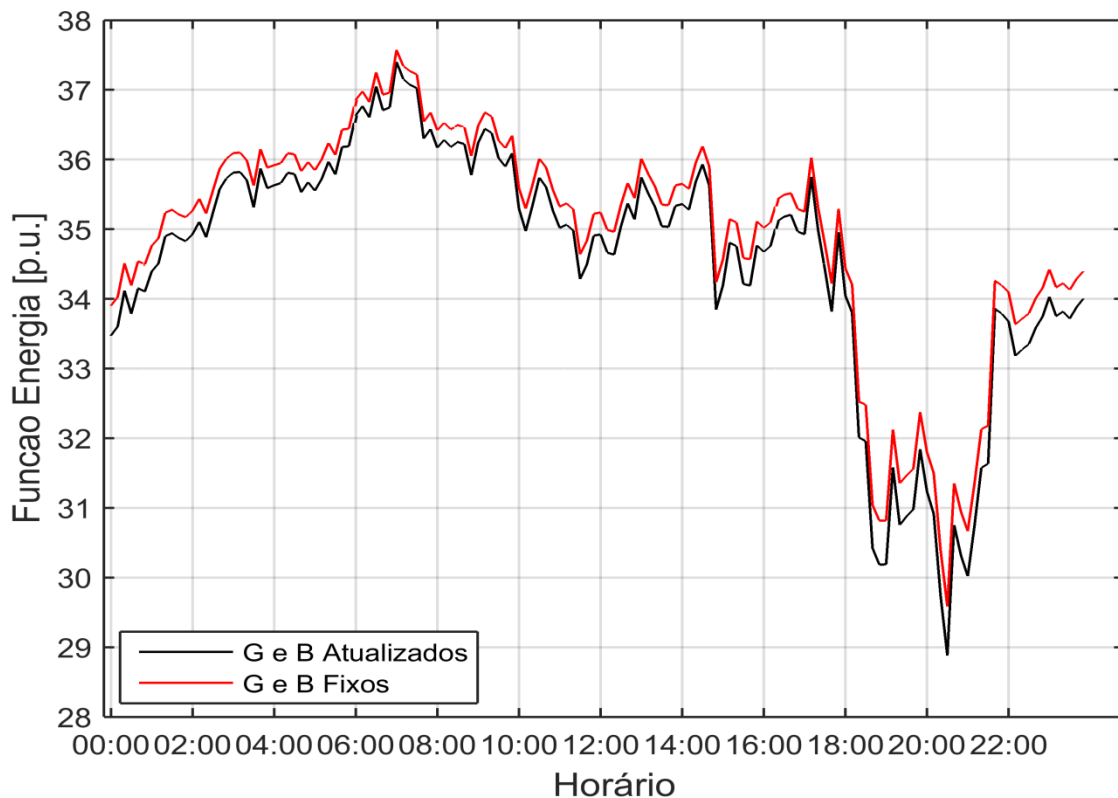


Figura 4.3: Comparação da Função Energia para Valores Fixos e Variáveis de Condutância e Susceptância

Os valores fixos foram calculados para $f=60$ [Hz]. A medida de função energia é realizada a partir da solução operativa do fluxo de potência e uma solução de baixa tensão crítica. A solução de baixa tensão crítica em um dado ponto, está associada à barra crítica apontada pelo método do vetor tangente. Na simulação descrita pela Figura 4.3, em cada ponto avaliado, a barra crítica é a Barra 740. Quanto menor a frequência, menor é o valor da função energia clássica e, conseqüentemente, tem-se uma maior proximidade do ponto de instabilidade.

Os resultados obtidos anteriormente consideram o modelo de carga do tipo potência constante. Quando as cargas são modeladas pelo modelo exponencial (dependente da tensão e frequência) tem-se uma relação direta no cálculo da função energia do sistema. Com o aumento do carregamento e diminuição da frequência, diminuem-se os valores das cargas representadas pelo modelo exponencial e, diferentemente do modelo potência constante, melhora o perfil de estabilidade de tensão do sistema, como visualizado na Figura 4.4.

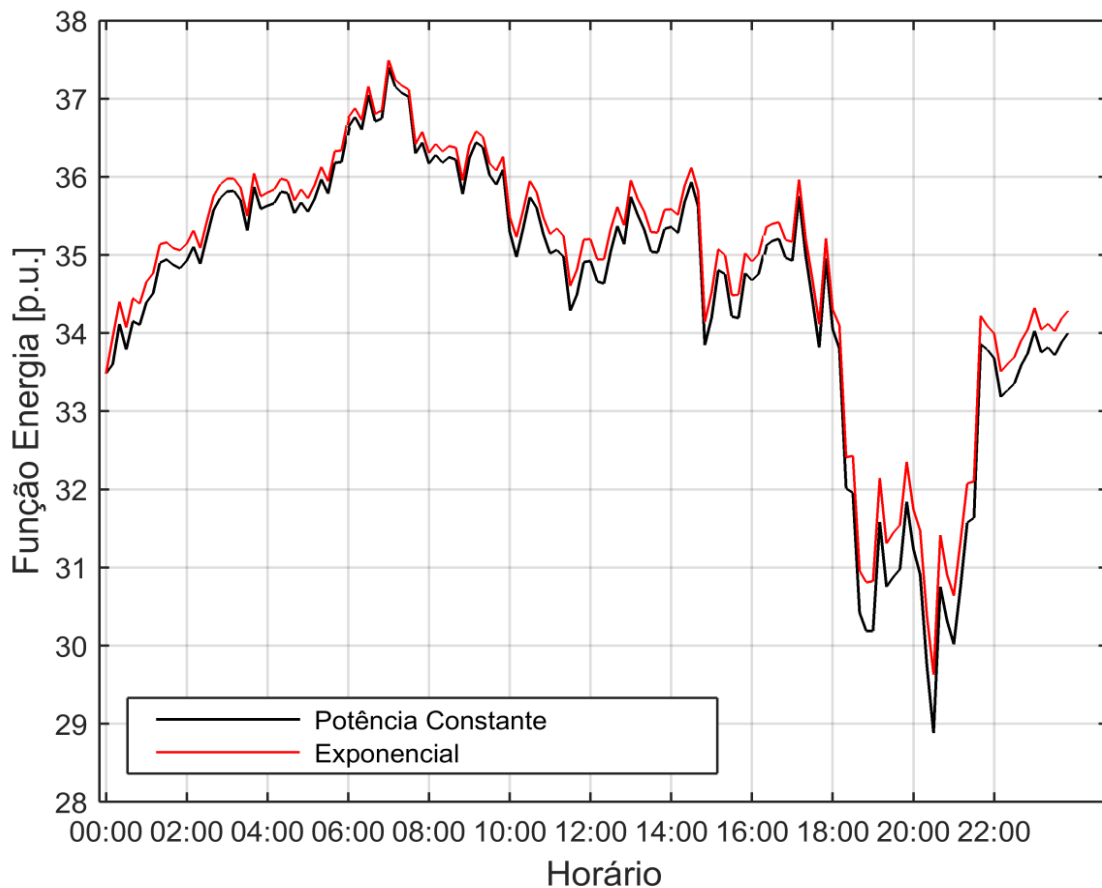


Figura 4.4: Comparação do Cálculo da Função Energia Utilizando Modelo de Cargas com Potência Constante e Exponencial

A partir deste momento, todas as simulações realizadas terão os valores de condutância e susceptância atualizados, fazendo com que o parâmetro λ (definido no Capítulo 2/Seção 2.6) seja dependente, também, da frequência. Além disso, os modelos de cargas considerados são do tipo exponencial (dependentes da tensão e frequência).

A Figura 4.5 representa os valores de frequência ao longo do dia. A sua menor magnitude é às 20h30min, representando a condição de maior carregamento. Assim, fica

evidente que quanto mais carregado está o sistema, menor o valor de frequência e maior o seu impacto com relação ao cálculo da função energia clássica (equação 2.21).

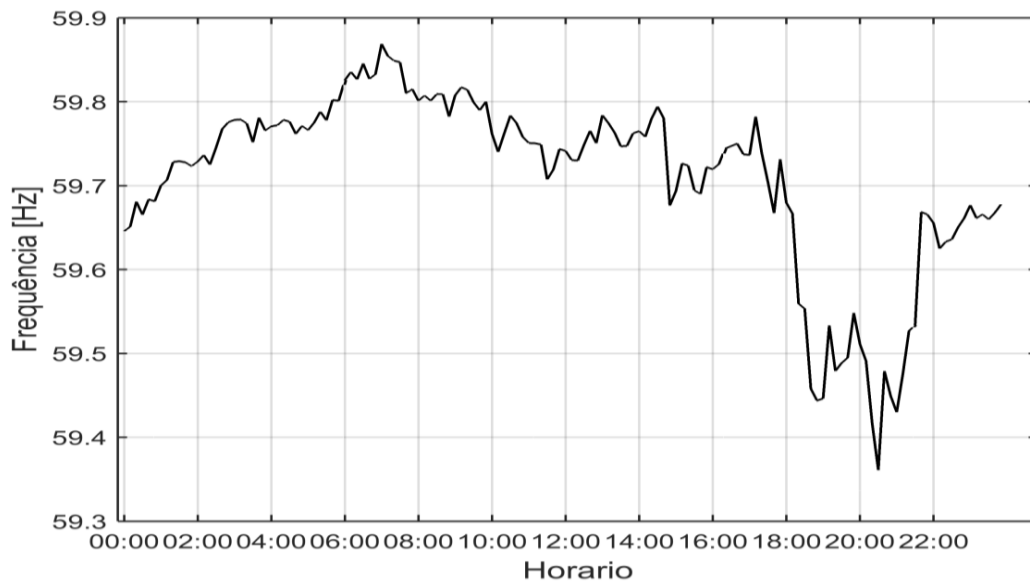


Figura 4.5: Frequência do Sistema

4.2.2 Caso II – Sistema Isolado com a Inserção de Fontes Renováveis

Com o propósito de diversificar a matriz energética, insere-se na microrrede a geração fotovoltaica utilizando o modelo citado no Capítulo 3, Seção 3.3.1. Com a entrada da fonte intermitente no sistema de distribuição, tem-se um aumento da robustez do sistema, obtendo melhores índices de função energia clássica. A capacidade instalada durante a geração máxima dessa fonte é de 30% da geração total. A Figura 4.6 representa o perfil de geração fotovoltaica ao longo do dia.

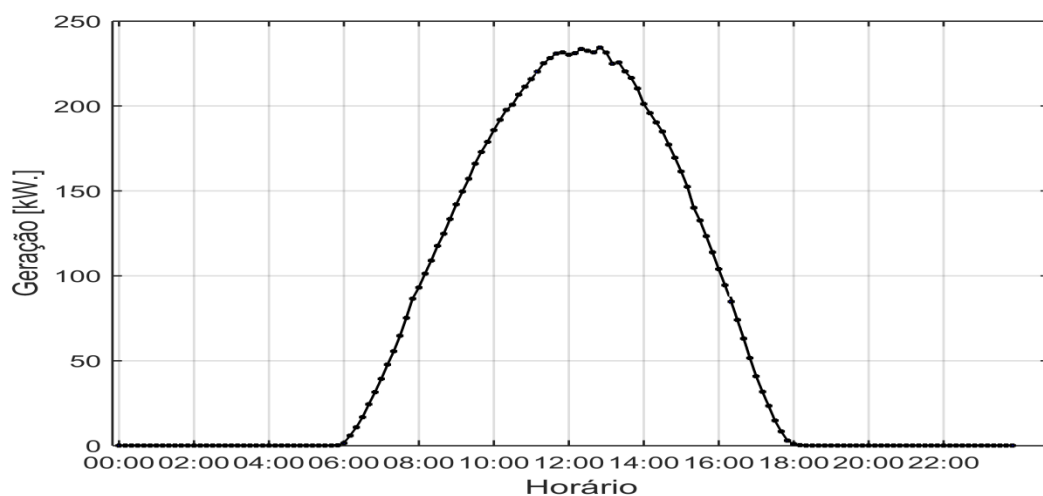


Figura 4.6: Geração Fotovoltaica

Nesta primeira análise, de maneira não planejada, insere-se uma planta fotovoltaica nas Barras 724 e 742. De acordo com a Figura 4.7 durante um período de tempo, tem-se um aumento menor do que 0,6% no nível de estabilidade de tensão do sistema em comparação com o da Figura 4.4 (caso base) no horário de pico de geração da fonte renovável.

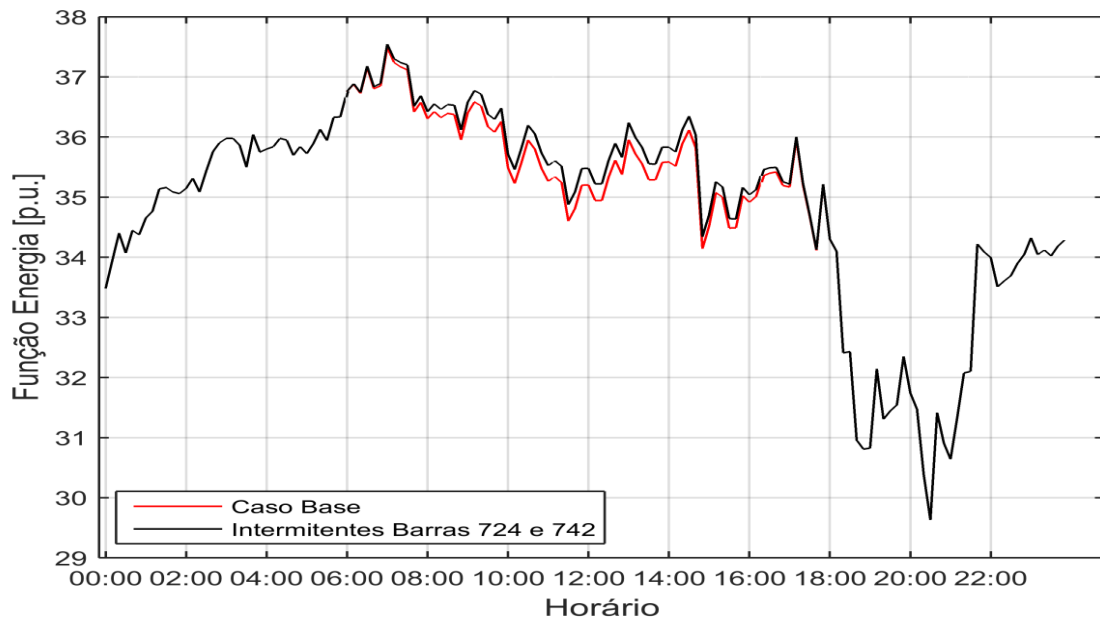


Figura 4.7: Cálculo da Função Energia. Caso Base e Fontes Intermitentes sem Alocação Planejada

A Figura 4.8 mostra a curva P-V da Barra 740 (barra crítica) determinando a margem de carga do sistema no horário das 12h. Nesse momento, a geração fotovoltaica é máxima.

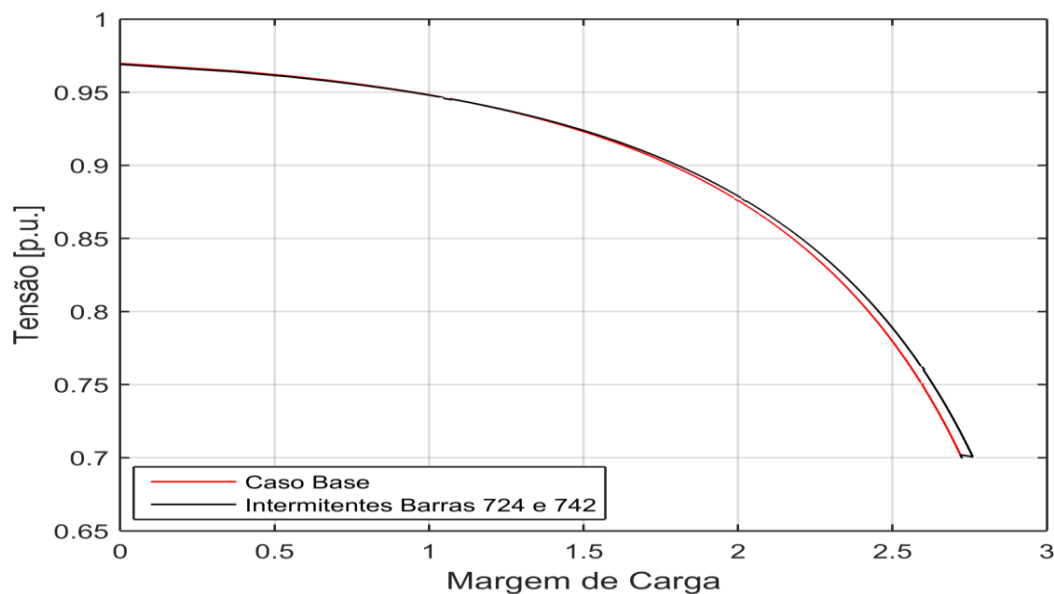


Figura 4.8: Curva P-V. Ausência e Inserção de Renováveis

Considerando a alocação não planejada dessas fontes, o valor da função energia clássica e o valor da respectiva margem de carga são praticamente iguais quando não se consideram fontes intermitentes.

4.2.3 Caso III – Sistema Isolado com a Inserção de Fontes Renováveis por meio da Técnica da Função Energia Auxiliar

A inserção de fontes renováveis de energia, desde que seja bem planejada, pode melhorar o nível de estabilidade de tensão. Um aspecto importante é referente ao melhor local de instalação dessa geração. A metodologia utilizada neste trabalho para inserção de fontes intermitentes utiliza a função energia auxiliar descrita no Capítulo 2, Seção 2.11. A técnica estabelece que quanto menor a função energia auxiliar, menos robusta será a barra da microrrede, tornando-as candidatas à alocação.

Efetuada o cálculo da função energia auxiliar de cada barra na condição de pior carregamento, às 20h30min, cria-se um mapa de calor (Figura 4.9) estabelecendo as áreas críticas e seguras da microrrede.

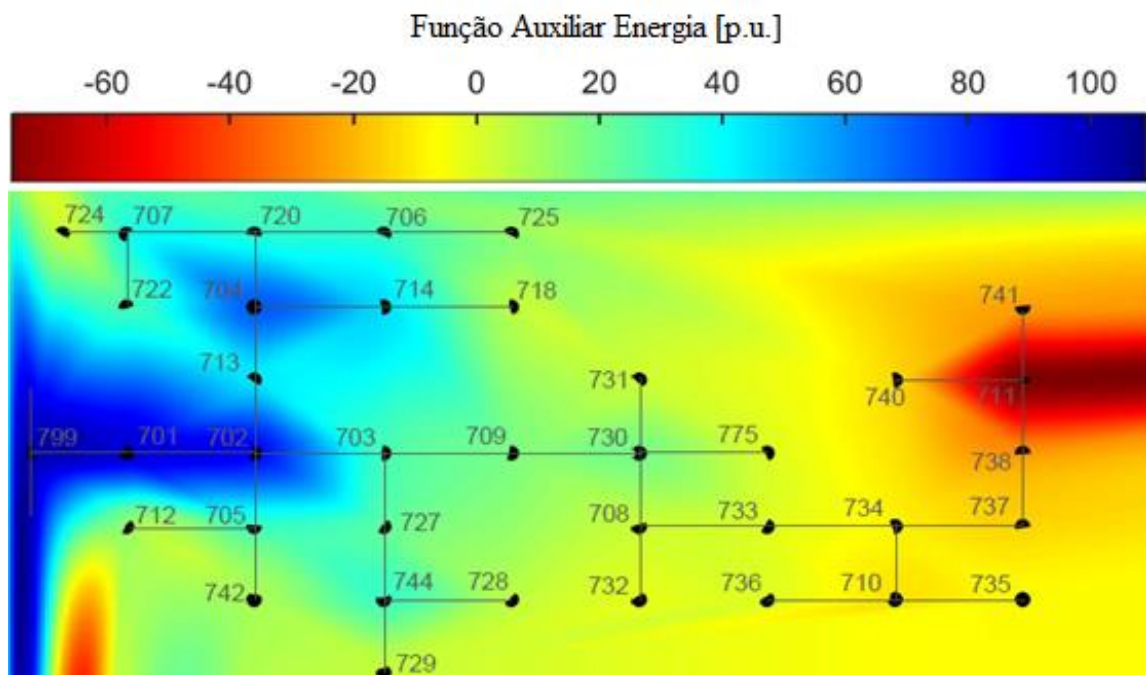


Figura 4.9: Cálculo da Função Energia Auxiliar para cada Barra - Mapa de Calor

De acordo com a Figura 4.9 as Barras 710, 734, 740, 735, 737, 738, 711 e 741 são candidatas à inserção de fontes intermitentes por possuírem baixos valores de função energia

auxiliar. A Tabela 4.1 indica, de maneira quantitativa, o cálculo da função energia auxiliar para as barras candidatas à inserção de fontes intermitentes de geração.

Tabela 4.1: Função Energia Auxiliar das Barras Candidatas

Barras	Função Auxiliar (p.u.)
735	-7,32
734	-8,71
710	-11,35
740	-14,05
737	-14,34
741	-23,88
738	-25,95
711	-76,85

Inserindo-se uma fonte de geração fotovoltaica na Barra 711 e outra na Barra 710, verifica-se o nível de robustez de ET da microrrede. A Figura 4.10 corresponde à função energia clássica do sistema com a solução de baixa tensão associada à barra crítica 740 (apontada pelo Vetor Tangente). O resultado mostra um ganho maior que 6% do nível de estabilidade de tensão em comparação quando as fontes são alocadas de maneira não planejada. As fontes fotovoltaicas utilizadas nesta simulação possuem as mesmas características das utilizadas anteriormente.

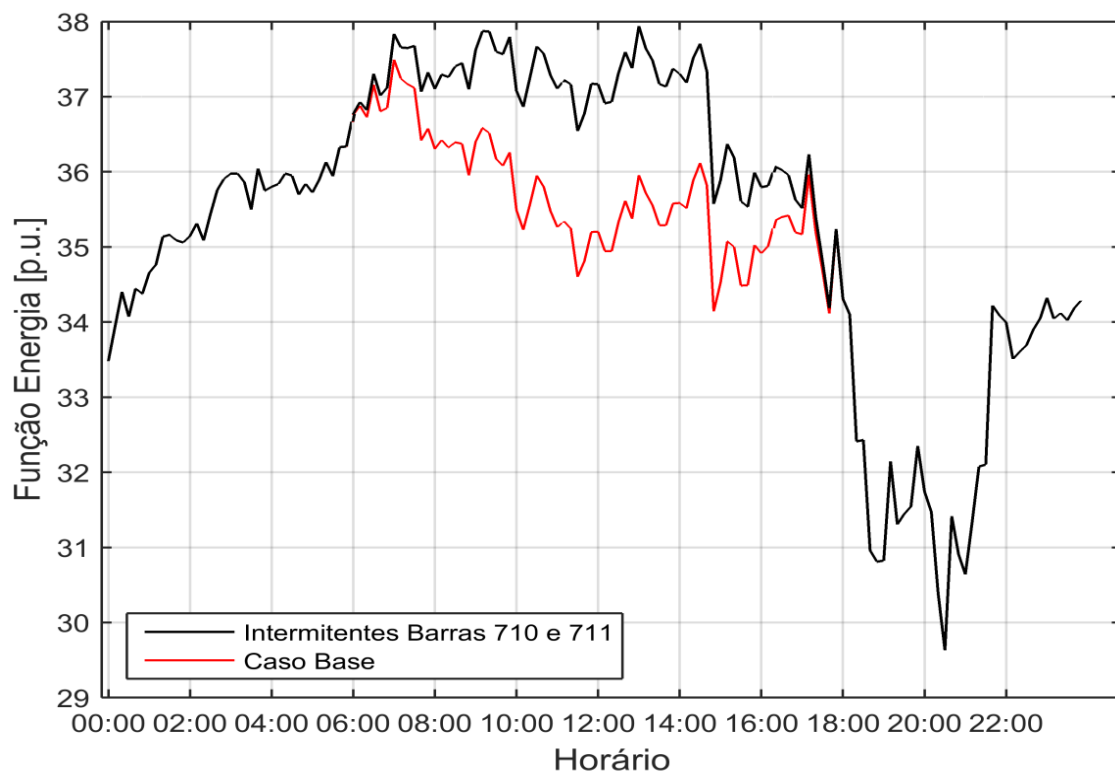


Figura 4.10: Cálculo da Função Energia. Caso Base e Fontes Intermitentes com Alocação Planejada

Pela curva P-V obtida no horário das 12h, visualiza-se um aumento de 20% no ganho da margem de carga por ocasião da inserção das fontes intermitentes em áreas classificadas como críticas pela função energia auxiliar, como observado na Figura 4.11.

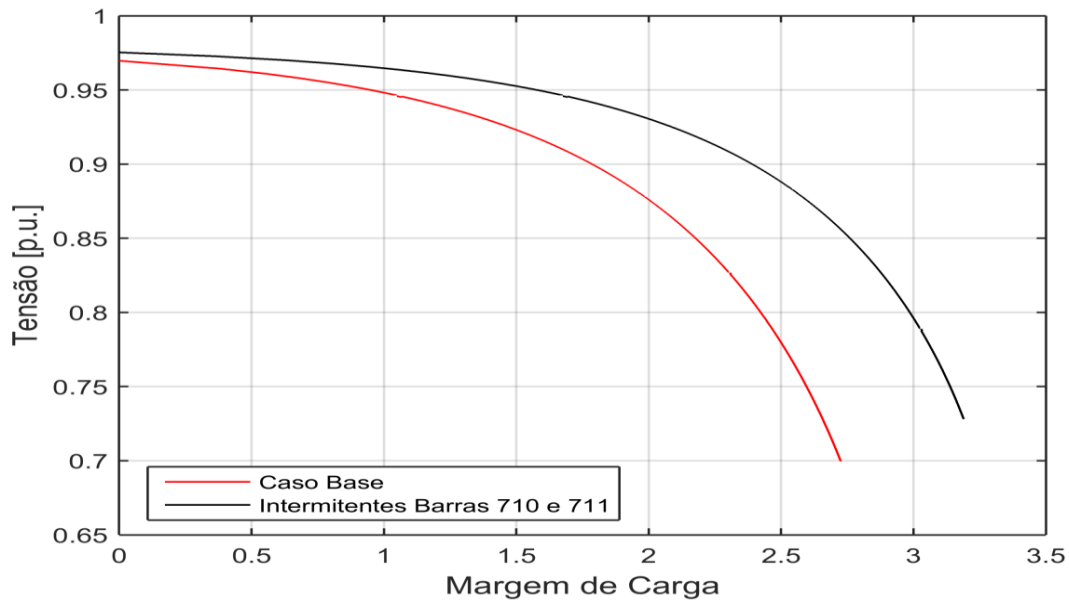


Figura 4.11: Curva P-V Incluindo Fontes Intermitentes

Escolhendo-se outras duas barras candidatas para inserção das fontes renováveis, 735 e 741, tem-se a Figura 4.12 que representa os valores de função energia clássica. A solução de baixa tensão corresponde à Barra 740, apontada pelo vetor tangente como sendo crítica.

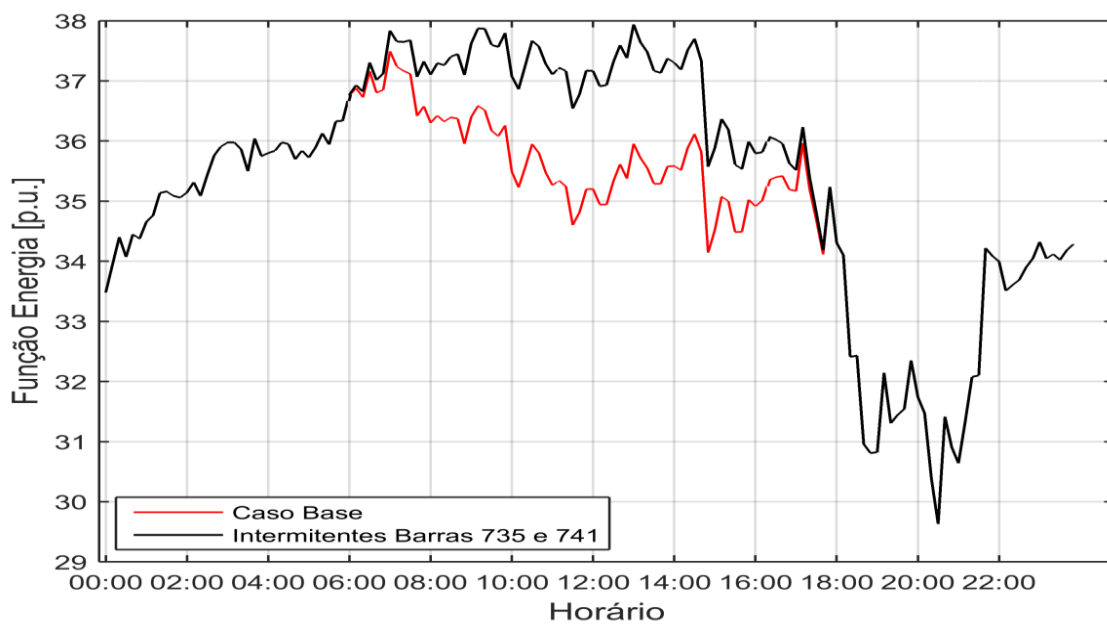


Figura 4.12: Cálculo da Função Energia. Caso Base e Fontes Intermitentes com Alocação Planejada

A Figura 4.12 representa exatamente os mesmos valores de função energia clássica quando comparada a Figura 4.10 (presença de geração intermitente nas Barras 710 e 711) ao longo do dia. Portanto, qualquer barra que seja escolhida dentro das candidatas, o nível de robustez que o sistema alcança é o mesmo, desde que a barra crítica apontada pelo vetor tangente (associada à solução de baixa tensão) seja coincidente para todas as situações.

Verificando o pior perfil de tensão da microrrede, com o propósito de manter os níveis acima de 0,94 [p.u.], observa-se pela Figura 4.13 que esse limite é violado.

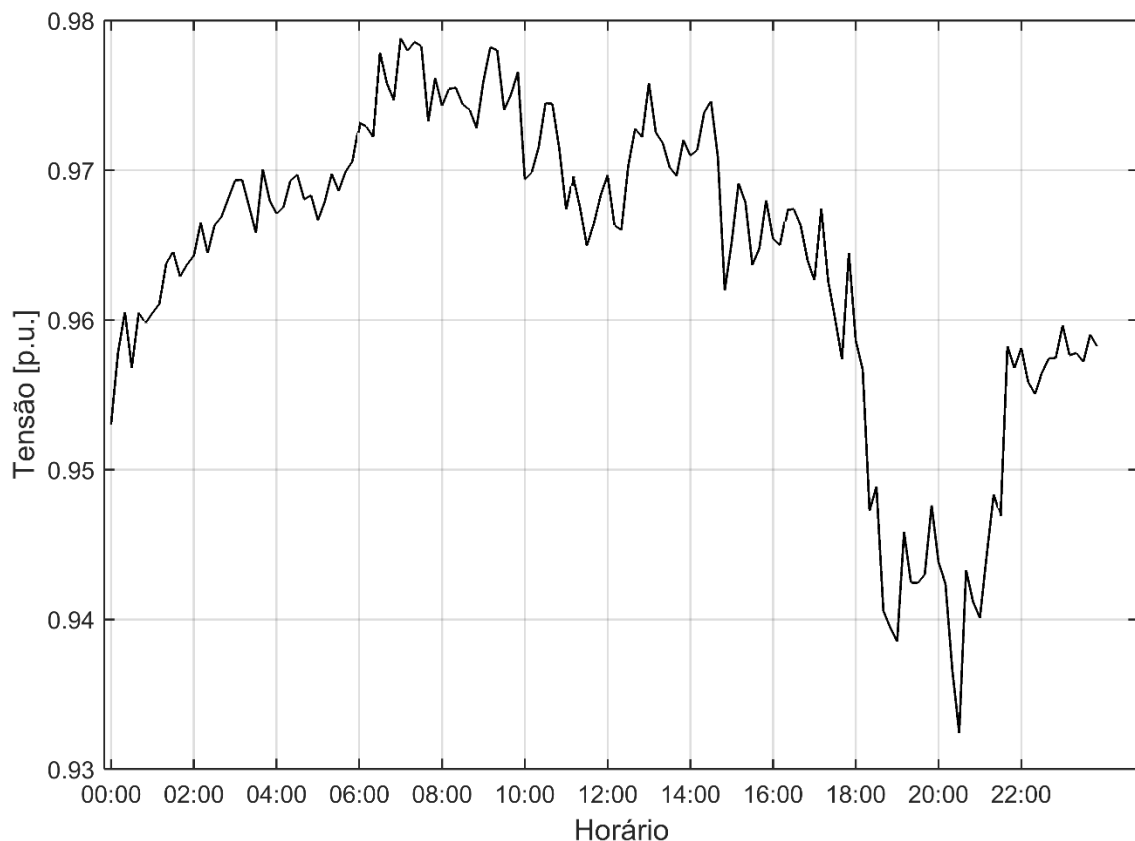


Figura 4.13: Nível de Tensão de uma Barra da Microrrede

Inserem-se na próxima seção os armazenadores de energia na tentativa de restabelecer os valores de tensão pré-especificados.

4.2.4 Caso IV – Sistema Isolado com a Inserção de Fontes Renováveis Acopladas com Armazenadores de Energia Inseridas por Função Energia Auxiliar

Pela característica de intermitência das fontes renováveis, geralmente, a sua máxima potência de geração não será coincidente com o máximo consumo das cargas ao longo do dia.

Esse fato é verificado na Figura 4.2 e na Figura 4.6, em que o máximo carregamento ocorre às 20h30min e o pico máximo de geração por volta das 12h00, respectivamente.

Para essa ocorrência, a inserção dos armazenadores de energia é uma medida interessante para suprir a demanda da carga da microrrede, evitando a operação além dos valores pré-especificados de tensão na condição de horário de ponta de consumo.

Na próxima simulação, inserem-se nas barras 710 e 711 as fontes fotovoltaicas e os elementos armazenadores. As condições de carga e descarga dos ESSs podem ser dadas por:

- ✓ se o pior perfil de tensão do sistema é maior que 0,94, se a geração da fonte fotovoltaica é suficiente para considerar a bateria como carga e manter níveis aceitáveis de tensão, e o estado de carga dos ESS está abaixo do máximo; então a bateria é carregada.
- ✓ se o menor nível de tensão é inferior a 0,94 e o estado de carga (SOC) dos armazenadores está acima do mínimo; então as baterias são descarregadas.

As características dos armazenadores são visualizadas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Parâmetros ESSs I

Capacidade (kWh)	600
Carga/Descarga Limite (kW)	200
<i>SOC</i> Limite Inferior (SOC^{\min})	0,15
<i>SOC</i> Limite Superior (SOC^{\max})	1,00
Inicial <i>SOC</i>	0,00

A Figura 4.14 representa a carga e descarga dos ESS, em que o valor negativo denota o carregamento dos armazenadores e o positivo a descarga. Entre às 7h00 e 10h00 os ESSs são carregados e, durante o pico máximo de consumo de energia da microrrede, os armazenadores fornecem energia ao sistema.

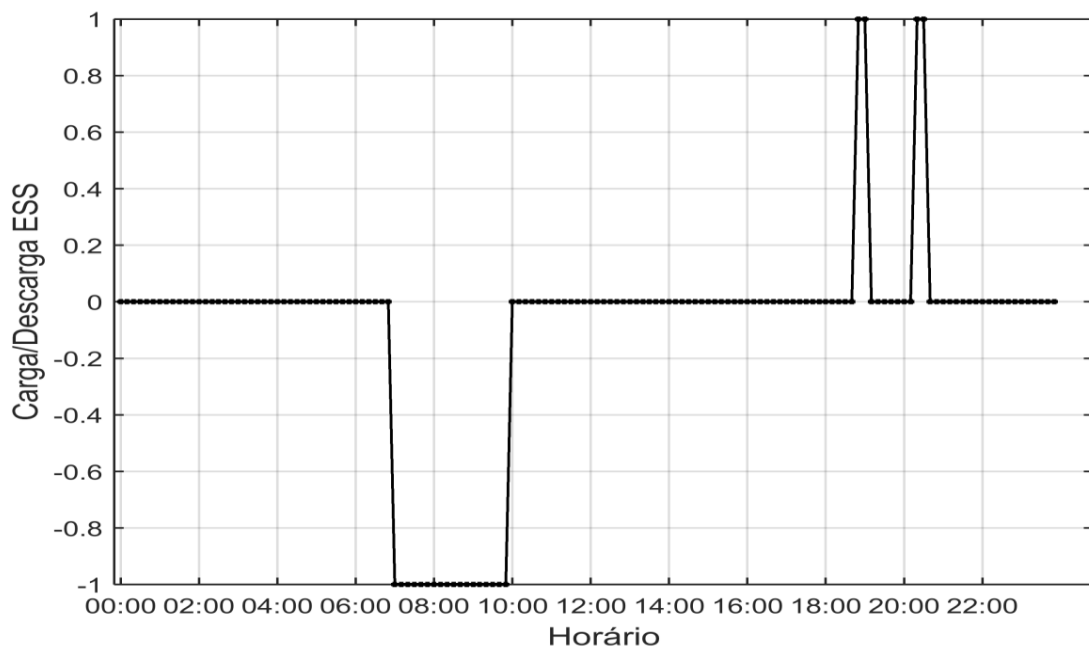


Figura 4.14: Carga e Descarga dos Armazenadores de Energia

Como consequência da atuação dos armazenadores de energia, durante o pico de consumo da microrrede, às 20h30min, os ESSs contribuem para uma leve melhora do nível de estabilidade de tensão, de acordo com a Figura 4.15.

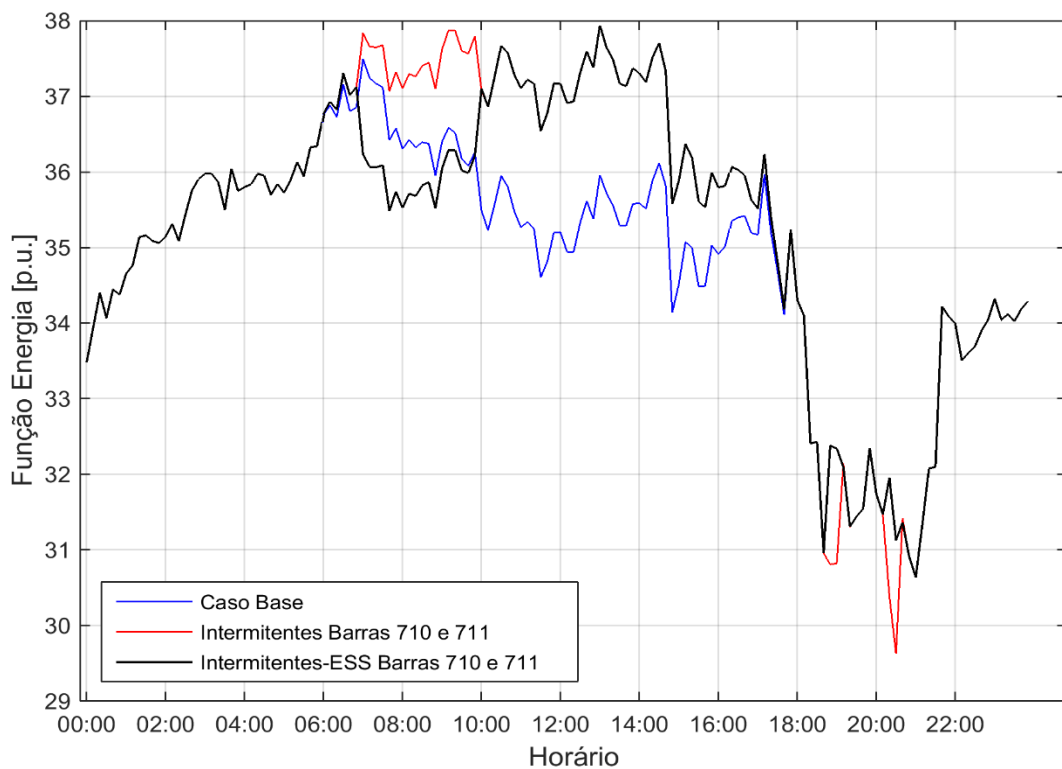


Figura 4.15: Cálculo da Função Energia. Caso Base, Fontes Intermitentes com Alocação Planejada e Fontes Intermitentes Planejadas Integradas com ESSs

A Figura 4.16 mostra a barra com o pior perfil de tensão do sistema IEEE 37 Barras com valores acima de 0,94 [p.u.].

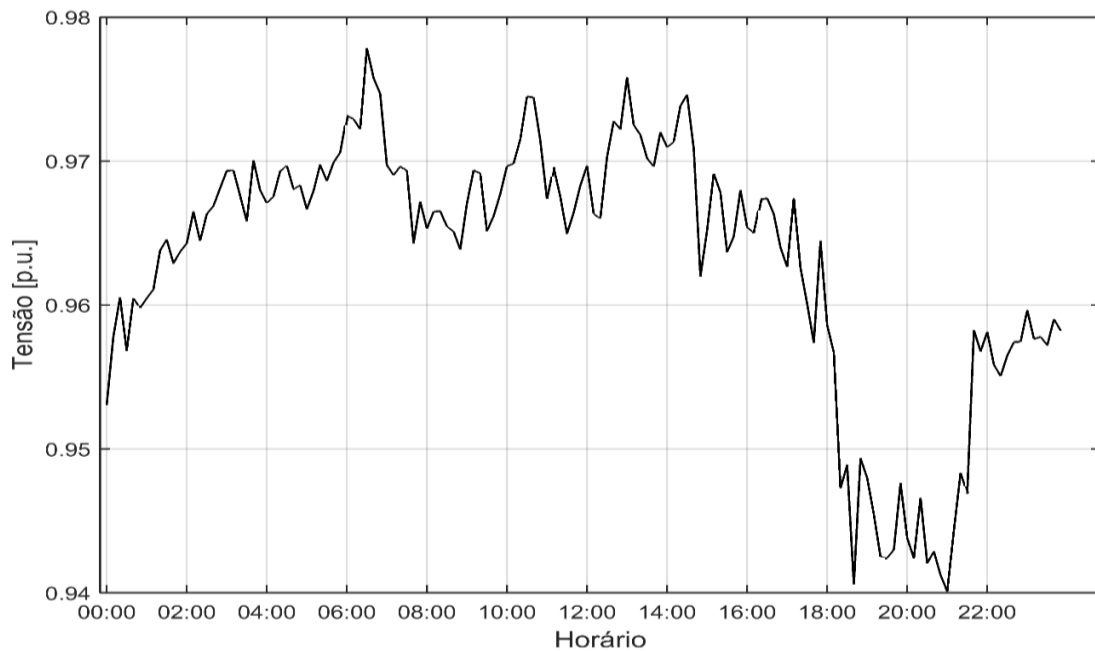


Figura 4.16: Pior Perfil de Tensão da Microrrede Considerando a Inserção dos ESS

A condição de operação dos armazenadores de energia foi estabelecida em relação aos valores de tensão do sistema IEEE 37 Barras. No entanto, a frequência é um indicador de qualidade importante. Considerando a atuação dos armazenadores de energia, tem-se na Figura 4.17 os valores de frequência ao longo do dia.

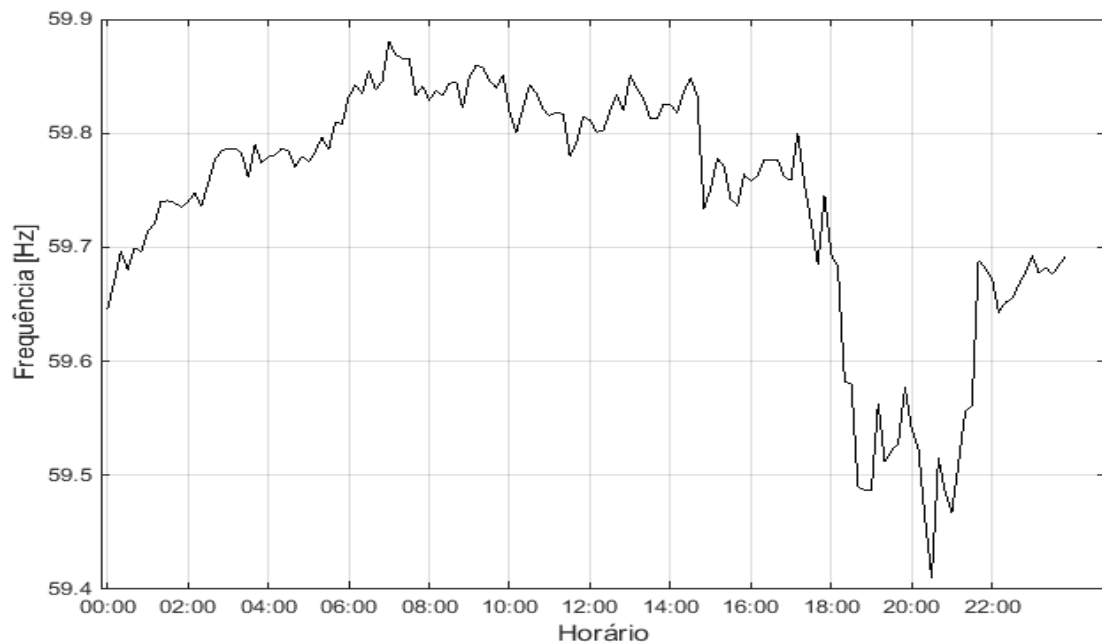


Figura 4.17: Valores de Frequência Considerando a Atuação dos ESSs

Comparando-se a Figura 4.5 e a Figura 4.17 percebe-se que existe um pequeno aumento dos valores de frequência quando os armazenadores fornecem energia à microrrede. Caso seja considerado o valor de 60 Hz como sendo de referência, com 0,5 Hz de tolerância, conclui-se que os armazenadores não são suficientes para corrigir os valores de frequência permitidos por norma [78].

As simulações mostram que o método da função energia pode ser utilizado para monitorar a condição de estabilidade de uma microrrede operando em modo isolado, em que suas características são levadas em consideração como geração intermitente, variação de carga, controle de *droop* das fontes despacháveis, carga e descarga dos elementos armazenadores de energia, variação de frequência e atualização da matriz de admitância nodal. A medida da função energia não é apenas útil para mostrar a proximidade ao ponto de instabilidade, mas também para quantificar a robustez de todo o sistema em termos de estabilidade de tensão. A medida de energia possibilitou a análise comparativa da condição de estabilidade durante a operação da microrrede para diferentes configurações: sem geração intermitente, inserção de geração fotovoltaica de maneira planejada e não planejada e, por último, geração fotovoltaica combinada com os armazenadores de energia. Os resultados mostram que o método da função energia auxiliar pode identificar as barras menos robustas da microrrede em relação à ET. A inserção das fontes fotovoltaicas nessas áreas melhora a condição de estabilidade de uma microrrede. Os métodos baseados em energia empregados para a análise de estabilidade foram combinados com o método do Vetor Tangente. Nota-se que a solução crítica de baixa tensão em cada ponto de operação foi identificada utilizando o VT. Assim, as técnicas do VT e função energia fornecem informações necessárias para a avaliação de estabilidade de tensão de uma microrrede operando em modo isolado.

CAPÍTULO 5 – ESTUDO DE ESTABILIDADE DE TENSÃO CONSIDERANDO O ACOPLAMENTO TRANSMISSÃO- MICRORREDE E AUTONOMIA DE UMA MICRORREDE OPERANDO EM MODO ILHADO

A produção de energia nos sistemas de distribuição oriunda dos parques eólicos, pequenas centrais hidrelétricas, plantas fotovoltaicas, entre outras, pode ser considerada uma realidade atualmente. No entanto, a integração dessas fontes na distribuição (microrredes) pode impactar diretamente no estudo da operação e planejamento dos sistemas de transmissão. Na maioria dos estudos, quando as microrredes são conectadas ao sistema principal, a análise da transmissão é tratada separadamente da microrrede, negligenciando o impacto desse acoplamento. Entretanto, como esses sistemas são fisicamente integrados, essa simplificação pode afetar a confiabilidade dos seus respectivos estudos. Para evitar essa simplificação, neste capítulo, considera-se o acoplamento transmissão-microrrede para verificar a estabilidade de tensão nos sistemas de transmissão, utilizando-se o método da função energia clássica para a análise de ET. Caso o sistema principal se aproxime do ponto de instabilidade, efetuam-se corte de cargas na microrrede com o propósito de aliviar o carregamento e, conseqüentemente, distanciar-se desse ponto. As microrredes candidatas ao corte de carga são aquelas conectadas nas barras menos robustas do sistema de transmissão, calculadas pela função energia auxiliar. Adicionalmente, caso tenha a necessidade de se desconectar a microrrede por ocasião de uma contingência no sistema principal, determina-se a configuração apropriada de operação em modo ilhado que possui a maior autonomia de fornecimento de energia às suas respectivas cargas críticas, considerando os valores de frequência.

5.1 Acoplamento Transmissão-Microrrede

A análise do sistema de transmissão e microrrede, geralmente, é realizada separadamente como dois sistemas desacoplados. Conseqüentemente, na formulação do fluxo de potência, esses parâmetros são representados de forma diferente. Um método possível de resolver o sistema global descrito na Figura 5.1 é representar o acoplamento entre os sistemas.

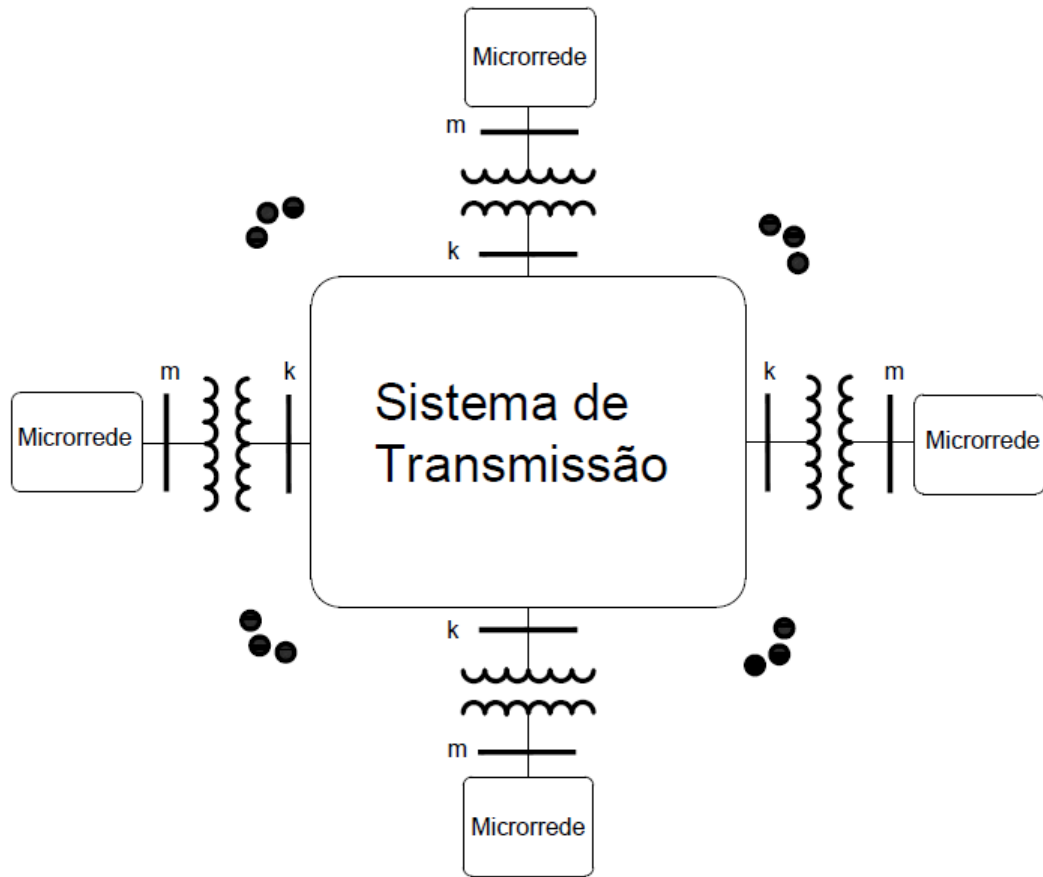


Figura 5.1: Acoplamento Transmissão-Microrrede

O método utilizado neste trabalho, desenvolvido em [86], considera o terminal k do sistema de transmissão conectado ao terminal m da microrrede. A barra k é modelada como uma barra PQ (potência ativa e reativa especificadas) na formulação do sistema de transmissão e como uma barra *Swing* (tensão e ângulo especificados) na formulação do sistema da microrrede. Assim, o acoplamento é alcançado e a formulação completa do fluxo de potência utilizando o método Newton-Raphson é dado por:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \Delta P_T \\ \Delta Q_T \end{bmatrix} &= [JTS] \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_T \\ \Delta V_T \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} \Delta P_D \\ \Delta Q_D \end{bmatrix} &= [JDS] \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_D \\ \Delta V_D \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (5.1)$$

sendo que, ΔP_T e ΔQ_T são os vetores de erros de potências ativa e reativa do sistema de transmissão, respectivamente. $\Delta \theta_T$ e ΔV_T são os vetores dos ângulos e tensões das barras no sistema de transmissão, respectivamente. ΔP_D e ΔQ_D significam os vetores de erros de potências ativa e reativa da microrrede, respectivamente. $\Delta \theta_D$ e ΔV_D são os vetores dos

ângulos e tensões das barras na microrrede, respectivamente. JTS é a matriz Jacobiana do sistema de transmissão e JDS é a matriz Jacobiana da microrrede.

Como a barra k da Figura 5.1 é representada nos sistemas de transmissão e da microrrede, a convergência de um depende do resultado do outro. Nesse processo, executa-se uma iteração na microrrede conectada para atualizar os valores de potência ativa e reativa da barra k . Posteriormente, executa-se uma iteração do sistema de transmissão. Esse processo é repetido até que a convergência seja alcançada. O acoplamento ocorre devido à representação da barra k na formulação de ambos os sistemas.

A análise proposta neste trabalho incorpora os modelos em regime permanente para painéis fotovoltaicos, elementos armazenadores de energia e curvas de carga. Desse modo, considerando a integração, esse método assegura a confiabilidade da avaliação da estabilidade de tensão no sistema principal.

5.2 Estudo de Estabilidade de Tensão Considerando o Acoplamento Transmissão – Microrrede Utilizando Função Energia e Definição da Vulnerabilidade das Barras por Função Energia Auxiliar

A abordagem mais usual para avaliar a estabilidade de tensão em um sistema é calcular a sua respectiva margem de carga utilizando o método do fluxo de carga continuado. No entanto, gerações de energia intermitentes provenientes de plantas fotovoltaicas, parques eólicos, sistemas de armazenamento de energia podem tornar esse cálculo incerto.

O método da função energia, descrito no Capítulo 2 (equação (2.21)), é o utilizado para avaliar a estabilidade de tensão do sistema de transmissão. O método, originalmente, não previa as características de uma microrrede, bem como o seu acoplamento ao sistema de transmissão.

Considerando-se as mudanças repentinas no ponto de operação das microrredes e na possibilidade da rede principal aproximar-se da instabilidade de tensão, o método da função energia pode ser uma poderosa ferramenta para monitorar a margem de segurança de tensão (MST) do sistema de transmissão.

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) define a MST como a distância mínima para um ponto de operação onde há risco de instabilidade de tensão. Um sistema elétrico é considerado seguro em relação à tensão quando, para uma dada condição

operativa, a MST encontra-se em conformidade com os critérios estabelecidos. Como critério geral, a margem de segurança para os estudos de planejamento da operação é de 7% nas análises com rede completa [87]. A MST pode ser calculada por:

$$MST = \frac{\gamma_M - \gamma_{VSM}}{\gamma_{VSM}} \quad (5.2)$$

γ_M : ponto de máximo carregamento

γ_{VSM} : ponto de operação máximo permitido

O estudo realizado neste trabalho associa o valor de MST com um valor de função energia clássica. A função energia clássica, calculada por (2.21), monitora a estabilidade de tensão do sistema de transmissão. Assim, dada a possibilidade de violação da MST definida pelo ONS, existe uma necessidade premente de realizar um alívio de carga, ou seja, realizar corte de cargas não críticas em uma microrrede conectada ao sistema principal como forma de distanciamento ao ponto de instabilidade.

Para as várias microrredes conectadas ao sistema principal, utiliza-se o método da função energia auxiliar como critério de escolha de qual microrrede a ser considerada para o corte de cargas não críticas. O método da função energia auxiliar, equação (2.29), define o nível de robustez das barras. Dessa maneira, MGs conectadas em barras do sistema de transmissão com baixos valores de função energia auxiliar são candidatas ao corte de cargas.

Portanto, caso a função energia clássica utilizada para monitorar a ET aponte a violação da MST, executa-se o corte de cargas não críticas em microrredes conectadas em barras menos robustas do sistema de transmissão, como procedimento de restabelecer o nível da MST predeterminado pelo ONS.

5.3 Desenvolvimento de uma Plataforma Computacional – Análise de Estabilidade de Tensão Considerando o Acoplamento Transmissão-Microrrede

Para avaliar a estabilidade de tensão utilizando a função energia, considerando o acoplamento transmissão-microrrede, foi desenvolvida uma plataforma computacional. O fluxograma da Figura 5.2 ilustra os procedimentos adotados para essa simulação.

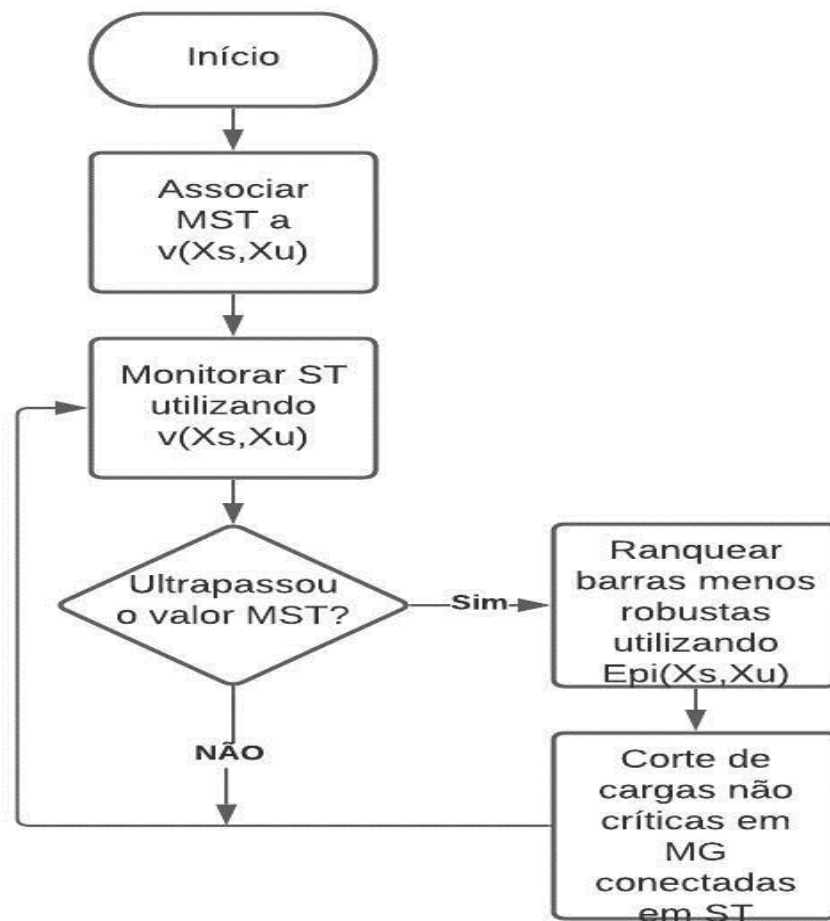


Figura 5.2: Fluxograma: Análise de Estabilidade de Tensão em Sistemas de Trasmissão Considerando o Acoplamento Transmissão-Microrrede

5.4 Melhor Configuração de uma Microrrede Operando em Modo Ilhado para uma Maior Autonomia.

A operação de microrredes em modo ilhado requer mais atenção devido ao maior risco de interrupção, uma vez que a capacidade de geração de energia é limitada. Portanto, avalia-se qual a configuração de uma microrrede operando em modo ilhado pode fornecer energia às suas respectivas cargas classificadas como críticas em um maior tempo possível, levando-se em conta os valores de frequência.

Este estudo presume que uma situação adversa (contingência no sistema de transmissão, por exemplo) leva à desconexão da MG da rede principal, em que o tempo de operação em modo ilhado é desconhecido. Diante da possibilidade de MG operar em modo ilhado, uma análise sobre a sua melhor configuração é abordada.

A partir do momento da desconexão da MG do sistema principal, realiza-se o corte de cargas classificadas como não críticas, uma vez que as microturbinas, PVs e ESSs presentes na microrrede podem fornecer energia apenas para aquelas classificadas como críticas, considerando valores de frequência dentro do recomendado por norma. Essa análise como objetivo determinar a configuração que possui a maior autonomia de fornecimento de energia às suas respectivas cargas.

Caso a desconexão ocorra em um período em que as fontes fotovoltaicas estejam contribuindo com o fornecimento de energia ao sistema, as cargas críticas serão supridas pelas microturbinas juntamente com as PVs. À medida que a energia dessas fontes diminui, a geração das microturbinas aumenta até atingir a potência máxima despachável. Quando as microturbinas atingem a potência máxima, os ESS são inseridos. Portanto, o tempo de autonomia da microrrede é definido quando a potência despachada pela microturbina é limitada ao seu valor máximo, o estado de carga dos ESSs está abaixo do valor recomendado e o nível de frequência está abaixo do valor permitido. A configuração com o maior tempo de fornecimento de energia às suas respectivas cargas críticas, com valores de frequência dentro do recomendado, é a considerada mais adequada para que as microrredes operem no modo ilhado.

5.5 Desenvolvimento de uma Plataforma Computacional – Análise da Melhor Configuração de uma Microrrede Operando em Modo Ilhado

Para analisar a configuração apropriada de uma microrrede operando em modo ilhado, desenvolveu-se uma plataforma computacional. Essa plataforma contempla em obter a configuração que fornece um maior tempo de fornecimento de energia às suas respectivas cargas críticas. O fluxograma da Figura 5.3 mostra os passos da simulação.

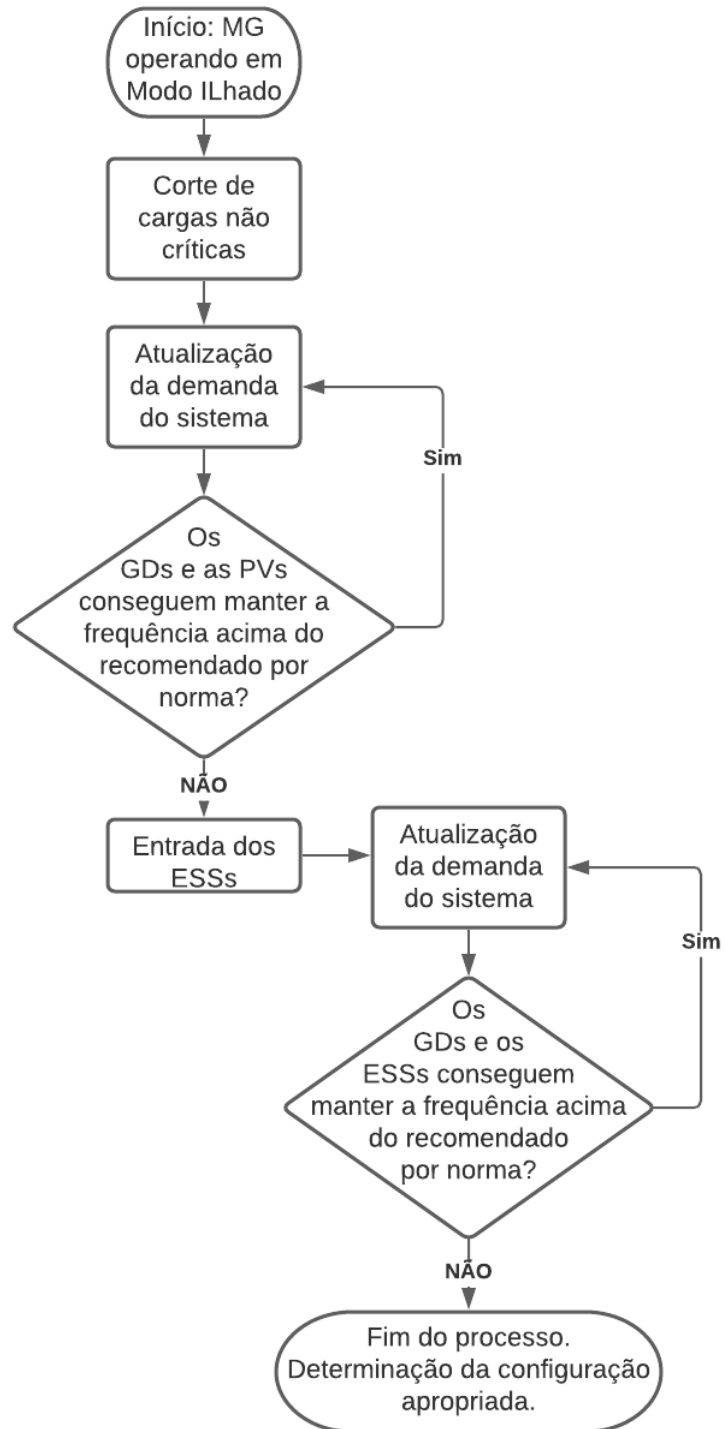


Figura 5.3: Fluxograma: Determinação da Configuração Apropriada de uma Microrrede Operando em Modo Ilhado

CAPÍTULO 6 - RESULTADOS E DISCUSSÕES: ACOPLAMENTO TRANSMISSÃO-MICRORREDE E AUTONOMIA DE UMA MICRORREDE OPERANDO EM MODO ILHADO

Os sistemas testes IEEE 30 barras e IEEE-37 barras foram usados para validar e discutir os resultados obtidos considerando o acoplamento transmissão-microrredes e a melhor configuração para operação de uma microrrede em modo ilhado. As cargas alocadas nos alimentadores do IEEE-37 barras foram modificadas e classificadas de acordo com a sua prioridade, sendo descritas na Tabela 6.1.

Tabela 6.1: Dados de Carga do Sistema IEEE-37 Barras

Barra	Fase1		Fase2		Fase3		Classe Prioridade
	PL (kW)	QL (kvar)	PL (kW)	QL (kvar)	PL (kW)	QL (kvar)	
701	107	54	107	54	107	54	Alta
712	107	20	107	20	107	20	Alta
713	138	54	138	54	138	54	Alta
714	100	20	100	20	100	20	Alta
718	100	30	100	30	100	30	Baixa
720	92	20	92	20	92	20	Baixa
722	100	20	100	20	100	20	Média
724	100	20	100	20	100	20	Média
725	145	20	145	20	145	20	Alta
727	100	20	100	20	100	20	Baixa
728	131	54	131	54	131	54	Alta
729	102	16	102	16	102	16	Alta
730	102	21	102	21	102	21	Média
731	103	21	103	21	103	21	Alta
732	108	11	108	11	108	11	Alta
733	108	30	108	30	108	30	Baixa
734	108	22	108	22	108	22	Baixa
735	108	22	108	22	108	22	Baixa
736	108	22	108	22	108	22	Baixa
737	107	54	107	54	107	54	Média
738	131	47	131	47	131	47	Baixa

740	130	11	130	11	130	11	Alta
741	108	11	108	11	108	11	Média
742	130	11	130	11	130	11	Média
744	130	16	130	16	130	16	Baixa

A microrrede representada pela Figura 4.1 é conectada nas Barras 14, 24, 26 e 30 do sistema de transmissão. A configuração original do sistema IEEE 37 Barras não possui geração distribuída, sendo considerado um sistema de distribuição passivo. Portanto, para adaptá-lo a uma microrrede, sua topologia foi complementada da seguinte forma:

- I) Barras 725, 729 e 731 possuem microturbinas despacháveis com os seguintes valores de coeficientes de *droop*: $m=0,04$ Hz/kW e $n=0,40$ kV/var.
- II) Barras 724, 742 e 711 possuem fontes fotovoltaicas com ponto de máxima potência igual a 0,12 [p.u.]. Os valores em [p.u.] são calculados na base nominal do sistema (2500 [kVA]).
- III) Barras 799, 706 e 710 possuem elementos armazenadores de energia. A Tabela 6.2 mostra os parâmetros dos ESS.

Tabela 6.2: Parâmetros ESS II

Capacidade (kWh)	1000
Carga/Descarga Limite (kW)	500
<i>SOC</i> Limite Inferior (SOC^{\min})	0,20
<i>SOC</i> Limite Superior (SOC^{\max})	1,00

Os resultados foram divididos em três partes como forma de melhor ilustrá-los. A primeira parte apresenta o estudo da estabilidade de tensão no sistema IEEE 30 barras, utilizando a função energia e considerando o acoplamento transmissão-microrrede. A segunda parte mostra a possibilidade de aproximação do sistema principal à instabilidade de tensão e, como forma de aliviar o carregamento da transmissão, estabelece-se qual a microrrede conectada ao sistema de transmissão será a candidata ao corte de cargas. Na sequência, determina-se a melhor configuração da microrrede operando no modo ilhado.

6.1 Análise de Estabilidade de Tensão Utilizando Função Energia em Sistemas de Transmissão

A medida de energia do sistema IEEE-30 barras foi avaliada ao longo do processo de carregamento, sendo conduzida de uma condição inicial (caso base) até o ponto de bifurcação

por alterações no parâmetro (λ) por meio do fluxo de carga continuado. O parâmetro de controle corresponde a um aumento sucessivo das potências ativa e reativa nas barras do tipo PQ, dado por:

$$Pl = Pl_0 \cdot (1 + \Delta\lambda) \quad (7.1)$$

$$Ql = Ql_0 \cdot (1 + \Delta\lambda) \quad (7.2)$$

Pl_0 e Ql_0 são as potências ativa e reativa das cargas no caso base. Em cada ponto, a diferença de energia potencial da solução de operação e a solução de baixa tensão foi calculada utilizando a equação (2.21). A curva de energia do sistema IEEE-30 barras é mostrada na Figura 6.1.

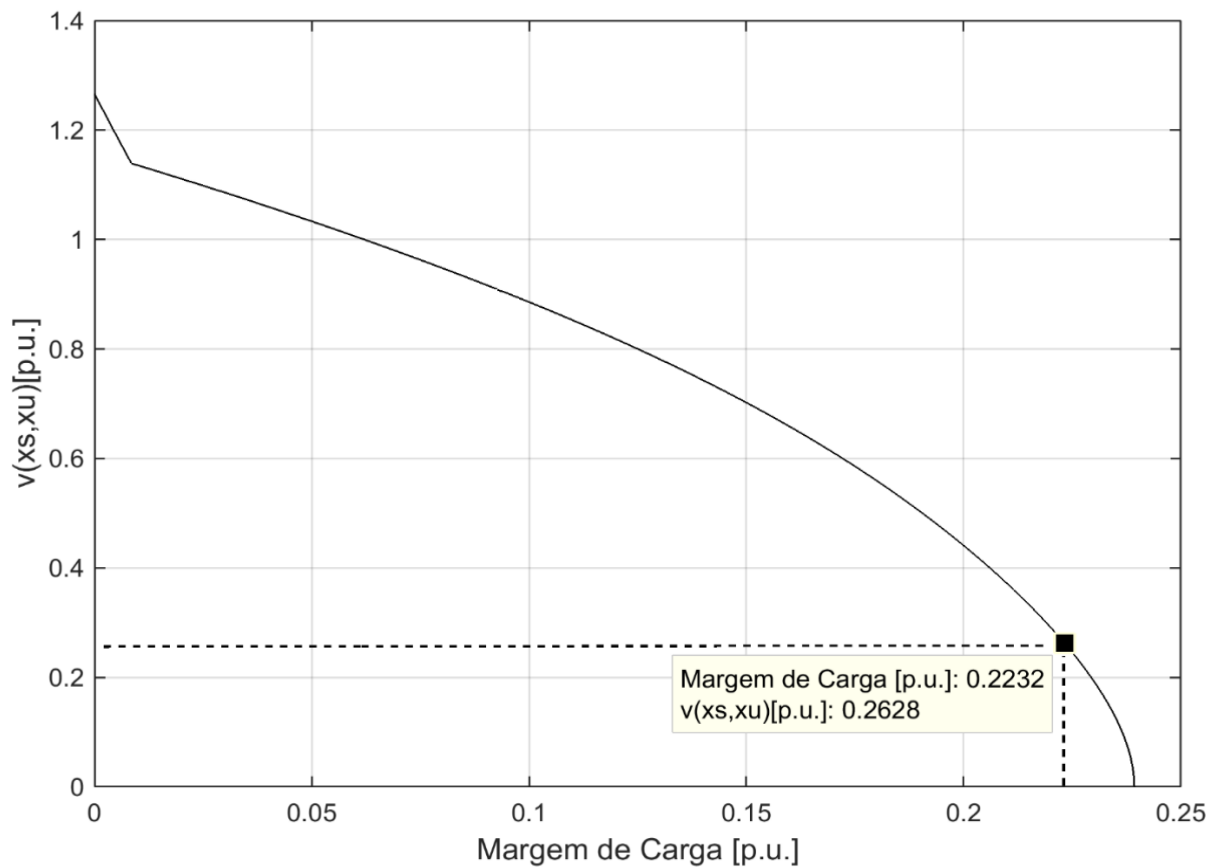


Figura 6.1: Margem de Potência Ativa do Sistema Teste IEEE-30 Barras

A margem de potência ativa (γ_M) do sistema teste IEEE-30 barras corresponde a 0,2400 [p.u.]. Considerando uma MST de 7%, tal como definido pelo ONS, existe um ponto de operação de margem de carga permitido (γ_{VSM}), calculado por (5.2) igual a 0,2232 [p.u.]. De acordo com a Figura 6.1, o valor de γ_{VSM} igual a 0,2232 [p.u.] corresponde a uma função energia igual a 0,2628 [p.u.]. A obtenção da curva de medida de energia em função do

carregamento é importante na fase de planejamento. Assim, na operação, quando o valor da função energia do sistema de transmissão estiver próximo a 0,2628 [p.u.], o sistema aproxima da MST, podendo violar o limite estabelecido pelo ONS.

A estabilidade de tensão do sistema teste IEEE 30 barras é monitorada utilizando a função energia, considerando o acoplamento transmissão-microrrede. As Barras 14, 24, 26 e 30 possuem microrredes conectadas. Adicionalmente, para cada barra da microrrede está associada uma curva de carga dada pela Figura 6.2. Essa curva apresenta um fator de carga base que é multiplicado pela carga do sistema (Tabela 6.1).

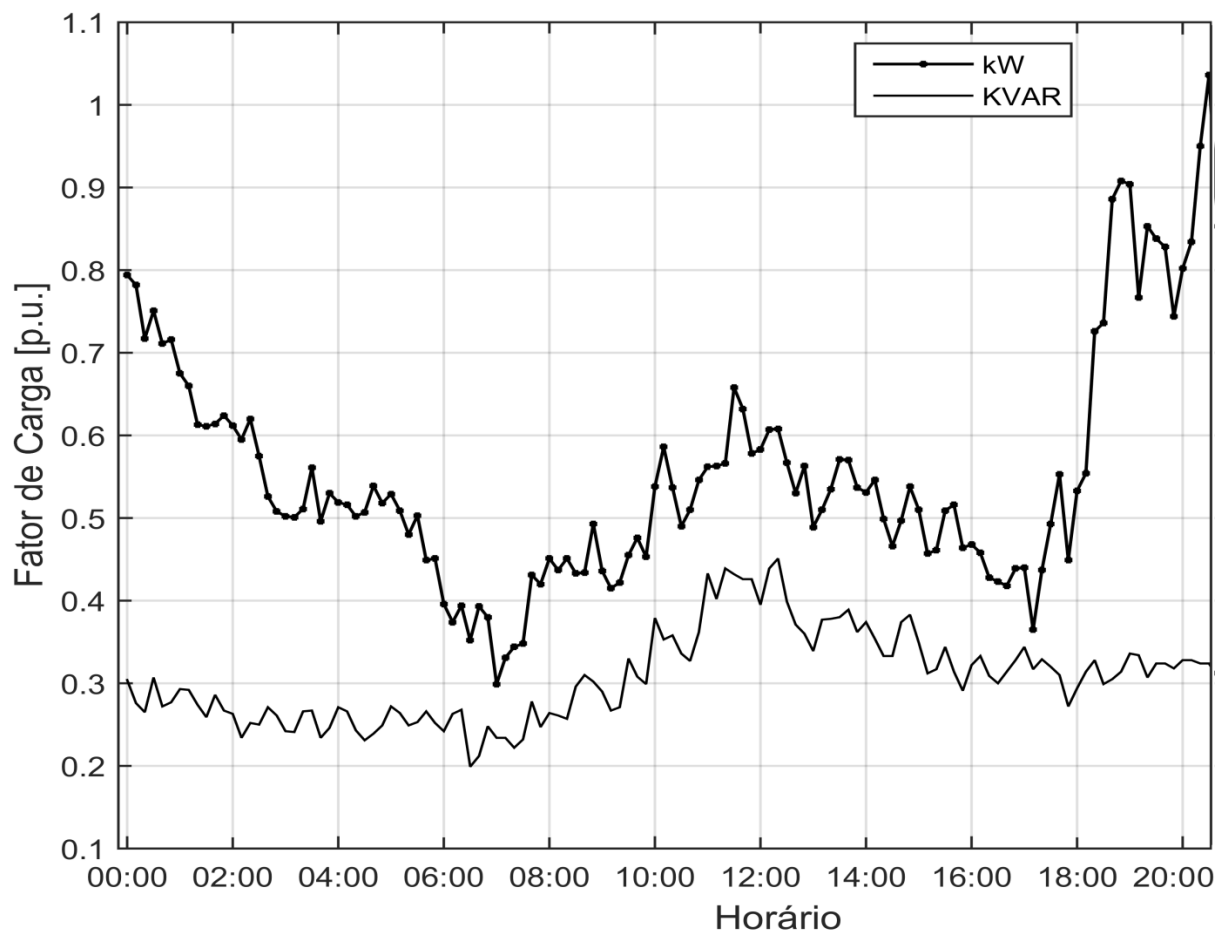


Figura 6.2: Fator de Carga das Barras da Microrrede

A Figura 6.3 mostra a medida de função energia clássica do sistema de transmissão ao longo do dia. Utiliza-se o acoplamento transmissão-microrrede para o cálculo do fluxo de potência descrito no Capítulo 5, Seção 5.1.

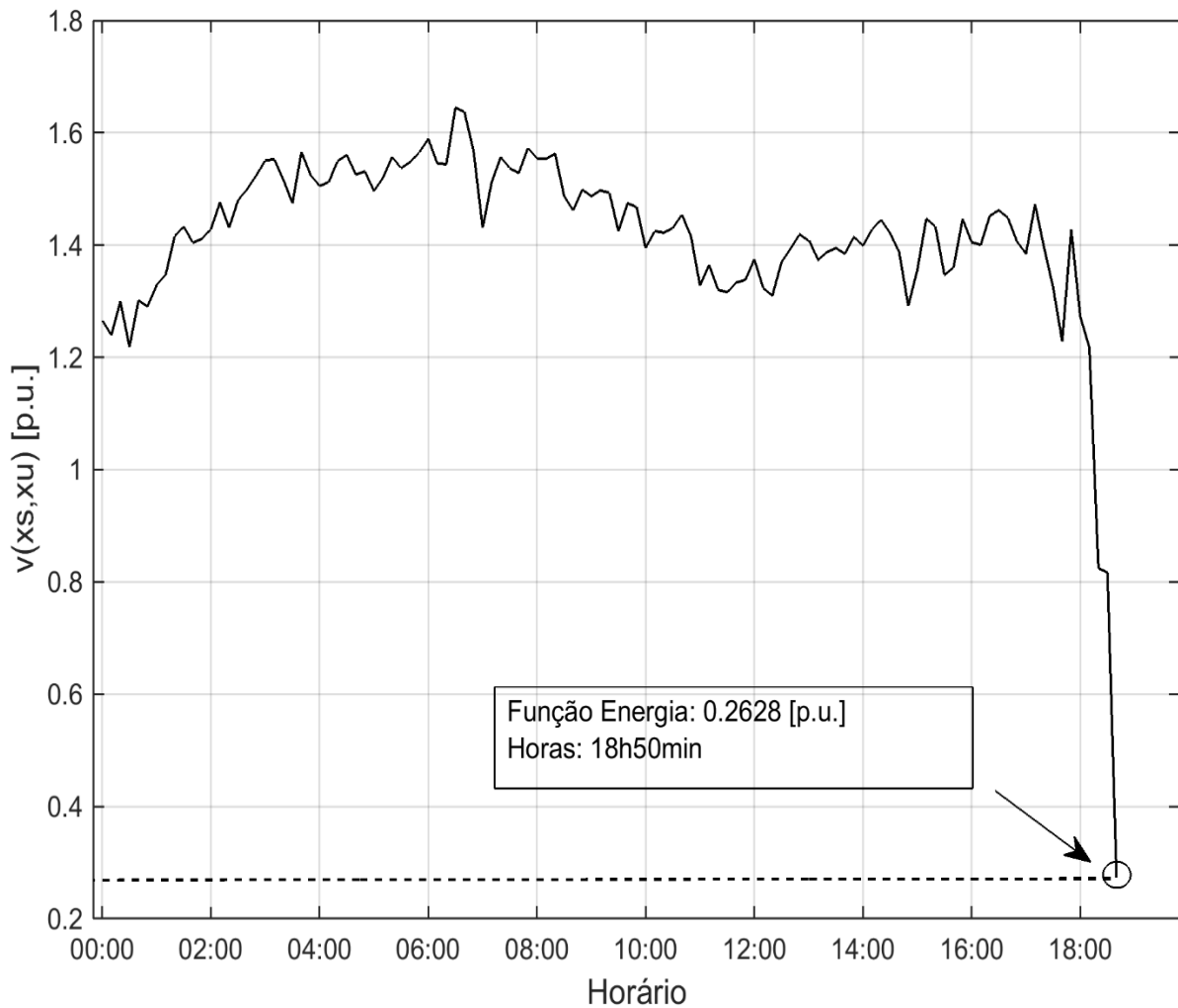


Figura 6.3: Função Energia para o Sistema Teste

Por volta das 18h50min, a função energia $v(x^s, x^u)$ possui um valor de 0,2628 [p.u.]. Esse valor significa uma violação da MST. Portanto, tem-se a necessidade em efetuar o corte de cargas classificadas como não críticas como maneira em obter o distanciamento do ponto de instabilidade.

6.2 Microrrede – Corte de Cargas

A Tabela 6.1 mostra a classificação das cargas, sendo que os grupos de prioridades médio e baixo são classificados como cargas não críticas e o grupo de prioridade alto são classificados como cargas críticas. As microrredes candidatas ao corte de cargas são aquelas conectadas às barras do sistema de transmissão com menores valores de função energia auxiliar, conforme equação (2.29). Na Tabela 6.3 são apresentadas as barras com os valores da função energia auxiliar.

Tabela 6.3: Índice de Robustez das Barras para o Sistema Teste IEEE-30

Barra	Função Energia Auxiliar [p.u.]
26	-0.4448
30	-0.2206
24	-0.2139
14	-0.0028

De acordo com a Tabela 6.3, a microrrede conectada à Barra 26 do sistema de transmissão é a barra indicada pela função energia auxiliar como candidata ao corte de cargas não críticas. Para essa situação, a Figura 6.4 mostra o valor da função energia do sistema de transmissão para diferentes pontos de operação.

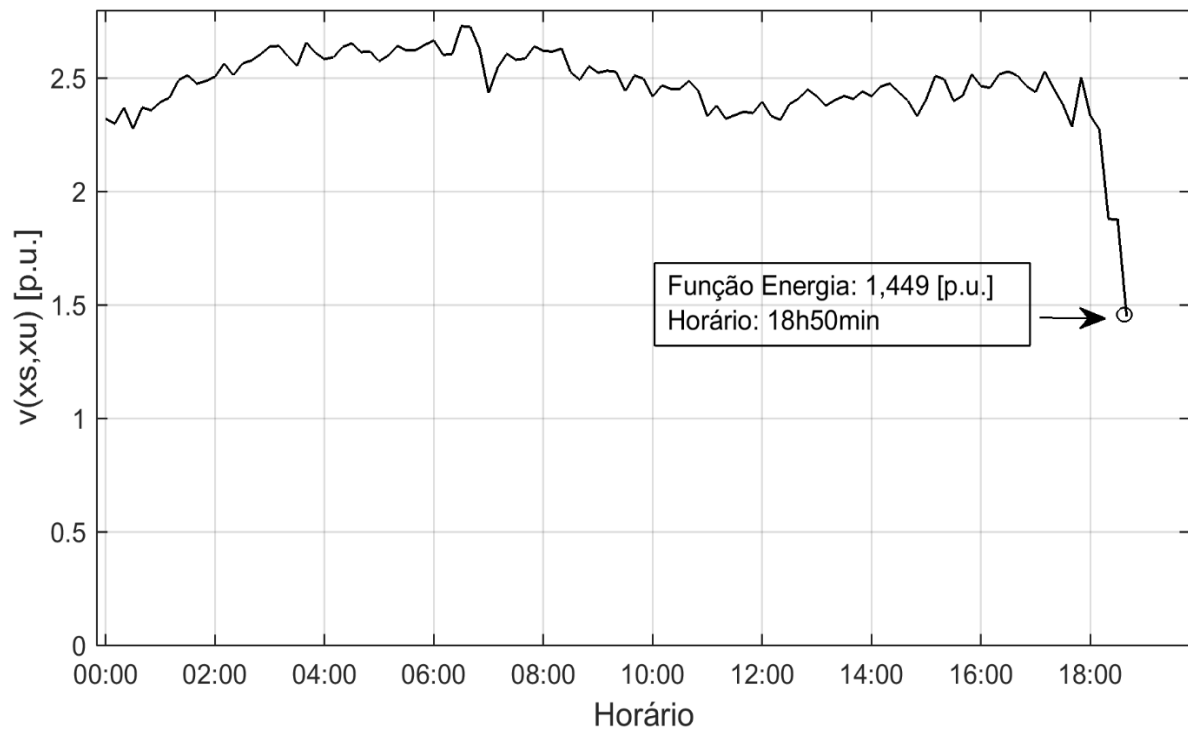


Figura 6.4: Função Energia para o Sistema Teste - Corte de Cargas Não Críticas da Microrrede Conectada na Barra 26

A Figura 6.4 apresenta um alívio na MST do sistema teste quando comparado à Figura 6.3 devido ao corte das cargas classificadas como não críticas da microrrede conectada à Barra 26 do sistema de transmissão. Por outro lado, a Figura 6.5 mostra a função energia clássica do sistema teste IEEE 30 barras quando é realizado o corte de cargas não críticas na microrrede conectada à Barra 14, 24 ou 30.

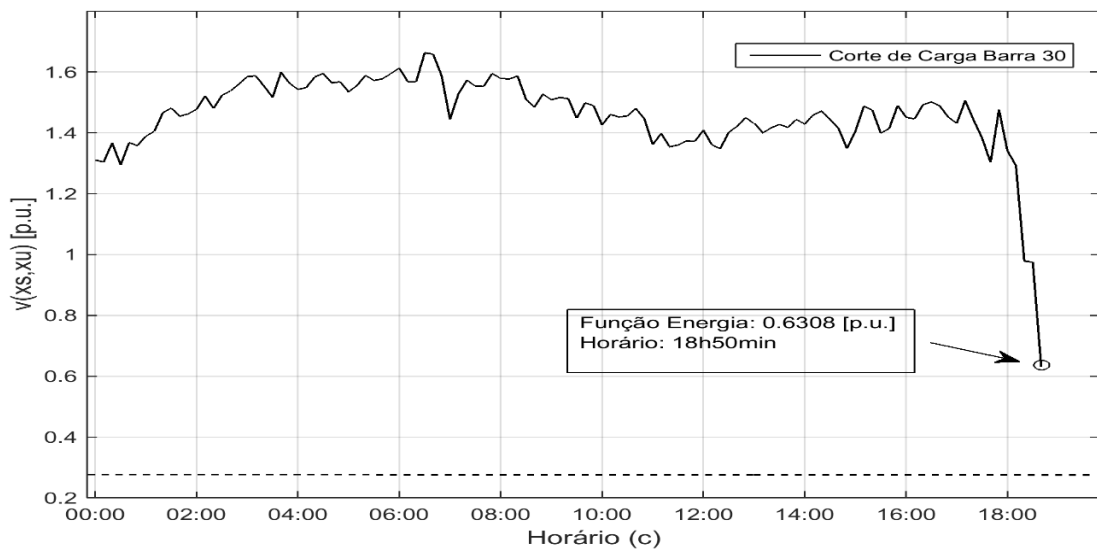
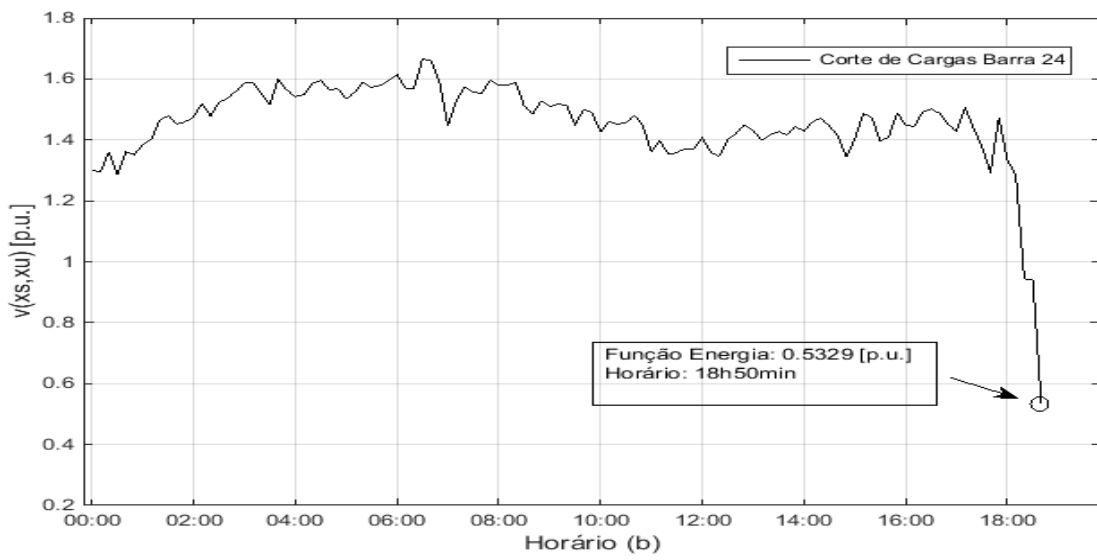
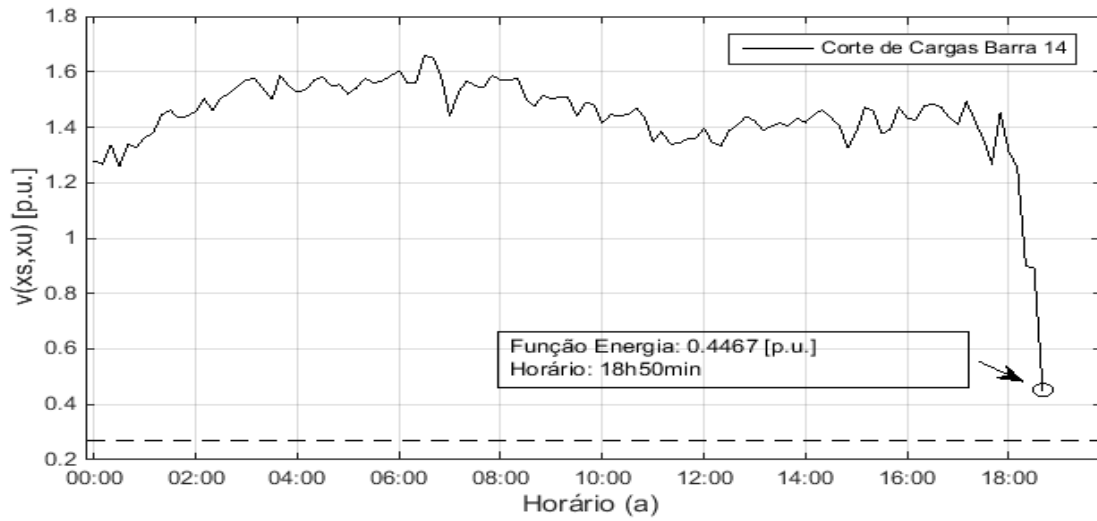


Figura 6.5: Função Energia Clássica para o Sistema Teste - Corte de Cargas Não Críticas da Microrrede Conectada na Barra 14 (a), 24 (b) e 30 (c)

Comparando a Figura 6.4 e a Figura 6.5, pode-se observar que a função energia auxiliar indica a melhor escolha da microrrede conectada ao sistema de transmissão para o corte de cargas não críticas pertencente à microrrede conectada na barra menos robusta do sistema de transmissão. Por essa razão, há um aumento no valor da função energia clássica e, conseqüentemente, um distanciamento do sistema de transmissão ao ponto de instabilidade de tensão.

6.3 Microrredes - Configuração

De acordo com a seção anterior, o corte de cargas não críticas em uma microrrede é suficiente para preservar valores aceitáveis da margem de segurança de tensão. No entanto, caso ocorra uma situação adversa no sistema de transmissão e exista a necessidade de desconectar microrredes do sistema principal por um período desconhecido, avalia-se qual a configuração mais apropriada.

Para esse estudo, a análise da melhor configuração considera que no momento da desconexão, a MG fornece energia apenas para as cargas classificadas como críticas, ou seja, cargas consideradas como não críticas são desligadas. Assim, por exemplo, caso a desconexão ocorra por volta das 14h00, microturbinas juntamente com as fontes fotovoltaicas fornecem energia para as cargas críticas. Com o passar do tempo, a energia das fontes intermitentes diminui e, conseqüentemente, aumenta-se a potência despachável pelas microturbinas até igualar a sua respectiva potência máxima. Com o esgotamento da energia proveniente das PVs e as microturbinas despachando a potência máxima, inserem-se os sistemas de armazenamentos de energia na microrrede, em que somente deixarão de fornecer energia ao sistema quando o estado de carga estiver abaixo do permitido ($SOC \leq SOC^{\min}$).

O corte de cargas não críticas, o aumento da geração despachável das microturbinas e a inserção dos elementos armazenadores visam assegurar que as cargas críticas sejam atendidas com valores de frequência dentro do permitido por norma. Neste trabalho, assume-se o valor de 60 Hz como de referência, com 0,5 Hz de tolerância (59,5 Hz a 60,5 Hz) [78].

Portanto, a configuração apropriada da microrrede operando em modo ilhado é aquela que consegue atender às suas respectivas cargas críticas por um maior tempo possível com valores de frequência dentro do permitido. Considera-se nesta análise, ainda, que a partir das 18h existe um aumento de carga na MG proveniente da iluminação pública.

Os testes foram realizados no sistema IEEE 37 barras, o qual foi modificado inserindo-se duas chaves (chaves A e B) com o propósito de obter três diferentes grupos: cluster 1, cluster 2 e cluster 3 (Figura 6.6).

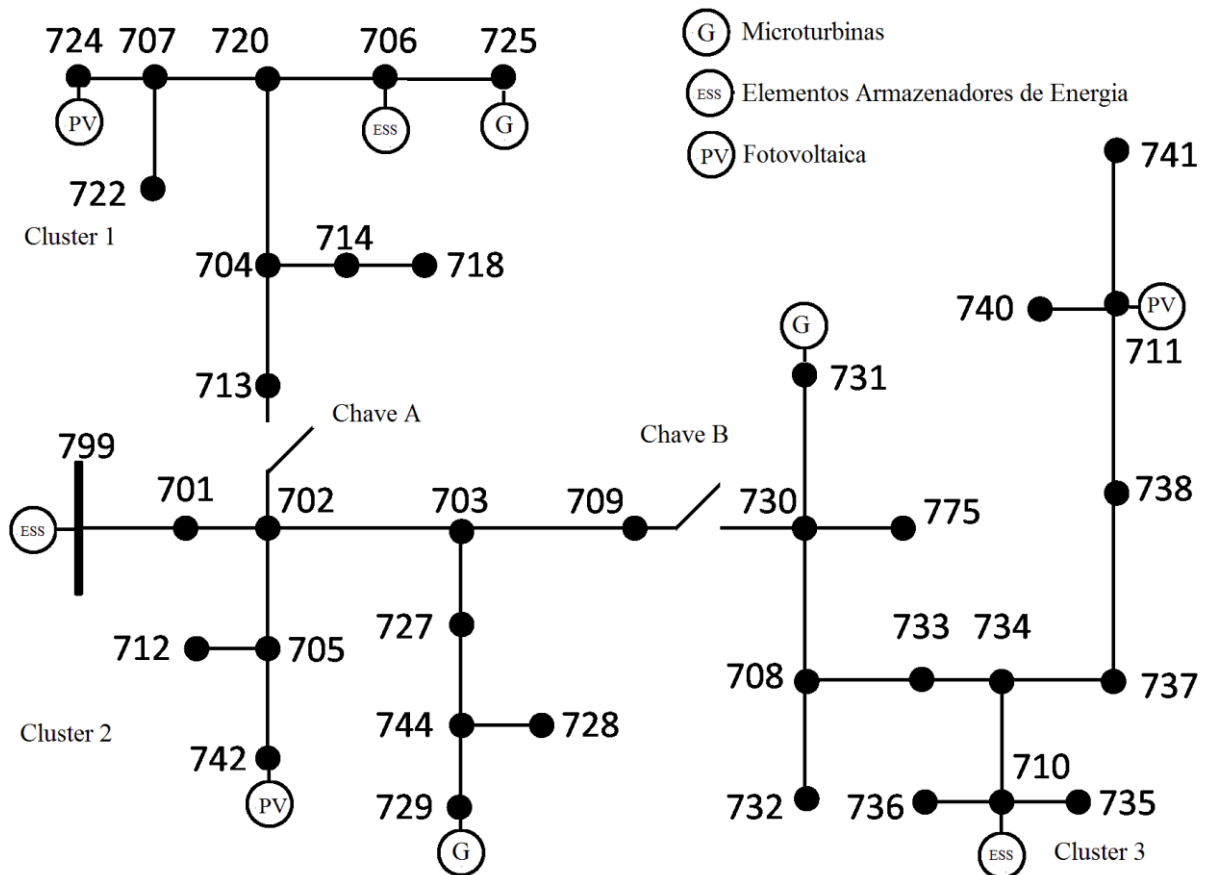


Figura 6.6: IEEE 37 Barras Modificado (Operação em Modo Ilhado)

As configurações possíveis são:

Configuração 1: IEEE 37 barras (chave A e chave B fechadas)

Configuração 2: Cluster 1 e Cluster2/Cluster 3 (chave A aberta e chave B fechada).

Configuração 3: Cluster 3 e Cluster 1/Cluster 2 (chave A fechada e chave B aberta).

Configuração 4: Cluster 1, Cluster 2 e Cluster 3 (chave A e chave B abertas).

Para cada configuração, analisa-se o tempo de fornecimento de energia às cargas críticas, sendo que os valores de frequência devem estar dentro do permitido por norma. Vale ressaltar que todos os grupos de cargas (Cluster 1, Cluster 2 e Cluster 3) possuem cargas classificadas como críticas. Utilizando-se a função energia auxiliar para classificar as áreas menos robustas da microrrede, com as chaves A e B fechadas, percebe-se pela Figura 6.7 que o Cluster 3 é a área com barras com menores valores de função energia auxiliar.

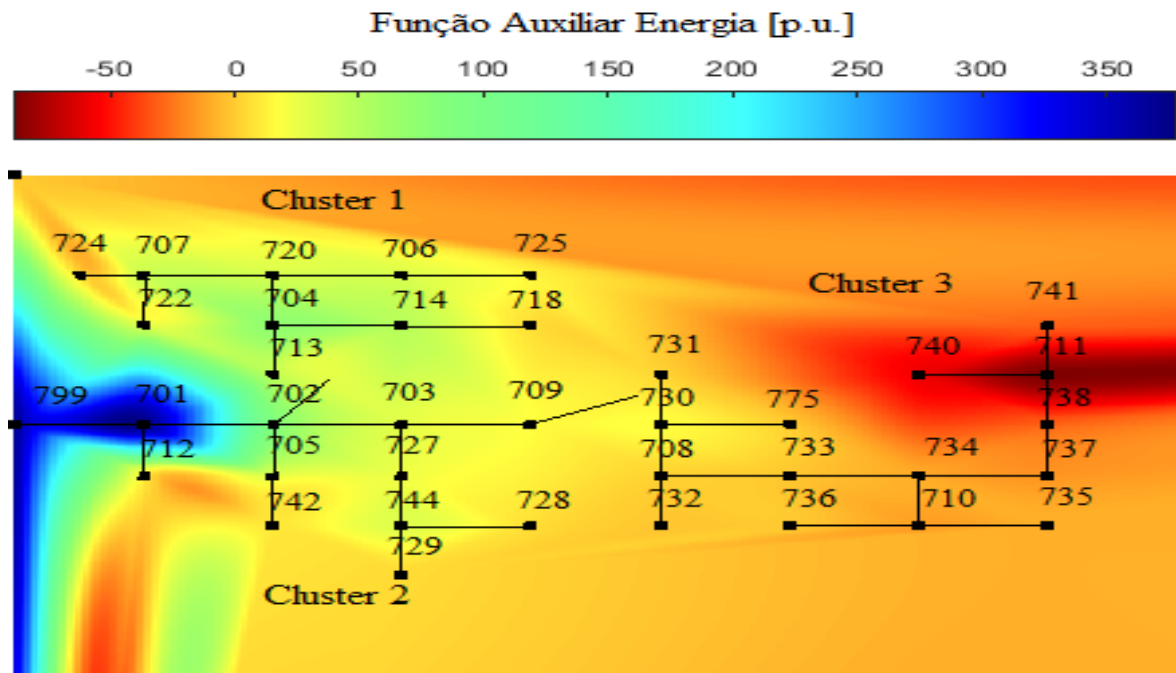


Figura 6.7: Mapa de Calor - Áreas Críticas Calculadas pela Função Energia Auxiliar

Desse modo, somente a configuração 1 (IEEE 37 barras), Cluster 2/Cluster 3 da configuração 2 e Cluster 3 das Configurações 3 e 4 são analisadas, pois são consideradas os piores casos, ou seja, as que possuem menor autonomia (presença do Cluster 3, área menos robusta). Por exemplo, para a configuração 2, o Cluster 1 possui maior tempo de fornecimento do que Cluster 2/Cluster 3. No entanto, considerando a chave A aberta e a chave B fechada, o Cluster 1 opera juntamente com o Cluster 2/Cluster 3. Assim, explica-se apenas o estudo de Cluster 2/Cluster 3 (pior cenário para a configuração).

A configuração 1 possui três microturbinas despacháveis (GD), três fontes fotovoltaicas (PV) e três sistemas de armazenamento de energia no início da operação em modo ilhado. A Tabela 6.4 mostra as fontes de energia, o aumento de carga devido à iluminação pública e os valores de frequência para a configuração 1, considerando a desconexão da microrrede às 16h50min.

Tabela 6.4: Configuração 1 (IEEE 37 Barras)

Horário [hh:mm]	16h50	18h00	18h10	18h20	18h30	18h40
Fontes de Energia	GD+PV+ESS	GD+ESS	GD+ESS	GD+ESS	GD+ESS	GD
Iluminação Pública [p.u.]	0,00	0,03	0,06	0,09	0,12	0,15
Frequência [Hz]	59,57	59,54	59,53	59,52	59,50	59,10

Às 18h40min, as microturbinas têm potência máxima de saída e o estado de carga dos sistemas de armazenamento de energia está abaixo do permitido. Após esse tempo, a MG (configuração 1) não possui energia suficiente para manter o valor da frequência dentro dos limites permitidos por norma.

A Tabela 6.5 analisa o aumento de carga devido à iluminação pública e valores de frequência para o Cluster 2/Cluster 3 (chave B fechada).

Tabela 6.5: Cluster 2/Cluster 3

Horário [hh:mm]	16h50	17h30	18h00	18h10
Fontes de Energia	GD+PV+ESS	GD+PV+ESS	GD+ESS	GD+ESS
Iluminação Pública [p.u.]	0,00	0,00	0,03	0,06
Frequência [Hz]	59,54	59,52	59,50	59,47

De acordo com a Tabela 6.5, às 18h10min, a potência de saída da microturbina é limitada ao seu valor máximo e mesmo com a presença dos elementos armazenadores de energia, o nível de frequência não está dentro do permitido. A Tabela 6.6 apresenta os resultados para o Cluster 3.

Tabela 6.6: Cluster 3

Horário [hh:mm]	16h50	17h30	18h00
Fontes de Energia	GD+PV+ESS	GD+PV+ESS	GD+ESS
Iluminação Pública [p.u.]	0,00	0,00	0,03
Frequência [Hz]	59,52	59,51	59,49

Às 18h00min, mesmo com a presença dos sistemas de armazenamento de energia, o valor da frequência está abaixo do permitido pela norma.

Analisando os diferentes cenários, quando a MG opera em modo ilhado, a configuração 1 (sistema IEEE 37 barras) consegue atender as suas respectivas cargas críticas até às 18h40min. Diferentemente das Configurações 2, 3 e 4 que conseguem suprir energia às cargas críticas até às 18h10min, às 18h00 e às 18h00, respectivamente. A configuração 1 com as chaves A e B fechadas é considerada a melhor configuração para operação em modo ilhado.

CAPÍTULO 7 - CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONTRIBUIÇÕES, PUBLICAÇÕES E TRABALHOS FUTUROS

As microrredes possuem a possibilidade de operar, além do modo conectado ao sistema principal, também de forma isolada, ou devido a uma perturbação qualquer, operar em modo ilhado. Dessa maneira, surge a necessidade de desenvolver metodologias adequadas às suas novas condições, entre elas, a análise de estabilidade de tensão considerando a operação das microrredes em modo isolado e a análise de estabilidade de tensão nos sistemas de transmissão, considerando o acoplamento transmissão-microrrede.

A função energia clássica é uma técnica importante que possibilita o monitoramento da estabilidade de tensão nos sistemas de transmissão e das microrredes que operam em modo isolado. Com o cálculo dos pontos de operação e das soluções de baixa tensão, obtém-se um valor escalar de função energia que permite quantificar a distância que o ponto de operação está da instabilidade. Quanto maior o valor dessa função, mais distante a solução estável está da solução de baixa tensão. Assim, espera-se uma resposta rápida do nível de estabilidade, sendo importante na fase de operação.

A função energia auxiliar (extensão da função clássica) possibilita indicar regiões menos robustas dos sistemas de transmissão e das microrredes, sendo importante na fase de planejamento. Para microrredes em modo ilhado, a função energia auxiliar determina barras candidatas à alocação de fontes intermitentes com o intuito de obter melhores índices de estabilidade de tensão. Para o sistema de transmissão, a função energia auxiliar determina barras menos robustas que possuem microrredes conectadas como candidatas ao corte de cargas não críticas, visando o distanciamento do ponto de operação ao ponto de instabilidade de tensão. A função quantifica para cada barra um índice de vulnerabilidade.

Os testes foram realizados no sistema IEEE-37 barras para as microrredes e no IEEE-30 barras para o sistema de transmissão. Considerando as microrredes operando em modo isolado, a função energia clássica determina o nível de robustez em relação à ET, considerando, primeiramente, apenas a variação de cargas e fontes despacháveis (ausência de

fontes renováveis). Essa análise possibilitou, também, avaliar a influência dos valores de frequência no cálculo da função energia clássica.

Ainda no sistema teste isolado, foram alocadas fontes fotovoltaicas de forma não planejada e os valores de função energia clássica foram determinados ao longo da operação do sistema. Percebe-se, durante o pico de geração fotovoltaica, uma leve melhora no índice de estabilidade. No entanto, quando as PVs são inseridas em barras com baixos valores de função energia auxiliar, tem-se um ganho considerável no cálculo da função energia clássica, principalmente por volta das 12h, quando ocorre a geração máxima.

Considerando-se que o pico de fornecimento de energia pelas fontes fotovoltaicas não coincide com a demanda máxima da carga (por volta das 20h30), acopla-se junto às fontes PVs os sistemas de armazenamento de energia. Essa prática possibilita acumular energia no horário de máxima geração das fontes fotovoltaicas e descarregar os ESSs em horário de máxima demanda. Dessa forma, verificou-se que os ESSs contribuem para a manutenção dos valores de tensão dentro dos limites especificados.

Para o sistema de transmissão IEEE-30 barras considerando o acoplamento transmissão-microrredes, a função energia clássica permite monitorar a sua ET. A partir da margem de segurança estabelecida pelo ONS é calculado o valor de função energia associado à MST definida para o sistema. Caso ocorra a transgressão do valor da MST, efetua-se o corte de cargas não críticas em microrredes conectadas em barras menos robustas do sistema de transmissão como forma de obter o distanciamento da operação ao ponto de instabilidade.

Considerando uma situação adversa no sistema principal e na necessidade de realizar a desconexão da microrrede por um tempo desconhecido, efetua-se uma análise para obter a melhor configuração de operação em modo ilhado. No momento da desconexão, cargas não críticas são cortadas com o propósito de assegurar o nível de frequência dentro do permitido por norma, sendo que as cargas críticas são supridas por microturbinas, fontes fotovoltaicas e sistemas de armazenamento de energia. À medida que vai se esgotando a energia das fontes PVs, aumenta-se a potência despachada pelas microturbinas até atingir o valor máximo e, posteriormente, inserem-se os ESSs. A configuração da microrrede que suprir energia às suas respectivas cargas críticas pelo maior tempo possível e com valores de frequência dentro do permitido, é a apropriada para operar em modo ilhado.

O estudo realizado mostra que a metodologia da função energia clássica pode ser bem utilizada para a avaliação de estabilidade de tensão estática para sistemas de transmissão considerando o acoplamento transmissão-microrredes e em microrredes operando em modo isolado. Mais especificamente, a função energia clássica pode ser usada para monitorar os pontos de operação em relação à distância da instabilidade de tensão. Além disso, a avaliação do índice de robustez de cada barra por função energia auxiliar mostra-se eficiente para a fase de planejamento, pontuando quais barras de uma microrrede são candidatas à inserção de fontes renováveis ou quais barras do sistema de transmissão são candidatas ao corte de cargas de microrredes conectadas nessas barras, objetivando a melhora do nível de estabilidade de tensão desses sistemas. Adicionalmente, para uma microrrede operando em modo ilhado, a sua respectiva configuração pode ser importante no tempo de fornecimento de energia às suas cargas críticas, considerando valores aceitáveis de frequência.

7.1 Principais Contribuições

A partir dos resultados obtidos, este trabalho apresentou como contribuições:

- ✓ A análise de estabilidade de tensão em microrredes isoladas e em sistemas de transmissão considerando o acoplamento transmissão-microrrede, utilizando a técnica da função energia clássica.
- ✓ A determinação de barras menos robustas em microrredes isoladas e em sistemas de transmissão. Para as microrredes, as barras com menores valores de função energia auxiliar são candidatas à alocação de fontes intermitentes. Para o sistema de transmissão, as barras menos robustas que possuem microrredes conectadas são candidatas ao corte de cargas não críticas. A inserção de fontes intermitentes ou o corte de cargas utilizando a função energia auxiliar produzem melhores valores de função energia clássica.
- ✓ Determinação da configuração de uma microrrede ilhada que consegue suprir por um maior tempo possível as suas respectivas cargas não críticas, com valores de frequência dentro do permitido.
- ✓ Desenvolvimento de uma plataforma computacional para análise de estabilidade de tensão em microrredes isoladas e em sistemas de transmissão considerando o acoplamento transmissão-microrrede, utilizando a função energia clássica e função energia auxiliar. Essa plataforma considera a inserção de fontes

despacháveis, intermitentes, sistemas de armazenamento de energia, bem como a variação da demanda de carga. Os desvios nos valores de frequência para sistemas isolados/ilhados são levados em consideração.

7.2 Publicações

As publicações diretamente relacionadas a essa tese são descritas a seguir:

Periódicos:

Neto, Joao A. S.; Zambroni de Souza, A. C.; Valença de Lorenci, E.; Mendes, T. P.; Dos Santos, P. M. D.; Nascimento, Bruno de N. “Static Voltage Stability Analysis of an Islanded Microgrid Using Energy Function”. *IEEE Access*, v. 1, p. 1-1, 2020.

De Nadai Nascimento, B.; Zambroni de Souza, A. C.; Da Silva Neto, J. A.; Sarmiento, J; Alvez, C. A. “Load-Margin Assessments in Microgrids and the Influence of Power Electronic Converter Operation Mode.” *Journal of Control, Automation and Electrical System*. v. 1, p. 10, 2020.

Capítulos de livros:

Silva Neto, J. A.; Souza, M. F. Z. Redes Inteligentes no Brasil e no Mundo. In: Antonio Carlos Zambroni de Souza; Benedito Donizeti Bonatto; Paulo Fernando Ribeiro. (Org.). “Integração de Renováveis e Redes Elétricas Inteligentes”. 1ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2020, v. 1, p. 161-186.

Conferências internacionais:

Nascimento, B. N.; Neto, J. A. S.; Sarmiento, J; Alvarez, C.; De Souza, A. C. Z.; Costa, J. G. C. “A Comparative Study Between Axis Rotation and Levenberg-Marquardt Methods to Improve Convergence in Microgrids Load Flow”. *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), 2019, Gramado. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, 2019.*

Neto, Joao A. S.; Valença de Lorenci, E.; Zambroni de Souza, A. C.; “Voltage Stability Analysis Using Energy Function Considering the Transmission-Microgrid Coupling”. *Conference on Emerging Trends in Engineering Science and Technology (ICETEST 2020)*. Thrissur, 2020.

Conferências nacionais:

Silva Neto, J. A.; De Souza, A. C. Z.; Nascimento, B. N.; Lorenci, E. V. N. “Energy Function Applied to Voltage Stability Analysis in Active Distribution Systems”. *VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2018, Niterói. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2018.*

Neto, J. A. S.; Nascimento, B. N.; Lorenci, E. V. N.; De Souza, A. C. Z. Determinação da Barra Crítica de um Sistema de Distribuição Através do Vetor Tangente e Função de Energia Auxiliar Considerando a Inserção de Fontes Renováveis. *XXII Congresso Brasileiro de Automática, 2018, João Pessoa. XXII Congresso Brasileiro de Automática.*

7.3 Trabalhos Futuros

Seguindo a linha de pesquisa dessa tese e fazendo uso da plataforma computacional, são apresentados alguns pontos que podem ser estudados posteriormente:

- ✓ Cálculo da função energia clássica considerando o fluxo de potência trifásico desequilibrado. Comparação com a análise de sequência positiva.
- ✓ Inserção de veículos elétricos nas microrredes e o seu impacto no cálculo da função energia clássica e função energia auxiliar.
- ✓ Desenvolvimento de um algoritmo que possa indicar de maneira direta qual a configuração apropriada para operação em modo ilhado de uma microrrede. Nessa tese, o tempo das configurações foram calculados individualmente. Quando existem poucas possibilidades, isso é factível. No entanto, para sistemas em que existem várias alternativas, não é conveniente a análise de cada configuração.
- ✓ Avaliação de estabilidade dinâmica de sistemas de transmissão integrados a microrredes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] P. Kundur, “Power System Stability And Control,” *McGraw-Hill*, vol. 313–316. pp. 153–157, 1994.
- [2] G. K. Morison, B. Gao, and P. Kundur, “Voltage Stability Analysis Using Static and Dynamic Approaches,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 3, pp. 1159–1171, 1993.
- [3] I. Dobson, “The irrelevance of electric power system dynamics for the loading margin to voltage collapse and its sensitivities,” *Nonlinear Theory Its Appl. IEICE*, vol. 2, no. 3, pp. 263–280, 2011.
- [4] P. Kundur, “Power System Stability And Control by Prabha Kundur.pdf,” *Journal of Nuclear Materials*, vol. 313–316. pp. 153–157, 1994.
- [5] Y. V. Makarov, V. I. Reshetov, V. A. Stroeve, and N. I. Voropai, “Blackouts in North America and Europe: Analysis and generalization,” *2005 IEEE Russ. Power Tech, PowerTech*, no. July, 2005.
- [6] PSNH, “Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations, April 2004, U.S.-Canada Power System Outage Task Force,” no. April, 2003.
- [7] ONS, “Relatório de Fiscalização,” 2009. [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/RelatórioDeFiscalizaçãoONS.pdf>. [Accessed: 20-Dec-2018].
- [8] V. Ajjarapu and C. Christy, “The Continuation Power Flow: A Tool for Steady Voltage Stability Analysis,” *Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 1, pp. 416–423, 1992.
- [9] A. B. Almeida, E. V. De Lorenci, R. C. Leme, A. C. Z. De Souza, B. I. L. Lopes, and K. Lo, “Probabilistic voltage stability assessment considering renewable sources with the help of the PV and QV curves,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 7, no. 5, pp. 521–530, 2013.
- [10] M. Philips, “‘Smart integration’ design,” *Electron. Prod. (Garden City, New York)*, vol. 50, no. 12, pp. 71–79, 2008.
- [11] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, “Distributed generation: A definition,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, 2001.

- [12] D. M. Falcão, “Smart Grids E Microredes : O Futuro Já É Presente,” *VIII Simpase*, no. May, pp. 1–11, 2009.
- [13] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, “Microgrids: An Overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration Projects,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 5, no. 4, pp. 78–94, 2007.
- [14] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, and C. Marnay, “Microgrids,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 5, no. 4, pp. 78–94, 2007.
- [15] Chowdhury, Crossley, and Chowdhury, *Microgrids and Active Distribution Networks*. 2009.
- [16] Y. Al Jabri, N. Hosseinzadeh, R. Al Abri, and A. Al Hinai, “Voltage stability assessment of a microgrid,” *2015 IEEE 8th GCC Conf. Exhib. GCCCE 2015*, no. June 2008, pp. 1–6, 2015.
- [17] A. A. Fouad and V. Vittal, “The transient energy function method,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 10, no. 4, pp. 233–246, 1988.
- [18] A.R.Bergen and D.J.Hill, “A structure preserving model for power system stability analysis,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. Pas-100, no. 1, pp. 25–29, 1981.
- [19] N. Narasimhamurthi and M. T. Musavi, “A Generalized Energy Function for Transient Stability Analysis of Power Systems,” *IEEE Trans. Circuits Syst.*, vol. 31, no. 7, pp. 637–645, 1984.
- [20] C. L. Demarco and T. J. Overbye, “An Energy Based Security Measure for Assessing,” vol. 5, no. 2, 1990.
- [21] C. L. De Marco and A. R. Bergen, “A Security Measure for Random Load Disturbances in Nonlinear Power System Models,” *IEEE Trans. Circuits Syst.*, vol. 34, no. 12, pp. 1546–1557, 1987.
- [22] T. J. Overbye and C. L. D. Marco, “Voltage security enhancement using energy based sensitivities,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, no. 3, pp. 1196–1202, 1991.
- [23] T. J. Overbye and C. L. Demarco, “Improved Techniques for Power System Voltage Stability,” vol. 6, no. 4, pp. 1446–1452, 1991.
- [24] T. J. Overbye, “Use of Energy Methods for on-Line Assessment of Power,” *IEEE*

- Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 2, pp. 452–458, 1993.
- [25] K. Iba, H. Suzuki, E. Masanao, and W. Tsutomu, “A method for finding a pair of multiple load flow solutions,” *Power Ind. Comput. Appl. Conf. 1989. PICA '89*, vol. 5, no. 2, pp. 98–104, 1989.
- [26] R. P. Klump and T. J. Overbye, “A new method for finding low-voltage power flow solutions,” *IEEE Power Eng. Soc. Summer Meet.*, vol. 1, no. c, pp. 593–597, 2000.
- [27] A. C. Zambroni de Souza, R. C. Leme, L. F. B. Vasconcelos, B. I. L. Lopes, and Y. C. da Silva Ribeiro, “Energy function and unstable solutions by the means of an augmented Jacobian,” *Appl. Math. Comput.*, vol. 206, no. 1, pp. 154–163, 2008.
- [28] E. V. De Lorenci, A. C. Z. de Souza, and B. I. L. Lopes, “Energy function applied to voltage stability studies – Discussion on low voltage solutions with the help of tangent vector,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 141, pp. 290–299, 2016.
- [29] A. Monticelli, A. V. Garcia, A. L. M. França, M. R. Tanaka, and C. A. . Murari, “Automation of distribution of electrical energy: simulation using the fast decoupled power flow.,” in *Congressso Brasileiro de Automática*, 1984.
- [30] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen, and G.X.Luo, “A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 3, 1988.
- [31] P. J. Lagace, M. H. Vuong, and I. Kamwa, “Improving power flow convergence by Newton Raphson with a levenberg-marquardt method,” *IEEE Power Energy Soc. 2008 Gen. Meet. Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century, PES*, pp. 1–6, 2008.
- [32] D. Marujo, A. C. Z. de Souza, B. I. L. Lopes, M. Santos, and K. L. Lo, “On Control Action Effects by Using QV Curves,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 3, pp. 1298–1305, 2015.
- [33] C. L. De Marco and T. J. Overbye, “An Energy Based Security Measure for Assessing Vulnerability to Voltage Collapse,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 5, no. 2, pp. 419–427, 1990.
- [34] R. R. Matarucco, J. H. Canossa, D. A. Alves, L. C. P. Da Silva, and C. A. Castro, “Método da continuação aplicado na análise de contingência de linhas de transmissão,” *Control. y Autom.*, vol. 17, no. 2, pp. 138–154, 2006.

- [35] Z. Li, Q. Guo, H. Sun, J. Wang, Y. Xu, and M. Fan, "A Distributed Transmission-Distribution-Coupled Static Voltage Stability Assessment Method Considering Distributed Generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 3, pp. 2621–2632, 2018.
- [36] R. Majumder, "Some aspects of stability in microgrids," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3243–3252, 2013.
- [37] Y. Song, D. J. Hill, and T. Liu, "Static voltage stability analysis of distribution systems based on network-load admittance ratio," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 3, pp. 2270–2280, 2019.
- [38] M. Farrokhhabadi *et al.*, "Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 1, pp. 13–29, 2020.
- [39] R. Ranjan, B. Venkatesh, and D. Das, "Voltage stability analysis of radial distribution networks," *Electr. Power Components Syst.*, vol. 31, no. 5, pp. 501–511, 2003.
- [40] S. Sivanagaraju, N. Visali, V. Sankar, and T. Ramana, "Enhancing voltage stability of radial distribution systems by network reconfiguration," *Electr. Power Components Syst.*, vol. 33, no. 5, pp. 539–550, 2005.
- [41] M. M. Aly, M. Abdel-Akher, Z. Ziadi, and T. Senjyu, "Assessment of reactive power contribution of photovoltaic energy systems on voltage profile and stability of distribution systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 61, pp. 665–672, 2014.
- [42] G. Díaz, "Maximum loadability of droop regulated microgrids – formulation and analysis," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 7, no. 2, pp. 175–182, 2013.
- [43] M. M. Aly and M. Abdel-Akher, "A continuation power-flow for distribution systems voltage stability analysis," *PECon 2012 - 2012 IEEE Int. Conf. Power Energy*, no. December, pp. 470–475, 2012.
- [44] M. V. Santos, A. C. Zambroni De Souza, B. I. L. Lopes, and D. Marujo, "Secondary voltage control system based on fuzzy logic," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 119, pp. 377–384, 2015.
- [45] P. M. Pesoti, E. V. De Lorenci, A. C. Z. De Souza, K. L. Lo, and B. I. L. Lopes, "Robustness area technique developing guidelines for power system restoration," *Energies*, vol. 10, no. 1, pp. 1–16, 2017.

- [46] M. Pulcherio, M. S. Illindala, J. Choi, and R. K. Yedavalli, “Robust Microgrid Clustering in a Distribution System with Inverter-Based DERs,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 54, no. 5, pp. 5152–5162, 2018.
- [47] E. Bullich-Massagué, F. Díaz-González, M. Aragüés-Peñalba, F. Girbau-Llistuella, P. Olivella-Rosell, and A. Sumper, “Microgrid clustering architectures,” *Appl. Energy*, vol. 212, no. November 2017, pp. 340–361, 2018.
- [48] M. W. Hirsch, S. Smale, and R. L. Devaney, *Differential Equations, Dynamical Systems & An Introduction to Chaos*. Londres, 2004.
- [49] L. Perko, *Equations and Dynamical Systems*. 2000.
- [50] H. K. Khalil, *Nonlinear Systems*. New Jersey.
- [51] H.-D. Chiang and Luís F. C. Alberto, “Stability Regions of Nonlinear Autonomous Dynamical Systems,” vol. 33, no. 1, pp. 16–27, 1988.
- [52] F. M. Amaral and L. F. C. Alberto, “Stability region bifurcations of nonlinear autonomous dynamical systems: Type-zero saddle-node bifurcations,” *Int. J. Robust Nonlinear Control*, 2010.
- [53] E. V. De Lorenci, “Função Energia aplicada ao estudo de estabilidade de tensão e Definição do perfil de vulnerabilidade de um sistema elétrico de potência,” Tese de Doutorado, Unifei., 2017.
- [54] F. M. Amaral, “Caracterização, estimativas e bifurcações da região de estabilidade de sistemas dinâmicos não lineares,” Tese de Doutorado, USP., 2010.
- [55] I. Dobson and H. D. Chiang, “Towards a theory of voltage collapse in electric power systems,” *Syst. Control Lett.*, vol. 13, no. 3, pp. 253–262, 1989.
- [56] R. B. L. Guedes, A. C. P. Martins, L. F. C. Alberto, and N. G. Bretas, “An extended energy function for voltage collapse analysis considering voltage dependent load models,” *2003 IEEE Bol. PowerTech - Conf. Proc.*, vol. 1, pp. 466–471, 2003.
- [57] Hsiao-Dong Chang, Chia-Chi Chu, and G. Cauley, “Direct stability analysis of electric power systems using energy functions: theory, applications, and perspective,” *Proc. IEEE*, vol. 83, no. 11, pp. 1497–1529, 2002.
- [58] T. J. Overbye and R. P. Klump, “Effective calculation of power system low-voltage

- solutions,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 1, pp. 75–82, 1996.
- [59] A. C. Z. de Souza, “Tangent vector applied to voltage collapse and loss sensitivity studies,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 47, no. 1, pp. 65–70, 1998.
- [60] Claudio A. Canizares, “Voltage Collapse and Transient Energy Function Analyses of AC/DC Systems,” University of Wisconsin-Madison, 1991.
- [61] A. C. Z. De Souza, C. A. Cañizares, and V. H. Quintana, “New techniques to speed up voltage collapse computations using tangent vectors,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 3, pp. 1380–1387, 1997.
- [62] D. E. Olivares *et al.*, “Trends in microgrid control,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905–1919, 2014.
- [63] N. D. Hatziargyriou and A. L. Dimeas, “Operation of a Multiagent System for Microgrid Control,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1447–1455, 2005.
- [64] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou, and A. Dimeas, “Microgrids Management. Controls and Operation Aspects of Microgrids,” *IEEE Power Energy Mag.*, no. june, 2008.
- [65] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei, and S. Bahramirad, “State of the Art in Research on Microgrids: A Review,” *IEEE Access*, vol. 3, pp. 890–925, 2015.
- [66] H. Jiayi, J. Chuanwen, and X. Rong, “A review on distributed energy resources and MicroGrid,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, no. 9, pp. 2465–2476, 2008.
- [67] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, J. Matas, L. G. De Vicuña, and M. Castilla, “Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids - A general approach toward standardization,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 58, no. 1, pp. 158–172, 2011.
- [68] F. J. P. Martins, “Análise da Interoperabilidade de Sistemas de Comunicações Móveis na Operação e Controle Resiliente de Microrredes.,” Tese de Doutorado, Unifei, 2018.
- [69] J. A. Pecas Lopes, C. L. Moreira, and A. G. Madureira, “Defining control strategies for analysing microgrids islanded operation,” *2005 IEEE Russ. Power Tech*, vol. 21, no. 2, pp. 1–7, 2005.
- [70] D. Sera, R. Teodorescu, and P. Rodriguez, “PV panel model based on datasheet values,” *IEEE Int. Symp. Ind. Electron.*, no. 4, pp. 2392–2396, 2007.

- [71] A. Keyhani, "Modeling of photovoltaic microgrids for bulk power grid studies," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–6, 2011.
- [72] H. Bellia, R. Youcef, and M. Fatima, "A detailed modeling of photovoltaic module using MATLAB," *NRIAG J. Astron. Geophys.*, vol. 3, no. 1, pp. 53–61, 2014.
- [73] G. Carpinelli, G. Celli, S. Mocci, F. Mottola, F. Pilo, and D. Proto, "Optimal integration of distributed energy storage devices in smart grids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 4, no. 2, pp. 985–995, 2013.
- [74] D. Marujo, "Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência com a Presença de Redes de Distribuição Ativas," Tese de Doutorado, Unifei, 2017.
- [75] ANEEL, "Resolução Normativa N° 414," 2010.
- [76] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*. Las Cruces, New Mexico.
- [77] B. de Nadai Nascimento *et al.*, "Centralised secondary control for islanded microgrids," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 14, no. 9, pp. 1502–1511, 2020.
- [78] ANEEL, "PRODIST (procedimentos de distribuição) módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica," 2016.
- [79] J. A. da S. Neto, B. de Nadai Nascimento, E. V. De Lorenci, and A. C. Zambroni De Souza, "Determinação da Barra Crítica de Distribuição, Através do Vetor Tangente e Função Auxiliar Energia, Considerando a Inserção de Renováveis," in *Congresso Brasileiro de Automática*, 2018.
- [80] J. A. Da Silva Neto, A. C. Z. De Souza, B. De Nadai Nascimento, and E. V. N. De Lorenci, "Energy function applied to voltage stability analysis in active distribution systems," *SBSE 2018 - 7th Brazilian Electr. Syst. Symp.*, pp. 1–6, 2018.
- [81] N. B. De Nadai, J. A. Da Silva Neto, J. E. Sarmiento, C. A. Alvez, A. C. Zambroni De Souza, and C. J. G. De Carvalho, "A Comparative Study between Axis Rotation and Levenberg-Marquardt Methods to Improve Convergence in Microgrids Load Flow," *2019 IEEE PES Conf. Innov. Smart Grid Technol. ISGT Lat. Am. 2019*, 2019.
- [82] A. C. Z. de Souza, B. I. L. Lopes, O. A. S. Carpinteiro, and R. C. Leme, "Determination of Optimal Point for Reactive Power Compensation in Distribution Systems," *20Th Int. Conf. Electr. Distrib. June 2009*, no. 0179, pp. 8–11, 2009.

-
- [83] A. J. Monticelli, *Fluxo de Cargas em Redes de Energia Elétrica*. São Paulo.
- [84] F. Mumtaz, M. H. Syed, M. Al Hosani, and H. H. Zeineldin, “A Novel Approach to Solve Power Flow for Islanded Microgrids Using Modified Newton Raphson with Droop Control of DG,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 493–503, 2016.
- [85] IEEE, “IEEE 37 Node Test Feeder.” [Online]. Available: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources>.
- [86] A. B. Almeida, “Um Modelo Unificado para Análise de Geração Distribuída em Sistemas de Transmissão e Distribuição,” Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá-UNIFEI, 2015.
- [87] ONS, “Procedimentos de Rede-Submódulo 23.3-Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos,” *Revisão 2016.2*, p. 115, 2018.