

**INSTITUTO FEDERAL DE MINAS GERAIS**  
**BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**VINÍCIUS AUGUSTO DANTAS**

**INFLUÊNCIA DE GERADORES EÓLICOS NA CURVA PV**  
**EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**FORMIGA – MG**  
**2018**

**VINÍCIUS AUGUSTO DANTAS**

**INFLUÊNCIA DE GERADORES EÓLICOS NA CURVA PV  
EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

**Orientador:** Prof. Dr. Renan Souza Moura

**Co-orientador:** Prof. Dr. Gustavo Lobato Campos

**FORMIGA – MG**

**2018**

**VINÍCIUS AUGUSTO DANTAS**

**INFLUÊNCIA DE GERADORES EÓLICOS NA CURVA PV  
EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao  
Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de  
Minas Gerais como requisito para obtenção do título  
de bacharel em Engenharia Elétrica.

Avaliado em: \_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_.

Nota: \_\_\_\_\_

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Renan Souza Moura – Orientador

---

Prof. Me. Patrick Santos de Oliveira

---

Prof. Me. Diego Luís Izidoro Silva

## RESUMO

O sistema elétrico brasileiro se caracteriza por ser um sistema interligado em sua maior parte, com predomínio de fontes hidrelétricas. A fim de aumentar a eficiência energética no país e diversificar sua matriz energética, a Geração Distribuída (GD) vem aumentando tanto em número de instalações quanto em potência instalada no país. Devido ao grande potencial eólico do Brasil, a geração distribuída a partir da geração eólica, sobretudo conectadas em redes de distribuição de baixa e média tensão, tem se mostrado como uma fonte de energia primária limpa e com oportunidades de crescimento, a qual pode causar grandes impactos nas redes de distribuição, o que pode comprometer a estabilidade dos sistemas de distribuição. Desse modo, neste trabalho foi utilizada uma metodologia de cálculo da curva PV em sistemas de distribuição a partir de fluxos de potência trifásicos baseados no método *Backward/Forward Sweep* para determinar a capacidade de hospedagem do sistema para geradores eólicos e para avaliar os impactos do gerador na margem de carregamento e no nível de tensão no nó 4 do alimentador. Foi utilizado nas simulações o sistema teste *IEEE 4 Node Test Feeder*. Os resultados das simulações indicaram que apenas para o caso do gerador conectado ao nó 4 do alimentador foi obtida uma margem de carregamento maior comparada com o caso sem o gerador e, portanto, determinada a sua capacidade de hospedagem com o valor de 31.2 kW. Com os resultados obtidos, conclui-se que a conexão de geradores eólicos em pontos diferentes do alimentador pode influenciar de forma distinta a margem de carregamento do sistema e nem em todos os casos é possível determinar a capacidade de hospedagem do sistema para geradores eólicos.

**Palavras-chave:** Fluxo de Potência Trifásico; Curva PV em Sistemas de Distribuição; Margem de Carregamento; Gerador de Indução.

## ABSTRACT

The Brazilian electrical system is characterized by being a system interconnected for the most part, with predominance of hydroelectric sources. In order to increase energy efficiency in the country and diversify its energy matrix, Distributed Generation (GD) has been increasing in both the number of facilities and installed capacity in the country. Due to the great wind potential of Brazil, distributed generation from wind generation, mainly connected in low and medium voltage distribution networks, has shown itself to be a clean source of primary energy with growth opportunities, which can cause large impacts on distribution networks, which may compromise the stability of distribution systems. Thus, in this work, a methodology was used to calculate the PV curve in distribution systems from three-phase power flows based on the Backward / Forward Sweep method to determine the system hosting capacity for wind generators and to evaluate the impacts of the generator load range and voltage level on feeder node 4. The IEEE 4 Node Test Feeder was used in the simulations. The results of the simulations indicated that only for the case of the generator connected to the feeder node 4 a larger load margin was obtained compared to the case without the generator and, therefore, its hosting capacity with a value of 31.2 kW was determined. With the results obtained, it can be concluded that the connection of wind generators at different points in the feeder can influence the loading margin of the system differently and in all cases it is not possible to determine the capacity of the system for wind generators.

**Keywords:** Three-Phase Power Flow; PV Curve in Distribution Systems; Load Margin; Induction Generator.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Esquema do sistema elétrico brasileiro. ....	16
Figura 2 – Sistema Interligado Nacional. ....	18
Figura 3 – Diagrama unifilar de um sistema de distribuição.....	19
Figura 4 – Representação de um ciclo completo de transposição em três trechos. ....	20
Figura 5 – Esquema de uma turbina eólica.....	24
Figura 6 – Forças aerodinâmicas atuantes em um aerofólio exposto a uma corrente de ar. ....	25
Figura 7 – Curva de potência típica de uma turbina eólica de 1500 kW.....	26
Figura 8 – Turbina eólica de velocidade fixa. ....	26
Figura 9 – Turbina eólica de velocidade variável.....	27
Figura 10 – Regiões de operação de uma turbina eólica, em função da velocidade do vento. ....	28
Figura 11 – Curva conjugado x escorregamento de uma máquina de indução. ....	31
Figura 12 – Aerogerador com SCIG.....	32
Figura 13 – Aerogerador com DFIG. ....	34
Figura 14 – Classificação do problema de estabilidade de tensão. ....	38
Figura 15 - Curva PV para diferentes fatores de potência.....	41
Figura 16 – Margem de Carregamento, ou Margem de Estabilidade de Tensão (MET). ....	41
Figura 17 - Segmento de alimentador radial, rede linear. ....	45
Figura 18 – Segmento de alimentador radial, rede não linear. ....	46
Figura 19 – Sistema Teste de distribuição IEEE 4 barramentos. ....	47
Figura 20 – Modelo de linha trifásica.....	48
Figura 21 – Modelo de linha com retorno pela Terra.....	50
Figura 22 – Circuito equivalente primitivo da Figura 21. ....	51
Figura 23 – Segmento de linha estrela aterrada a quatro fios.....	51
Figura 24 – Modelo de segmento de linha trifásico sem neutro.....	52
Figura 25 – Circuito equivalente de um motor de indução. ....	54
Figura 26 – Carga conectada em estrela. ....	58
Figura 27 – Carga conectada em delta.....	59
Figura 29 – Valores de impedância série simulados. ....	62
Figura 30 – Valores de impedância série apresentados em [25]. ....	62
Figura 31 – Parâmetros de rede do alimentador simulados.....	63
Figura 32 – Parâmetros de rede do alimentador apresentados em [25].....	64

Figura 33 – Valores de escorregamento e potência calculados para o gerador de indução: a) simulado, b) disposto em [15]. .....	65
Figura 34 – Curva PV, nó 4 do alimentador.....	67
Figura 35 – Curva PV, nó 4, com gerador de 1 kW no nó 4. ....	68
Figura 36 – Curva PV, nó 4, com gerador de 1 kW no nó 3. ....	69
Figura 37 – Curva PV, nó 4, com gerador de 1 kW no nó 2. ....	70
Figura 38 – <i>IEEE 4 Node Test Feeder</i> . ....	79
Figura 39 – Configuração da rede do alimentador. ....	79

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores de tensão no barramento terminal 4. ....	65
Tabela 2 – Tensões de fase obtidas da simulação do fluxo de potência trifásico.....	66
Tabela 3 - Correntes de fase obtidas da simulação do fluxo de potência trifásico.....	66
Tabela 4 – Desequilíbrio de tensão no alimentador. ....	66
Tabela 5 – Desequilíbrio de corrente no alimentador.....	66
Tabela 6 – Grandezas do Nó 4 no ponto de máximo carregamento.....	67
Tabela 7 – Grandezas no ponto de máximo carregamento, nó 4 – gerador de 1 kW no nó 4..	68
Tabela 8 – Grandezas no ponto de máximo carregamento, nó 4 – gerador de 1 kW no nó 3..	69
Tabela 9 – Grandezas no ponto de máximo carregamento, nó 4 – gerador de 1 kW no nó 2..	70
Tabela 10 – Dados do transformador. ....	80
Tabela 11 – Dados da carga desbalanceada.....	80

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CC – Corrente Contínua

CHP – *Combined Heat and Power* – Sistema de Calor e Energia Combinado

GD – Geração Distribuída

GMR – *Geometric Medium Radius* – Raio Médio Geométrico

hp – *horse-power* – cavalo de força

HVDC – *High Voltage Direct Current* – Corrente Contínua em Alta Tensão

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers* – Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos

IGBT – *Insulated Gate Bipolar Transistor* – Transistor Bipolar de Porta Isolada

kV – *kilo volt*

kVA – *kilo volt-ampere*

kW – *kilo watt*

led – *light emitting diode* – diodo emissor de luz

LKC – Lei de Kirchhoff das Correntes

LKT – Lei de Kirchhoff das Tensões

MET – Margem de Estabilidade de Tensão

MTP – Máxima Transferência de Potência

MW – *mega watt*

m/s – metro por segundo

ONS – Operador Nacional do Sistema

PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas

$P_{loss_{rotation}}$  – Perdas de potência ativa por rotação

RN – Resolução Normativa

SEP – Sistema Elétrico de Potência

SIN – Sistema Interligado Nacional

WECS – *Wind Energy Conversion System* – Sistema de Conversão de Energia Eólica

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>12</b>
1.1 Justificativa .....	13
1.2 Objetivos.....	14
1.3 Estrutura do trabalho .....	14
<b>2 SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA..</b>	<b>16</b>
2.1 A estrutura de um sistema elétrico .....	16
2.2 Sistemas de transmissão de energia elétrica .....	17
2.3 Sistema de distribuição de energia elétrica .....	18
2.4 Diferenças entre os sistemas de transmissão e de distribuição.....	19
<b>3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....</b>	<b>22</b>
3.1 Definições e tecnologias de Geração Distribuída .....	22
3.2 Sistemas de Conversão de Energia Eólica.....	24
3.2.1 <i>Turbinas eólicas</i> .....	24
3.2.2 <i>Sistemas de controle</i> .....	29
3.2.3 <i>Geradores elétricos</i> .....	30
3.2.3.1 <i>Gerador de indução de gaiola de esquilo (SCIG)</i> .....	32
3.2.3.2 <i>Gerador de Indução de Rotor Bobinado (WRIG)</i> .....	33
3.3 Impactos da Geração Distribuída em sistemas elétricos.....	35
<b>4 ESTABILIDADE DE TENSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA .....</b>	<b>37</b>
4.1 A estabilidade em sistemas elétricos de potência.....	37
4.1.1 <i>Estabilidade de tensão</i> .....	39
4.2 Curva tipo PV e Margem de Carregamento de sistema elétricos de potência.....	40
<b>5 FLUXO DE POTÊNCIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>43</b>
5.1 Modelagem de sistemas de distribuição .....	43
5.2 Fluxo de potência trifásico pelo método <i>Backward/Forward Sweep</i> .....	44
<b>6 METODOLOGIA .....</b>	<b>47</b>
6.1 Modelagem do alimentador .....	47
6.1.1 <i>Modelo de segmento de linha</i> .....	48
6.1.2 <i>Impedância série de linha</i> .....	49
6.1.3 <i>Admitância shunt de linha</i> .....	52
6.1.4 <i>Modelo de gerador de indução</i> .....	54
6.1.5 <i>Modelo de transformadores</i> .....	56
6.1.6 <i>Modelo de cargas</i> .....	57

6.1.6.1	<i>Configuração em estrela</i> .....	58
6.1.6.2	<i>Configuração em delta</i> .....	59
<b>6.2</b>	<b>Algoritmo de cálculo da curva PV</b> .....	<b>61</b>
<b>7</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO</b> .....	<b>62</b>
<b>7.1</b>	<b>Modelagem dos elementos do alimentador</b> .....	<b>62</b>
7.1.1	<i>Matrizes de impedância série</i> .....	62
7.1.2	<i>Gerador de indução</i> .....	64
<b>7.2</b>	<b>Fluxo de potência trifásico</b> .....	<b>65</b>
<b>7.3</b>	<b>Curva PV do alimentador</b> .....	<b>67</b>
<b>8</b>	<b>CONCLUSÕES</b> .....	<b>72</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>73</b>
	<b>ANEXO A – Sistema <i>IEEE 4 Node Test Feeder</i></b> .....	<b>79</b>
	<b>ANEXO B – Exemplo de modelagem de gerador de indução</b> .....	<b>81</b>

## 1 INTRODUÇÃO

As redes elétricas inteligentes, conhecidas como *Smart Grids*, são uma nova arquitetura de redes de distribuição de energia elétrica que integram seus usuários e possibilitam a eles realizar ações na rede. Estas redes, mais seguras e inteligentes, possuem o conceito de fluxo de energia e de informação de forma bidirecional, permitindo que a energia elétrica, tradicionalmente gerada de forma centralizada e transmitida e distribuída aos consumidores de forma verticalizada, possa ser gerada e interligada às redes elétricas pelas unidades consumidoras de forma distribuída, ou seja, pelos seus usuários. Assim, cria-se a figura do “prosumidor”, que é o produtor e o consumidor de energia elétrica conectado à rede [1].

Há várias definições para o conceito de redes inteligentes, mas todas convergem para o uso de elementos digitais e de comunicação na própria rede que flui a energia elétrica, nas quais seria possível trafegar uma grande quantidade de dados e informações em tempo real para centros de controle, auxiliando na operação e controle do sistema elétrico como um todo [2].

A ideia das redes inteligentes e do fluxo de informações bidirecional entre consumidores e concessionárias de energia elétrica com a intensa automatização das redes elétricas de distribuição ainda não é realidade no cenário brasileiro. Apenas projetos pilotos de algumas concessionárias do Brasil, como o Projeto Cidade do Futuro da Cemig, que se encontra atualmente finalizado, são aplicados em redes públicas de distribuição de energia elétrica [3, 4].

No entanto, a herança desse conceito, que vem se solidificando no Brasil e já é realidade em vários países do mundo, é a Geração Distribuída (GD) de energia elétrica [5]. O termo Geração Distribuída é usado para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do consumidor independente da potência, tecnologia ou fonte primária de energia. As tecnologias que têm evoluído e são aplicadas à GD incluem co-geradores, geradores que utilizam resíduos de processos como fonte primária de energia, geradores de emergência, geradores fotovoltaicos, geradores eólicos, bio-geradores, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), entre outros [6].

No Brasil, desde 2012, quando entrou em vigor a Resolução Normativa N° 482 da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, o consumidor de energia elétrica pôde gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, o que se trata da micro e mini geração distribuída. Como justificativas para o incentivo à GD, estão os benefícios que tal modalidade de geração de energia elétrica pode oferecer, tais como [7]:

- Baixo impacto ambiental;
- Redução do carregamento das linhas de transmissão e consequente redução de perdas;
- Adiamento de investimentos no sistema de transmissão;
- Diversificação da matriz energética.

As principais fontes primárias de energia aplicadas à GD no Brasil são as fontes eólica, solar, hidráulica e térmica, segundo dados da ANEEL, as quais totalizam 45.788 unidades consumidoras com GD e com uma potência instalada total de 562.588,38 kW [8].

Do ponto de vista de estabilidade das redes de distribuição, as quais se conectam as modalidades de GD em sua maioria, estas podem causar impactos negativos às redes elétricas. Em geral, a partir de determinado valor de potência de geradores inseridos em alimentadores de distribuição de energia elétrica, tem-se um risco maior com relação à sobrecargas de alimentadores, além de variações de tensão, podendo ocorrer sobre ou subtensões, conforme mencionado em [9]. A este valor máximo de potência de geradores dá-se o nome de Capacidade de Hospedagem.

Sendo assim, este trabalho visa desenvolver um algoritmo no *software* Matlab para construção de curvas PV para sistemas de distribuição de energia elétrica, aplicando o método de varreduras *Backward/Forward Sweep*, e utilizá-las para determinar a capacidade de hospedagem de aerogeradores para sistemas de distribuição e para avaliar os impactos causados na margem de carregamento de sistemas de distribuição e nos níveis de tensão do nó de carga destes sistemas pela presença de aerogeradores conectados a eles.

## 1.1 Justificativa

Embora a fonte eólica seja a menor parcela dentre as fontes primárias utilizadas no Brasil para GD e represente cerca de 1,833% da potência instalada total (10.314,40 kW de potência instalada no país) de acordo com [8], ela se mostra como uma fonte de energia primária limpa e com oportunidades de crescimento [9, 10, 11], visto que o Brasil possui um grande potencial eólico já comprovado pelo crescimento da participação de centrais geradoras eólicas na matriz elétrica brasileira nos últimos anos, conforme apresentado em [10, 12], além da identificação de gargalos na cadeia produtiva da indústria eólica do país que podem aumentar a participação dessa fonte em conexões de GD [9, 13].

Ferramentas computacionais são amplamente utilizadas por operadores de sistemas elétricos de potência e concessionárias de serviço para garantir a qualidade de uma operação segura destes sistemas. Estas ferramentas são constituídas, principalmente, por algoritmos de solução de fluxo de potência, ou fluxo de carga, as quais permitem avaliar as margens de segurança estática dos sistemas de transmissão para diversas configurações das redes [14, 15, 16].

Dentre estas ferramentas, destaca-se, dentro da área de estabilidade de tensão, a técnica da curva PV para se avaliar a margem de estabilidade de um sistema elétrico, visto que estas curvas permitem compreender diferentes condições de operação do sistema e explicar o fenômeno de instabilidade de tensão [17]. Essa técnica consiste na construção de curvas em gráficos que mostram a relação entre o carregamento do sistema elétrico e seus níveis de tensão, visto que a estabilidade de tensão está ligada à margem de segurança de carregamento do sistema de modo que seja possível manter a tensão estável em todos os barramentos do sistema [18, 19].

Sendo assim, aspectos de planejamento e operação característicos de sistemas de transmissão que visam monitorar o comportamento das redes, assim como técnicas de análise da estabilidade do sistema, acabam sendo também importantes para sistemas de distribuição de energia elétrica com a presença de GD conectadas a eles, visto que estes novos elementos podem alterar o comportamento dos sistemas de distribuição [20, 21, 22].

No entanto, existem características distintas entre os sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica. Dentre estas, destacam-se aquelas relacionadas às topologias

de rede. As redes de transmissão operam interligadas de forma malhada, em que a potência elétrica é fornecida através de múltiplas linhas de mesma origem, formando assim uma malha fechada [23]. Já as redes de distribuição operam com uma topologia de rede radial, a qual se define como um barramento de origem alimentando demais barramentos de carga por meio de alimentadores, no qual a energia elétrica flui apenas neste sentido [24].

Outra distinção importante entre estas redes se refere às cargas conectadas a cada uma delas. A presença de cargas tipicamente monofásicas e bifásicas conectadas às redes de distribuição exige a modelagem dos componentes da rede de forma a representá-los levando em consideração todas as fases do sistema elétrico e suas impedâncias mútuas, o que não é necessário em sistemas de transmissão, visto que as cargas conectadas a eles são majoritariamente trifásicas e o sistema é considerado balanceado [25].

Por isso, técnicas tradicionais baseadas em soluções de fluxos de potência sob uma análise monofásica das redes elétricas podem acarretar em representações distantes do comportamento real de sistemas de distribuição, o que se justifica a utilização de métodos que realizam a análise trifásica dessas redes [25].

## 1.2 Objetivos

Considerando o contexto descrito, os objetivos deste trabalho são:

- Realizar a modelagem trifásica no *software* Matlab de um alimentador de distribuição teste utilizado para simulações computacionais e de um gerador de indução representando um aerogerador;
- Desenvolver um algoritmo de solução de fluxo de potência trifásico para aplicação em simulações de sistemas de distribuição;
- Calcular a curva PV do alimentador de distribuição simulado e determinar a margem de carregamento e o desequilíbrio de tensão no nó de carga com e sem a presença do aerogerador conectado ao sistema;
- Determinar a capacidade de hospedagem para aerogeradores em sistemas de distribuição;
- Realizar o estudo comparativo do comportamento da margem de carregamento e do desequilíbrio de tensão no nó de carga do alimentador comparando com o comportamento sem o aerogerador conectado.

## 1.3 Estrutura do trabalho

Este documento está dividido em oito capítulos. Neste primeiro capítulo foi abordada a situação atual da demanda por eletricidade no mundo e no Brasil, ressaltando a inserção de fontes renováveis, principalmente a eólica, na matriz energética mundial. Foram também apresentados os objetivos deste trabalho.

O segundo capítulo descreve os sistemas de transmissão e distribuição, suas funções dentro do sistema elétrico brasileiro, suas características de topologias e as diferenças existentes entre eles.

No terceiro capítulo é realizado uma síntese sobre alguns conceitos e definições sobre a Geração Distribuída, bem como uma visão geral das tecnologias aplicadas para a geração de energia elétrica de forma distribuída com ênfase em sistemas de conversão de energia eólica e os possíveis impactos causados pela conexão em sistemas elétricos.

No quarto capítulo são apresentados os principais conceitos sobre a estabilidade dos sistemas elétricos de potência, sobretudo de estabilidade de tensão, curva PV e margem de carregamento.

O quinto capítulo apresenta uma visão geral sobre a modelagem de sistemas de distribuição para utilizá-la em simulações computacionais, sobretudo a análise do fluxo de potência trifásico.

O sexto capítulo demonstra a metodologia aplicada para realizar a modelagem de cada elemento presente no alimentador teste utilizado nas simulações desenvolvidas neste trabalho.

O sétimo capítulo apresenta os resultados obtidos das simulações computacionais do fluxo de potência do alimentador teste, bem como a análise das curvas PVs traçadas a partir deste fluxo de potência e a influência de aerogeradores conectados à rede na margem de carregamento do alimentador e no perfil de tensão de seu barramento de carga.

Por fim, o oitavo capítulo apresenta as conclusões observadas do trabalho desenvolvido.

## 2 SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo, são abordadas características dos sistemas de transmissão e distribuição dentro de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) tradicional e expostas algumas diferenças entre estes dois sistemas que influenciam na modelagem matemáticas de seus parâmetros para realização de simulações computacionais.

### 2.1 A estrutura de um sistema elétrico

Os SEPs são responsáveis por fornecer energia elétrica aos consumidores, sejam eles de grande ou pequeno porte, atendendo a padrões de confiabilidade, disponibilidade, segurança, qualidade e custos, com o mínimo de impacto ambiental possível, desempenhando as funções de produtor e distribuidor de eletricidade. Ressalta-se a impropriedade do termo “produtor”, já que o que ocorre é a transformação de uma fonte de energia primária em eletricidade.

O SEP está inevitavelmente condicionado pela correlação do equilíbrio dinâmico entre geração e demanda de consumo, uma vez que toda energia gerada deve ser consumida por não haver condições de armazenamento dessa geração. Qualquer anomalia presente no sistema pode comprometer este equilíbrio e interromper o fornecimento de eletricidade em grandes áreas, regiões de um país ou até mesmo em um país inteiro.

Devido a essa complexidade e dinamismo de um SEP, existem sistemas que o controlam, supervisionam e monitoram em tempo real, bem como sistemas de proteção que tornam a estrutura desse sistema muito diferente de outras atividades industriais.

A organização do SEP se dispõe de forma vertical com a presença de níveis entre os sistemas que o compõem, sendo eles a geração, correspondente aos centros de produção de eletricidade, a transmissão, que corresponde ao sistema de alta tensão que escoar a eletricidade produzida, e a distribuição, que é a rede de baixa tensão que fornece a eletricidade ao consumidor final. A Figura 1 representa um esquema do sistema elétrico brasileiro.

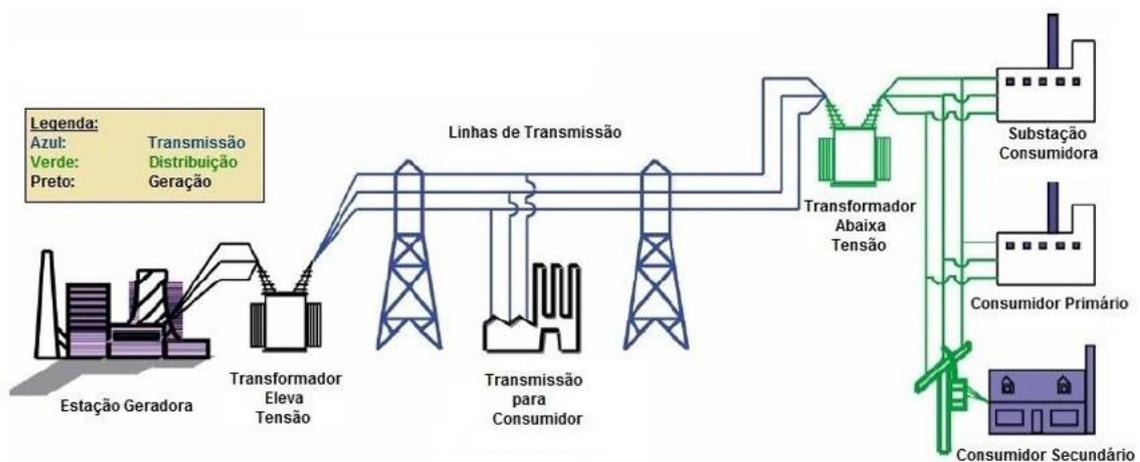


Figura 1 – Esquema do sistema elétrico brasileiro.

Fonte: Figura extraída de [26].

Estes sistemas possuem características próprias inerentes de cada um, sendo que os sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica são o elo entre os centros de

produção e consumo dentro do setor elétrico. No entanto, devido à finalidade própria dos sistemas de transmissão e distribuição, estes possuem diferenças entre si que permite classificá-los de acordo com seu nível de tensão de operação e sua finalidade no sistema elétrico. Além disso, os sistemas de transmissão e distribuição diferem quanto ao tipo de topologia de suas redes e quanto aos tipos de cargas conectadas a eles.

## **2.2 Sistemas de transmissão de energia elétrica**

Os sistemas de transmissão são compostos por redes elétricas que desempenham um papel muito importante no equilíbrio dinâmico entre geração e demanda de consumo por conectar as usinas geradoras de eletricidade aos grandes centros consumidores, localizados próximos às cidades e áreas industriais, os quais estão geralmente distantes geograficamente.

A transmissão da energia elétrica gerada nas usinas é feita com os maiores níveis de tensão dentro de um sistema elétrico, superior ao nível de tensão que foi gerada. Essa elevação de tensão é realizada utilizando transformadores de potência com o intuito de transmitir a energia para os centros de consumo com a menor perda possível, a qual ocorre, em sua maioria, por Efeito Joule. Em geral, as linhas de transmissão começam nos centros de geração, em subestações elevadoras, e terminam em subestações rebaixadoras regionais, onde a tensão é rebaixada para se dar o início da distribuição pelas linhas de subtransmissão dessa energia transmitida.

As linhas de subtransmissão realizam a distribuição da energia elétrica dentro dos grandes centros de consumo para regiões como cidades e importantes consumidores industriais. Os níveis de tensão que estas linhas operam são inferiores aos de linhas de transmissão. Elas se iniciam em subestações regionais, das quais partem diversas linhas de subtransmissão, e terminam em subestações rebaixadoras locais.

As linhas do sistema de transmissão compõem-se de cabos de alumínio com núcleo de aço que são instalados em torres de transmissão. Devido às circunstâncias de operação, como a alta tensão de transmissão, a distância entre os extremos da linha e fatores ambientais, o projeto de uma linha de transmissão deve considerar aspectos mecânicos e elétricos para garantir ao máximo a eficiência da transmissão com segurança e controle, mantendo o equilíbrio dinâmico do sistema.

As subestações são os barramentos de interconexão da rede, onde as conexões entre os vários componentes do sistema podem ser abertas ou fechadas. Além disso, elas possuem outras duas funções principais: são os nós de transformação que alimentam as linhas de distribuição; e interconectam os centros onde se encontram os equipamentos de medição, controle, proteção, interrupção e despacho do sistema elétrico de potência.

No Brasil, todo o sistema elétrico está interconectado por meio do sistema de transmissão, que forma uma grande malha operando de forma síncrona. Com o objetivo de ampliar a confiabilidade, otimizar os recursos energéticos e homogeneizar mercados, foi criado o Sistema Interligado Nacional (SIN), ilustrado pela Figura 2, responsável por cerca de 95% do fornecimento nacional e com operação coordenada e controlada pela ONS. Além dessa grande malha que opera de forma síncrona, existem diversos sistemas de menor porte não conectados ao SIN, chamados de Sistemas Isolados, que se concentram na região Amazônica devido às características geográficas da região.

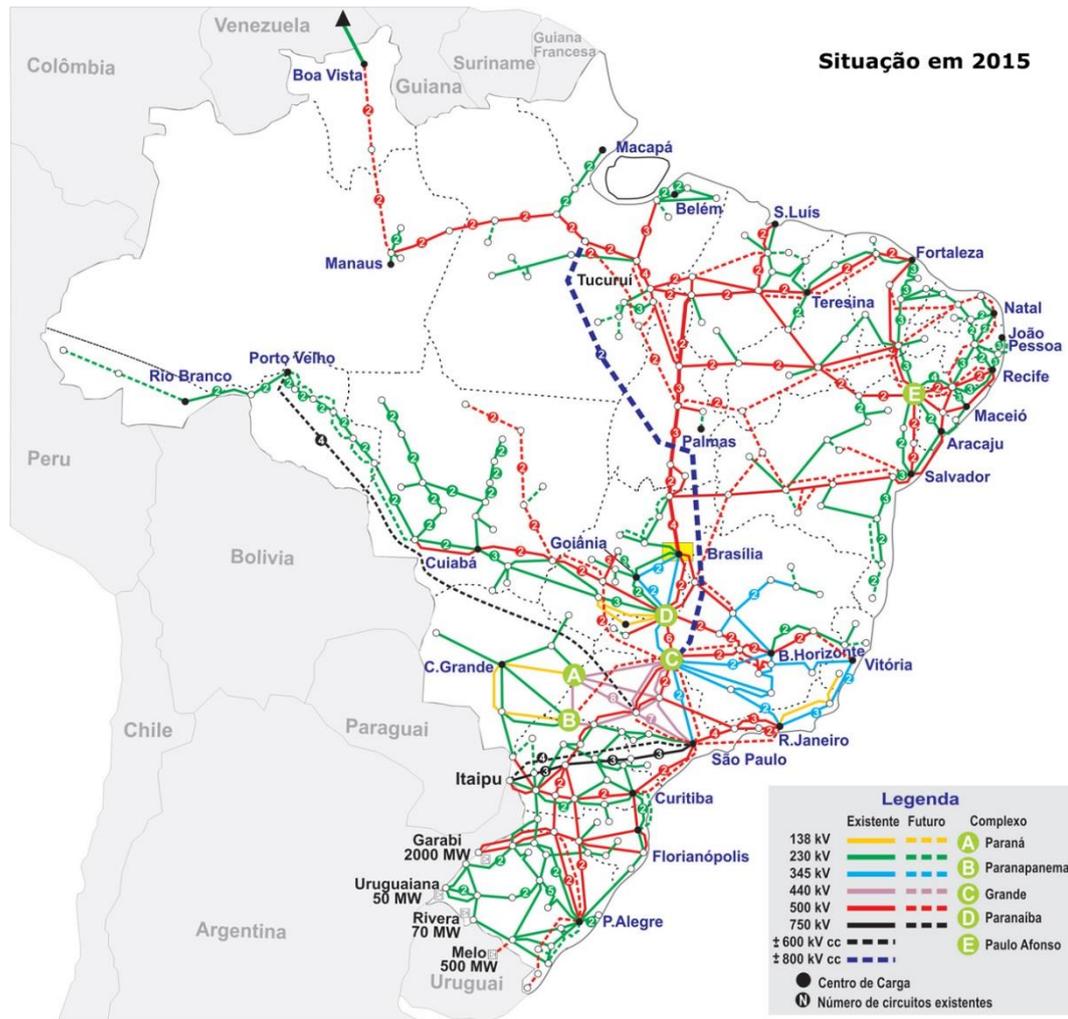


Figura 2 – Sistema Interligado Nacional.

Fonte: Figura extraída de [27].

O SIN possui sofisticados equipamentos e programas que monitoram o funcionamento do sistema elétrico brasileiro constantemente, fornecendo proteção à rede e controle de seus sistemas, evitando assim que o sistema seja comprometido por falhas, como curtos-circuitos, descargas atmosféricas ou falhas de equipamentos.

### 2.3 Sistema de distribuição de energia elétrica

O sistema de distribuição de energia elétrica constitui nas linhas que partem das subestações locais, onde ocorre o rebaixamento da tensão das linhas de transmissão ou subtransmissão de entrada. A estrutura de operação dessa rede é radial, com a presença de alimentadores principais e ramificações laterais. É responsável por repassar a potência transmitida pela rede de alta tensão ao consumidor final, o qual se conecta ao sistema no nível de tensão adequado ao seu consumo.

A Figura 3 ilustra o diagrama unifilar de um sistema de distribuição de energia elétrica. Nele, o alimentador principal se inicia na subestação a partir do disjuntor e é destacado em negrito, do qual as redes laterais se ramificam para atender as demais cargas espalhadas pela região, representadas pelos pontos.

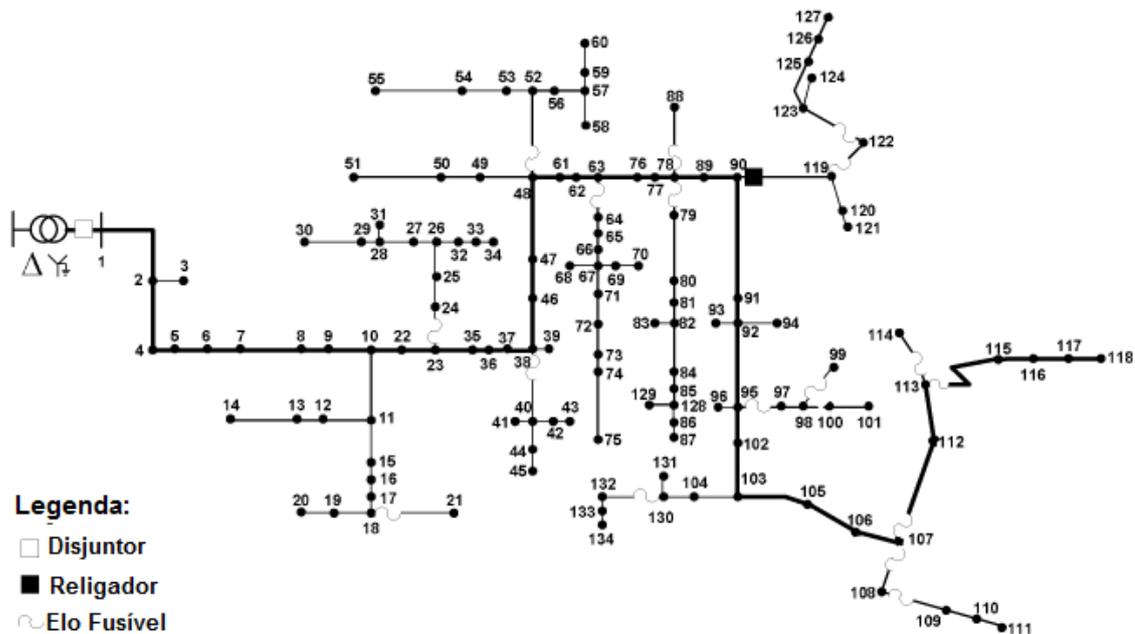


Figura 3 – Diagrama unifilar de um sistema de distribuição.

Fonte: Figura extraída de [28].

Assim como a rede de transmissão, as redes de distribuição são compostas por fios condutores, transformadores e equipamentos diversos de medição, controle e proteção das redes elétricas. No entanto, elas são muito mais extensas e ramificadas, pois devem chegar a todos os consumidores industriais e residenciais.

A distribuição ocorre em linhas de média e baixa tensão, também chamadas de redes primárias e secundárias, respectivamente. As linhas de média tensão são responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica a indústrias de médio porte, hospitais e consumidores que necessitam de tensão nessa faixa. As linhas de baixa tensão transmitem eletricidade são responsáveis por abastecer consumidores residenciais e pequenos comércios.

A configuração da rede varia de acordo com o ambiente e demanda de consumo de cada região. Em regiões rurais, as linhas são geralmente aéreas, onde existe mais espaço para instalação e menor densidade de carga. No entanto, essas localidades sofrem com os problemas de queda de tensão e diminuição da confiabilidade devido à distância entre os pontos de consumo e a subestação.

As redes de distribuição estão sujeitas a um número maior de faltas e sua estrutura é menos redundante. Por isso, a maioria dos cortes que afetam os consumidores finais se origina na rede de distribuição. Consequentemente, os investimentos nos sistemas de distribuição representam a grande parcela dos custos de operação de todo o sistema elétrico.

## 2.4 Diferenças entre os sistemas de transmissão e de distribuição

As correntes e tensões dos circuitos de um SEP se dão em corrente alternada, ou seja, elas apresentam variação de magnitude com o tempo e a determinada frequência fundamental. Na maior parte do sistema elétrico do Brasil, a frequência da rede elétrica é de 60 Hz. Além disso, os sistemas de geração, transmissão e distribuição operam como circuitos trifásicos em corrente alternada para atenderem seus consumidores.

Circuitos alternados polifásicos, ou seja, que possuem mais de uma fase, podem apresentar desequilíbrios de tensão e corrente ao longo de seu comprimento devido às indutâncias geradas em seus condutores pela passagem de corrente elétrica. Essa indutância é provocada como resultado do campo eletromagnético criado em torno dos condutores elétricos devido à passagem de corrente elétrica por eles. A indutância causada pelo campo elétrico criado pelo próprio condutor é denominada de indutância própria e, se tratando de circuitos polifásicos, a indutância provocada pelo campo magnético de outros condutores é denominada de indutância mútua.

As linhas de transmissão partem das subestações elevadoras dos centros de geração em sistemas compostos por três fases com tensões e correntes equilibradas entre as fases do circuito. No entanto, devido à geometria da linha de transmissão e à disposição física de seus condutores, essas linhas particularmente geram desequilíbrios entre suas fases, uma vez que a indutância que cada condutor irá ser submetido pode ser diferente entre eles. Além disso, estes desequilíbrios se tornam maiores o quão maior é o comprimento da linha de transmissão.

Uma maneira de mitigar esses desequilíbrios provocados pela diferença de indutância entre os condutores é por meio da transposição da linha, a qual consiste em fazer com que cada uma das fases do circuito ocupe cada posição na torre de transmissão por igual distância. A Figura 4 ilustra um circuito trifásico no qual foi realizada a transposição das fases.

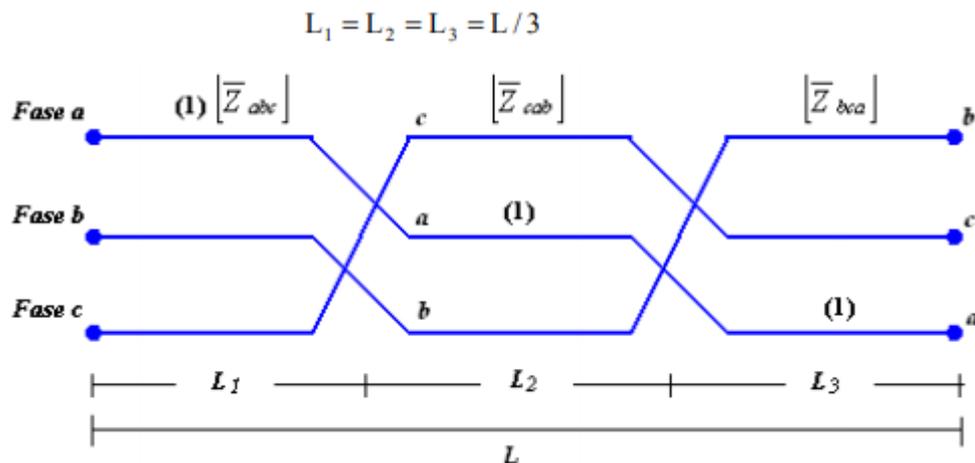


Figura 4 – Representação de um ciclo completo de transposição em três trechos.

Fonte: Figura retirada de [29].

Neste circuito da Figura 4, cada uma das três fases ocupa as três posições geométricas da torre ao longo de  $1/3$  do comprimento total da linha de transmissão. Desse modo, considera-se que os três condutores são atingidos pela mesma indutância ao final do circuito.

Assim como as linhas de transmissão, as redes do sistema de distribuição partem das subestações locais em sistemas de três fases e seus condutores estão submetidos à campos eletromagnéticos próprios e dos demais condutores, existindo assim as indutâncias próprias e mútuas. No entanto, nessas redes do sistema de distribuição não se realiza a transposição entre suas fases. Portanto, os sistemas de distribuição apresentam, ao longo de suas redes, desequilíbrios de tensão e corrente entre suas fases.

Além disso, os consumidores atendidos pelo sistema de distribuição possuem cargas predominantemente monofásicas e bifásicas, o que agrava ainda mais o problema de desequilíbrio de tensão e corrente dos sistemas de distribuição.

Essas considerações apresentadas a respeito dos sistemas de transmissão e distribuição fazem com que estes circuitos tenham métodos de representação e modelagem matemática de seus componentes de forma distinta. Enquanto que sistemas de transmissão permitem serem modelados através de um circuito monofásico, ou seja, é utilizado diagrama unifilar para sua representação e modelos matemáticos monofásicos, os sistemas de distribuição são representados a partir de modelagens trifásicas.

### 3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Neste capítulo são discutidos conceitos sobre o termo geração distribuída como o seu significado técnico, as tecnologias envolvidas nesta modalidade e os impactos causados no sistema de distribuição de energia elétrica. Adicionalmente, aspectos importantes da geração de energia eólica serão analisados devido a sua importância para o correto entendimento da metodologia de trabalho deste documento.

#### 3.1 Definições e tecnologias de Geração Distribuída

Desde os primeiros textos que citam o termo “Geração Distribuída” (GD) não há uma definição clara, visto que este abrange questões do ponto de vista técnico, político, regulamentar e ambiental, as quais envolvem características que variam conforme o local de aplicação.

Fato é que a GD se destaca por permitir a produção de energia elétrica mais próxima dos consumidores e das cargas, de forma descentralizada, o que traz diversos benefícios do ponto de vista técnico para o sistema elétrico. Além disso, esse tipo de geração vem ganhando importância devido às tecnologias utilizadas para a produção, em grande maioria utilizando fontes primárias de energia sustentáveis, o que torna a matriz energética de um país diversificada e se reduz a emissão de gases poluentes na atmosfera pela queima de combustíveis fósseis.

De acordo com [30], na literatura existem vários termos e definições utilizados para definir a GD, ou seja, não há uma definição específica, tão pouco certa, para a mesma. Isso se deve à GD ser uma modalidade de geração completamente diferente do modelo tradicional de geração centralizada, com grandes usinas produtoras de energia elétrica ligadas a linhas de transmissão que despacham essa energia para diversos centros de consumo por meio de um sistema malhado e conectado.

O mesmo foi evidenciado por [31], em seu estudo sobre a implicação da GD no sistema elétrico. Outra constatação levantada por [31] é que são utilizados vários termos e expressões como sinônimos da GD em regiões diferentes do mundo, embora seja desaconselhada sua utilização, tais como “energia limpa”, “energia alternativa” e “energia renovável”.

Em publicações científicas, institucionais e governamentais há definições que classificam ou definem uma geração como GD abordando sua capacidade de geração, sua localização no sistema elétrico, a tecnologia empregada na produção de energia elétrica, a posse da geração ou a área de penetração no sistema elétrico [30, 31].

No entanto, a definição de GD que será tomada neste trabalho como mais adequada, de acordo com [30, 31], é que a Geração Distribuída é a geração de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou no lado do cliente no ponto de entrega. Em [30, 31], são abordados aspectos técnicos, regulamentares, ambientais e, sobretudo, a presença de características peculiares de cada GD, que torna desaconselhada a utilização de demais definições apresentadas por eles.

Do ponto de vista técnico, a definição de GD de forma global com base na sua capacidade de geração ou na área de entrega da energia elétrica gerada não são apropriadas. A

capacidade máxima de GD que pode ser conectada a um sistema de distribuição depende da capacidade do próprio sistema, visto que cada sistema de distribuição é único do ponto de vista técnico e, sendo assim, uma quantificação desse limite para GD pode se tornar impróprio em determinadas situações. Em [30], são abordados alguns exemplos de situações que tornam esse tipo de definição inadequado.

Neste mesmo sentido, em determinadas situações pode haver conexões de GD em níveis de tensão de sistemas que ora podem ser considerados de transmissão, ora de distribuição. Nestes casos, apenas a definição legal para os sistemas de transmissão e distribuição é que pode distinguir os dois sistemas; caso contrário, qualquer sistema pode ser considerado de distribuição [30]. Essa ambiguidade acontece devido à desregulamentação do setor de energia elétrica em diversos lugares [31].

No Brasil, no entanto, o setor de energia elétrica é bem regulamentado, o que permite definir a GD com base na sua potência instalada. A Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015 da ANEEL [32], que altera a Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012 [33], estabelece as condições gerais para o acesso de geração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Segundo essa resolução, é definido em seu Artigo 2º:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. [32].

De acordo com essas definições citadas anteriormente, a GD no Brasil, para fins de conexão com o sistema de distribuição de energia elétrica, é classificada em dois grupos, com base em sua capacidade de geração. No entanto, conforme já mencionado anteriormente, a capacidade máxima de uma GD conectada a uma rede de distribuição será definida pela própria rede, ficando limitada à potência de 5 MW para conexão com a rede [33].

Outra observação a ser feita com relação ao trecho citado do Artigo 2º da RN nº 687/2015 é com relação às tecnologias aplicadas à GD. São consideradas como GD, para fins de conexão ao sistema de distribuição de energia elétrica, aquelas que empregam como tecnologia de produção a cogeração qualificada e as demais fontes renováveis de energia elétrica. Segundo [8], são consideradas fontes renováveis para GD as tecnologias fotovoltaica e eólica.

Além das fontes fotovoltaica e eólica, são consideradas a energia solar térmica, energia hidráulica, sistemas de energia e calor combinados (CHP), células combustíveis, energia geotérmica, microturbinas, entre outras, sendo que pode se ter variantes dentro destas tecnologias [31].

Não é escopo deste trabalho descrever cada uma dessas tecnologias, com suas características e variantes. Entretanto, será dada ênfase na GD que utiliza a tecnologia eólica

para produção de energia elétrica, a fim de analisar o comportamento de redes de distribuição, do ponto de vista de estabilidade de tensão, na presença de aerogeradores conectados à rede, os quais utilizam geradores de indução. Serão abordados nas seções a seguir os principais aspectos sobre os tipos de geradores utilizados para o aproveitamento da energia do vento na produção de energia elétrica e os possíveis impactos causados pela sua conexão no sistema de distribuição de energia elétrica.

### 3.2 Sistemas de Conversão de Energia Eólica

Os Sistemas de Conversão de Energia Eólica, do inglês *Wind Energy Conversion Systems* (WECS), ou simplesmente aerogeradores, são sistemas capazes de converter a energia cinética do vento, transmitida por um eixo a um gerador elétrico, em energia elétrica. Estes sistemas possuem como componentes principais a turbina eólica, o gerador elétrico, o sistema de controle e os dispositivos de interconexão [34], conforme ilustra a Figura 5.

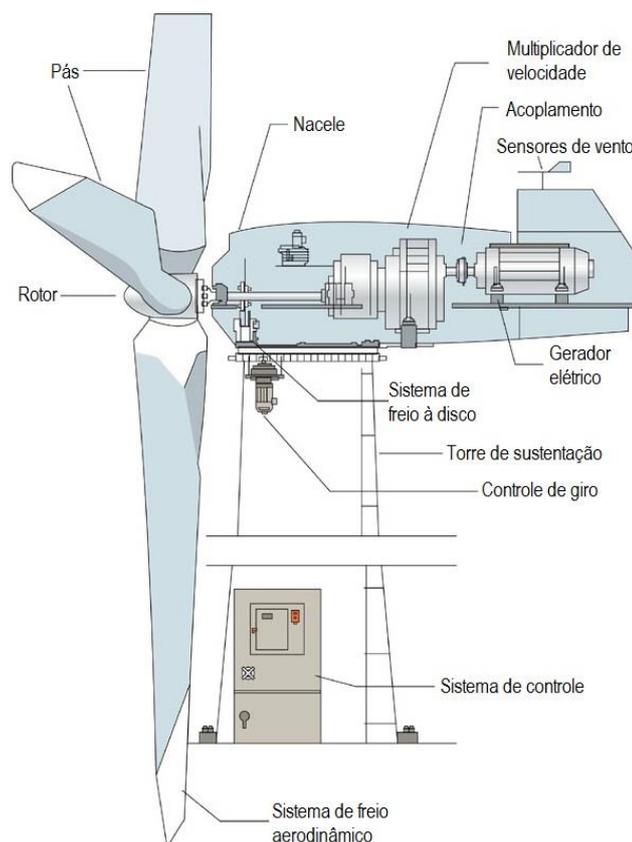


Figura 5 – Esquema de uma turbina eólica.  
Fonte: Figura extraída de [35].

#### 3.2.1 Turbinas eólicas

As turbinas eólicas, que representam a parte de projeto mecânico do sistema, extraem a energia cinética associada a uma coluna de ar que se desloca a uma determinada velocidade. A energia do vento, então, é transmitida ao rotor da turbina por meio da redução da velocidade do vento ao incidir em suas lâminas, ou pás.

As forças atuantes nas pás de uma turbina definem tipos diferentes de turbinas, podendo ser divididas entre aquelas que dependem de arrasto aerodinâmico e aquelas que

dependem de sustentação aerodinâmica [36]. A força resultante do corpo da lâmina que intercepta o fluxo de ar consiste não apenas de um componente de força de arrasto na direção do fluxo, mas também de um componente de força que é perpendicular ao arrasto, que são as forças de sustentação [37]. A Figura 6 ilustra as forças aerodinâmicas atuantes na pá de uma turbina eólica.

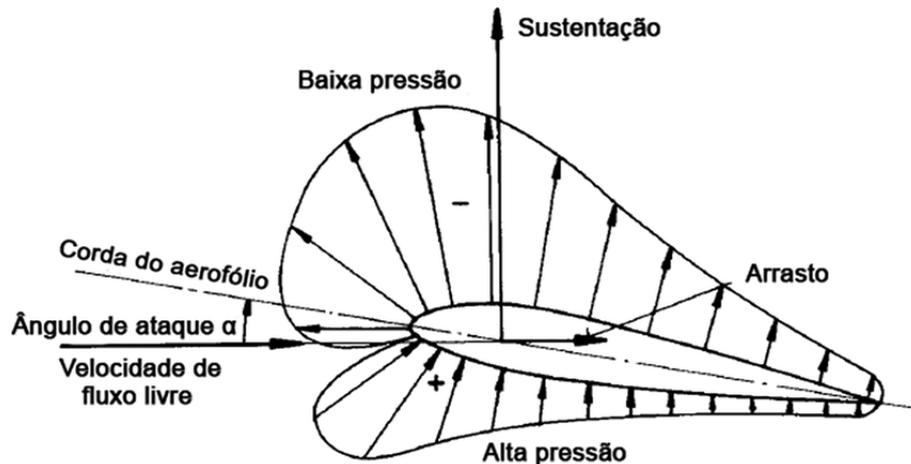


Figura 6 – Forças aerodinâmicas atuantes em um aerofólio exposto a uma corrente de ar.  
Fonte: Figura extraída de [38].

A força de arrasto que o ar exerce sobre a pá da turbina possui a mesma direção de seu escoamento, enquanto que a força de sustentação é perpendicular à direção do fluxo de ar [39]. O ângulo de ataque de uma turbina eólica é definido como o ângulo formado entre a direção do fluxo de ar incidente na pá da turbina e a linha que define a corda da pá da turbina. Para se extrair a máxima potência possível do vento, deve-se projetar a pá com um ângulo de ataque que permita uma relação máxima entre a força de sustentação e a força de arrasto, ou seja, com o mínimo de arrasto e o máximo de sustentação [40].

O princípio de funcionamento do movimento de rotação da turbina é baseado na diferença de pressão criada entre as fases de suas pás. Essa diferença de pressão entre as superfícies gera um momento no rotor da turbina que a faz movimentar, denominado de momento de guinada [39]. Essa energia cinética transformada pela turbina é transmitida a um gerador elétrico através do acoplamento entre seus eixos, convertendo-se assim em energia elétrica por meio da indução de corrente elétrica provocada por campos magnéticos girantes [41].

Em determinadas condições de vento com velocidade  $v$  e densidade do ar  $\rho$ , interceptando uma região com área  $A$  de varredura da pá da turbina, a potência disponível possível de ser extraída do vento é definida pela Equação 3.1 [42].

$$P_{disponível} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad 3.1$$

No entanto, existe um valor limite de potência que pode ser extraída do vento que define a potência máxima extraída, determinada pelo coeficiente de potência da turbina  $C_p$  [42]. Sendo assim, a Equação 3.1 é então modificada, acrescentando-se a parcela do coeficiente de potência da turbina e da eficiência do conjunto gerador/transmissão da turbina ( $\eta$ ). Portanto, a potência gerada por uma turbina eólica em função da velocidade do vento é

definida pela Equação 3.2. A Figura 7 ilustra uma curva de potência típica para uma turbina eólica, que representa a relação entre a potência gerada pela turbina e a velocidade do vento.

$$P_{gerada} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p \cdot \eta \quad 3.2$$

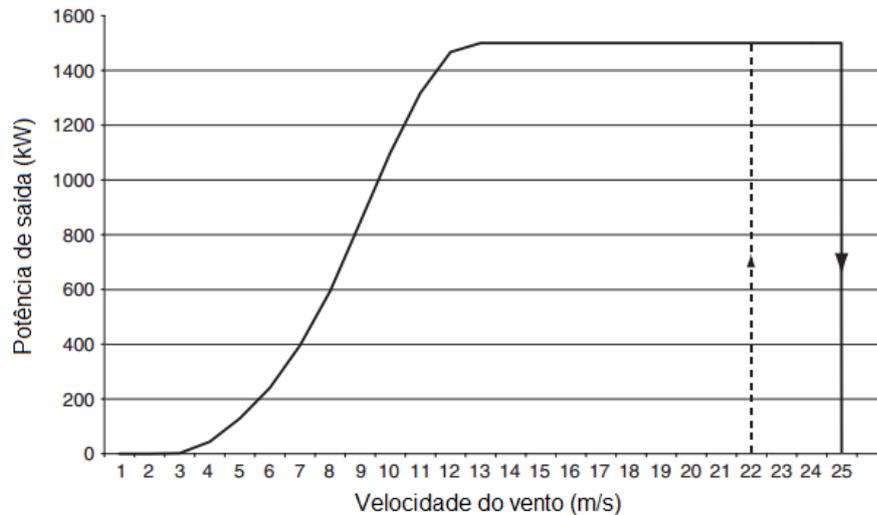


Figura 7 – Curva de potência típica de uma turbina eólica de 1500 kW.

Fonte: Figura adaptada de [36].

A partir destes conceitos de aerodinâmica, as turbinas eólicas podem ser classificadas com base na velocidade de rotação de seu rotor, sendo elas de velocidade fixa ou de velocidade variável, muito em função do tipo de gerador elétrico acoplado ao seu rotor.

Turbinas eólicas de velocidade fixa são equipadas com um gerador de indução, de rotor tipo gaiola de esquilo ou rotor bobinado, que é conectado diretamente à rede por meio de um transformador, conforme ilustrado pela Figura 8, e são projetados para atingir a máxima eficiência em uma determinada velocidade do vento. O termo “velocidade fixa” se deve ao fato de que essas turbinas não possuem regulação automática de sua velocidade, operando assim em velocidade quase constante e condicionada pela frequência da rede elétrica. Além disso, elas requerem equipamentos como *soft-starters* para realizarem o controle de sua operação [36, 43, 44].

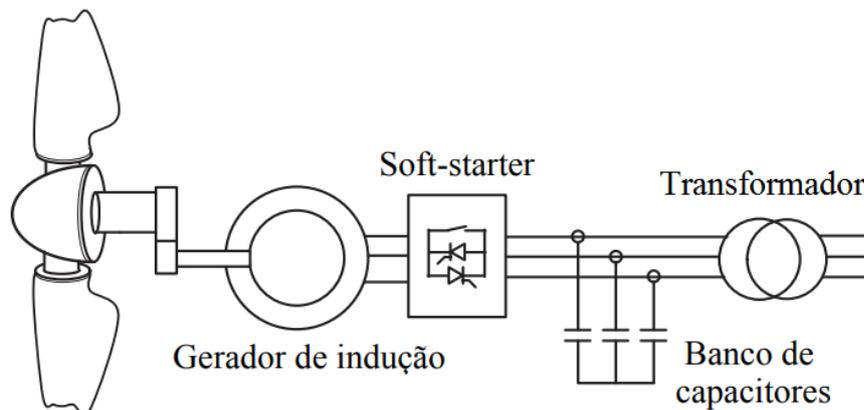


Figura 8 – Turbina eólica de velocidade fixa.

Fonte: Figura extraída de [43].

A turbina eólica de velocidade fixa tem a vantagem de ser simples, robusta e confiável, sendo que o custo de seus componentes elétricos é baixo. Suas desvantagens são um consumo incontrolável de energia reativa, estresse mecânico e controle de qualidade de energia limitado [36, 43].

Devido à sua operação de velocidade fixa, todas as flutuações na velocidade do vento são transmitidas posteriormente como flutuações no torque mecânico e, conseqüentemente, como flutuações na energia elétrica na rede. No caso de redes fracas, as flutuações de energia também podem levar a grandes flutuações de tensão, que, por sua vez, resultarão em perdas de linhas elétricas [36].

Turbinas eólicas de velocidade variável são projetadas para atingir a máxima eficiência aerodinâmica em velocidades de vento variadas, o que torna possível adaptar continuamente a velocidade de rotação da turbina eólica à velocidade do vento. Ao contrário de uma turbina de velocidade fixa, uma turbina de velocidade variável mantém o torque do gerador razoavelmente constante e as variações no vento são absorvidas pelas mudanças na velocidade do gerador [43, 44].

O sistema elétrico de uma turbina eólica de velocidade variável é mais complexo que de uma turbina eólica de velocidade fixa, pois ele é tipicamente equipado com um gerador de indução ou síncrono conectado à rede através de um conversor de potência [36, 44]. Este conversor controla a velocidade do gerador de modo que as flutuações de potência mecânica causadas pelas variações do vento sejam absorvidas principalmente por mudanças na velocidade do gerador [44]. A Figura 9 exemplifica uma turbina de velocidade variável.

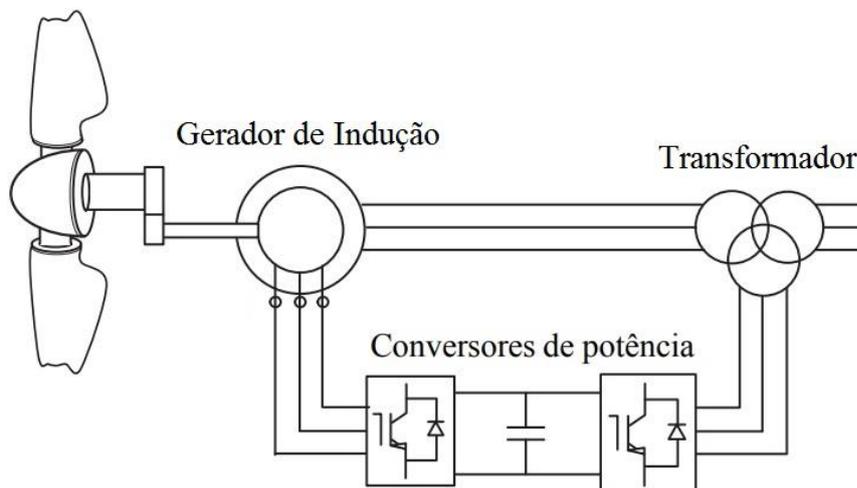


Figura 9 – Turbina eólica de velocidade variável.

Fonte: Figura extraída de [43].

As vantagens das turbinas eólicas de velocidade variável são a maior captação de energia, a melhor qualidade da energia elétrica gerada e a redução da tensão mecânica na turbina eólica. As desvantagens são as perdas ocorridas pelo uso de eletrônica de potência, o maior número de componentes, o que as tornam mais complexas, e o aumento do custo do equipamento devido à eletrônica de potência [36, 43].

De modo geral, o desenvolvimento de turbinas eólicas de velocidade variável ampliou a variedade de geradores aplicáveis em sistemas de conversão de energia eólica, provocando

assim um consequente aumento em combinações diferentes entre geradores e conversores de potência.

A classificação das turbinas eólicas com base na sua velocidade de operação se relaciona com algumas regiões de operação dentro da curva de potência característica de uma turbina eólica, conforme ilustra a Figura 10. Essas regiões são delimitadas pela velocidade do vento e, em função disso, tipos diferentes de geradores são aplicados às turbinas eólicas.

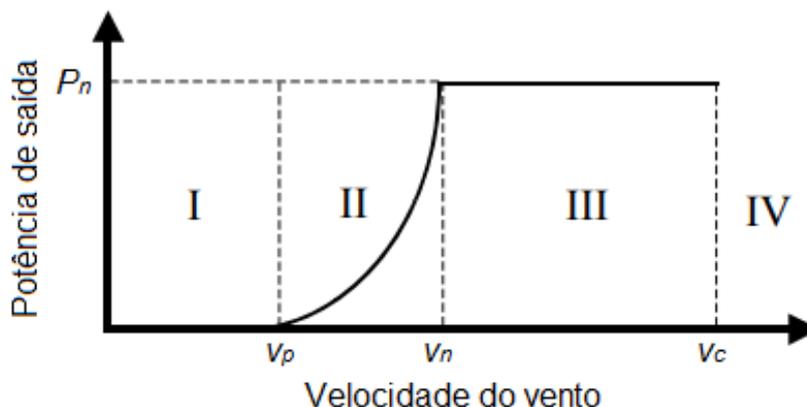


Figura 10 – Regiões de operação de uma turbina eólica, em função da velocidade do vento.  
Fonte: Figura adaptada de [44].

A região I corresponde à região de partida da turbina, a qual determina a velocidade mínima do vento necessário para que a turbina saia do repouso ( $V_p$ ). Turbinas eólicas são normalmente projetadas para partirem com velocidades de vento entre 3 e 5 m/s [44].

A região II corresponde à região de operação normal da turbina eólica. Essa região é limitada inferiormente pela velocidade de partida da turbina ( $V_p$ ) e, superiormente, pela velocidade de capacidade nominal da turbina ( $V_n$ ), a qual corresponde à uma velocidade do vento entre 12 e 16 m/s [36], dependendo do projeto individual da turbina eólica. Nessa região, a turbina pode operar tanto com velocidade fixa quanto variável, conforme o tipo de gerador e o sistema de controle utilizado.

Na região III há a atuação do sistema de controle de potência mecânica da turbina do aerogerador, responsável por limitar a potência elétrica de saída do gerador no valor nominal da turbina eólica, a qual é limitada entre valores típicos de velocidade de corte ( $V_c$ ) de vento próximos de 25 m/s [45].

A região IV corresponde à região de desligamento, ou corte, da turbina eólica, a qual é desconectada a fim de não danificar seus componentes. Não é viável economicamente dimensionar todos os componentes da turbina eólica para que esta possa operar com ventos de alta velocidade (acima de 25 m/s), visto que correntes de ar de alta velocidade acontecem esporadicamente [44].

Para que a turbina eólica possa entregar energia convertida em diferentes velocidades de vento, o gerador deve ser controlado adequadamente para a condição de velocidade variável. Quando a velocidade do vento supera o valor nominal da turbina, sistemas de controle de potência aerodinâmicos devem atuar nas pás da turbina a fim de manter a potência de saída em seu valor nominal. Existem três tipos de controle para realizar a limitação de

potência em turbinas eólicas: Perda Aerodinâmica Ativa, Perda Aerodinâmica Passiva e Regulação por Passo [36, 44].

### 3.2.2 *Sistemas de controle*

Em um aerogerador, existem sistemas de controle destinados a limitar a potência mecânica extraída pela turbina a partir da potência disponível do vento, visto que a operação do sistema em velocidades elevadas provoca desgastes mecânicos em partes do aerogerador por estas não serem projetadas para operar com velocidades acima de 25 m/s, conforme já mencionado.

Isso permite classificar os aerogeradores com relação ao tipo de sistema de controle de limitação de potência mecânica, sendo eles:

#### 1. Controle Passivo (*stall*) ou Perda Aerodinâmica Passiva:

Dentre os três modos de limitação de potência, o modo de Controle Passivo (*stall*) é o mais robusto, simples e barato [36, 46]. Seu projeto consiste em fixar as pás da turbina em seu cubo em um ângulo fixo de modo que, quando a velocidade do vento exceder um certo valor, o rotor da turbina passa a perder potência mecânica de modo que a força de sustentação diminua e a força de arrasto aumente, limitando assim a potência da turbina [46].

Neste tipo de controle, denominado também de Perda Aerodinâmica Passiva, não existe qualquer tipo de sistema de atuação no ângulo das pás, o que o torna extremamente simples. No entanto, a determinação do ângulo de ataque para o qual as pás entram em perda aerodinâmica exige complicados métodos de cálculos aerodinâmicos [44, 46].

Como desvantagens para o controle passivo para limitação de potência são a menor eficiência para baixas velocidades de vento, as oscilações na região de potência nominal da turbina, devido às variações na densidade do ar, e a impossibilidade de haver partidas assistidas e frenagens de emergência [36].

#### 2. Controle Ativo (*pitch*) ou Regulação de Passo:

Outro método de limitação de potência é por meio da Regulação de Passo, conhecido também como Controle Ativo (*pitch*). Neste método, as pás da turbina eólica são fixadas em seu cubo de modo a permitir sua rotação em torno de seu eixo longitudinal. Assim, o sistema de controle atua sobre o ângulo de passo da turbina no sentido de diminuir o ângulo de ataque e, conseqüentemente, as forças aerodinâmicas sobre a turbina [44, 46].

Com a presença de atuadores para realizar a alteração do ângulo de passo das pás da turbina eólica, o controle ativo proporciona melhor controle de variações da potência de saída da turbina em relação ao controle passivo, mantendo a potência gerada em torno da potência nominal do gerador elétrico por meio de um controle mais preciso, além de auxiliar no processo de partida da turbina e de parada de emergência, melhorando também a eficiência em baixas velocidades de vento [36, 43, 44]. No entanto, a baixa velocidade do mecanismo de inclinação e rajadas de vento provocam flutuações de potência mecânica [36].

#### 3. Perdas Aerodinâmicas Ativas (*active stall*).

A terceira estratégia possível para limitar a potência mecânica de turbinas eólicas é pelo controle denominado por Perdas Aerodinâmicas Ativas, o qual combina a robustez da regulação por perda aerodinâmica passiva com as vantagens da regulação por passo. Neste

tipo de controle, são utilizados também atuadores para alterar o ângulo de passo das pás. No entanto, a variação no ângulo do passo é menor para obter a mesma diminuição de potência em comparação com a regulação por passo [36, 44].

Com isso, é possível realizar a limitação de potência de forma mais suave, diminuindo assim as variações de potência que ocorrem em relação à regulação por passo devido a necessidade de variar menos o ângulo das pás para diminuir a mesma quantidade de potência. No entanto, isso acarreta em menor precisão do controlador em comparação com a regulação por passo [36, 44].

### 3.2.3 Geradores elétricos

Basicamente, um aerogerador pode ser equipado com qualquer tipo de gerador trifásico que seja possível conectá-lo à rede elétrica, sendo que os principais geradores genéricos são os síncronos e os de indução, além de suas variações [36]:

- Gerador assíncrono, ou de indução:
  - gerador de indução de gaiola de esquilo (SCIG);
  - gerador de indução de rotor bobinado (WRIG):
    - Gerador de indução *OptiSlip* (OSIG),
    - Gerador de indução duplamente alimentado (DFIG).
- Gerador síncrono:
  - gerador de rotor bobinado (WRSG);
  - gerador de ímã permanente (PMSG).

Esses tipos de geradores é que permitem classificar os aerogeradores tomando o controle de velocidade como critério, visto que, a princípio, geradores de indução operam com velocidade fixa e os geradores síncronos com velocidade variável [36, 46]. No entanto, com a utilização de conversores de potência, os geradores de indução também são utilizados em operações de turbinas eólicas com velocidade variável controlada [43].

O gerador mais comumente usado em turbinas eólicas é o gerador de indução [44]. Ele possui várias vantagens, como robustez e simplicidade mecânica e, como é produzido em grande escala, também tem um preço baixo. A principal desvantagem é que seu estator precisa de uma corrente de magnetização reativa. O rotor de um gerador de indução pode ser projetado como rotor de curto-circuito (rotor tipo gaiola de esquilo) ou como rotor bobinado [36, 43].

O gerador de indução não contém ímãs permanentes e não é excitado separadamente, portanto, ele precisa receber sua corrente de excitação de outra fonte e consome energia reativa. A potência reativa consumida pelo gerador pode ser fornecida pela rede ou por um sistema eletrônico de potência e seu campo magnético é estabelecido somente se estiver conectado à rede [44].

Máquinas de indução são máquinas de corrente alternada em que o enrolamento do estator é excitado com correntes alternadas de modo que estas induzem correntes no rotor da máquina, o qual possui seus enrolamentos eletricamente em curto-circuito, a partir de um movimento relativo entre a velocidade do rotor e a velocidade síncrona do campo excitado no estator da máquina, denominado escorregamento. A tensão aplicada ao enrolamento do estator possui frequência e tensão constantes, enquanto que a tensão induzida no rotor possui

frequência e tensão variáveis, como consequência da velocidade de rotação do rotor com relação à velocidade síncrona da máquina [47].

O torque de uma máquina de indução é proporcional ao seu escorregamento, isto é, o torque da máquina decresce à medida que o seu escorregamento decresce também. Quando a velocidade de rotação do rotor é igual à velocidade síncrona da máquina de indução e seu escorregamento é zero, o torque também é zero. Caso a máquina de indução seja acionada como com velocidade superior à velocidade síncrona, ou seja, com escorregamento “negativo”, o torque será também negativo e a máquina passa a operar como gerador [46, 47]. A Figura 11 mostra a curva conjugado x escorregamento característica de uma máquina de indução.

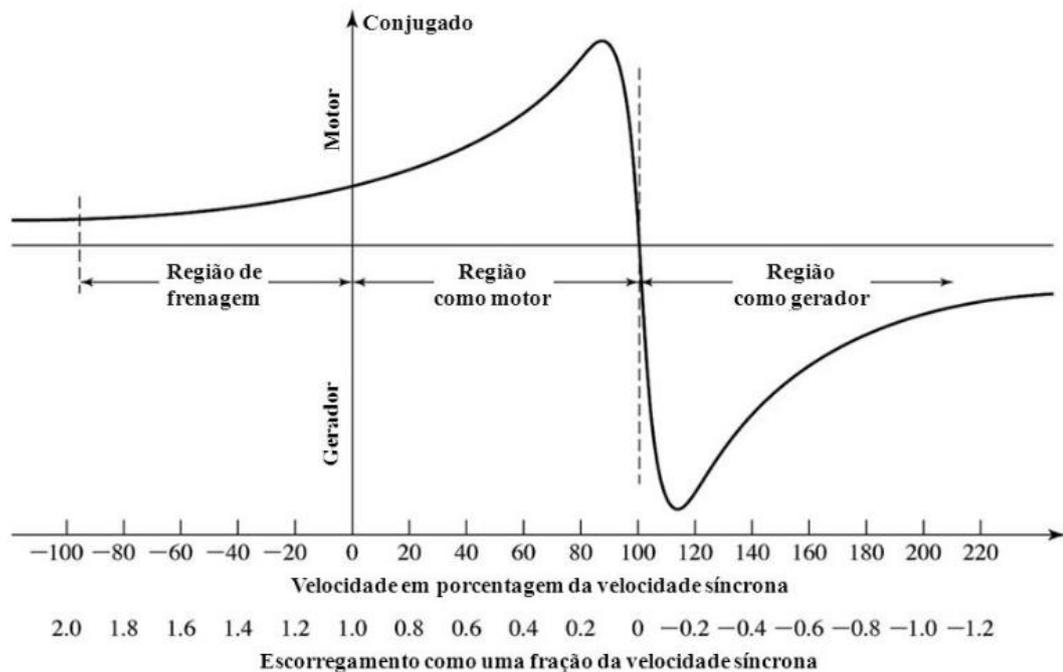


Figura 11 – Curva conjugado x escorregamento de uma máquina de indução.

Fonte: Figura extraída de [47].

O gerador síncrono é mais caro e mecanicamente mais complicado do que um gerador de indução de tamanho similar. No entanto, possui vantagens em relação ao gerador de indução, como não exigir uma corrente de magnetização reativa provinda da rede elétrica a qual está conectado [36]. O campo magnético no gerador síncrono pode ser gerado por ímãs permanentes ou por enrolamentos de campo convencional. Se o gerador síncrono tiver um número adequado de pólos, pode ser usado para aplicações de acionamento direto sem exigir caixa de engrenagens, como é para os WRSG e PMSG multipolares [46].

Assim como uma máquina síncrona, o uso do gerador síncrono é empregado juntamente com um conversor eletrônico de potência para realizar sua conexão com a rede. A aplicação de tal gerador permite uma operação de velocidade variável das turbinas eólicas [36, 44].

A seguir, serão relacionadas algumas características das variantes dos geradores de indução utilizados em sistemas de conversão de energia eólica. Devido ao propósito deste trabalho de analisar os possíveis impactos de geradores eólicos à rede de distribuição do ponto de vista de estabilidade de tensão, não é do escopo deste trabalho apresentar todas as

características de funcionamento de cada gerador. Portanto, serão apresentadas apenas as características relacionadas ao seu funcionamento no sistema eólico e de sua conexão à rede. Demais informações podem ser obtidas em literaturas específicas de máquinas elétricas, como em [47].

### 3.2.3.1 Gerador de indução de gaiola de esquilo (SCIG)

O SCIG é ilustrado pela Figura 12. Ele tem sido a escolha predominante devido à sua simplicidade mecânica, alta eficiência e baixa necessidade de manutenção [48]. Além disso, o SCIG possui configurações que permite ser acoplado diretamente à rede e sua velocidade apresenta uma variação percentual muito pequena devido ao escorregamento do gerador causado por mudanças na velocidade do vento. Portanto, este gerador é usado para turbinas eólicas de velocidade fixa. O gerador e o rotor da turbina eólica são acoplados através de uma caixa de engrenagens, pois as faixas de velocidade ideais do rotor e do gerador são diferentes [36, 43, 44].

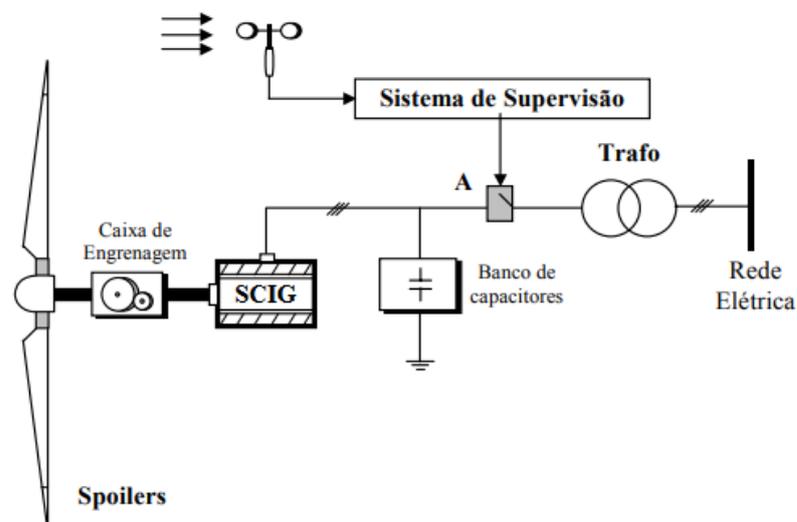


Figura 12 – Aerogerador com SCIG.

Fonte: Figura extraída de [44].

Este tipo de gerador tem uma característica de velocidade de torque íngreme e, portanto, flutuações na energia eólica são transmitidas diretamente para a rede devido à alta corrente *in-rush* durante a conexão com a rede. Turbinas eólicas baseadas em um SCIG são tipicamente equipadas com um mecanismo de *soft-starter* e uma instalação para compensação de potência reativa, já que SCIGs consomem energia reativa [43, 44].

Durante a operação normal e conexão direta a uma rede elétrica forte, o SCIG é muito robusto e estável e seu escorregamento varia e aumenta com o aumento da carga. O maior problema é que, devido à corrente de magnetização fornecida pela rede ao enrolamento do estator, o fator de potência de carga total é relativamente baixo [44].

As formas de compensar este fator de potência baixo e fornecer a potência reativa consumida, sem ser predominantemente extraída da rede, é por meio de bancos de capacitores conectados em paralelo ao gerador e por meio de conversores eletrônicos de potência [43]. Sem nenhum componente elétrico para fornecer a energia reativa, esta é tomada diretamente da rede, o que pode causar perdas adicionais durante a transmissão e, em certas situações, pode tornar a rede instável.

Nos SCIGs existe uma relação única entre a potência ativa, a potência reativa, a tensão nos terminais e a velocidade do rotor. Isso significa que, em ventos fortes, a turbina eólica pode produzir mais energia ativa somente se o gerador extrair mais energia reativa da rede. Portanto, diz-se que a quantidade de energia reativa consumida por um SCIG é incontrolável porque ela varia com as condições do vento [36].

No caso de falhas, os SCIGs, sem qualquer sistema de compensação de potência reativa, podem levar à instabilidade de tensão da rede e o rotor da turbina eólica pode acelerar devido ao desequilíbrio entre o torque elétrico e o torque mecânico [36]. Assim, quando a falha é eliminada, os SCIGs retiram uma grande quantidade de energia reativa da rede, o que provoca uma diminuição adicional na tensão.

### 3.2.3.2 Gerador de Indução de Rotor Bobinado (WRIG)

No caso de um WRIG, as características elétricas do rotor podem ser controladas externamente e, assim, a tensão do rotor pode ser controlada. Os enrolamentos do rotor podem ser conectados externamente através de anéis coletores e escovas ou por meio de equipamentos eletrônicos de potência que podem, ou não, exigir anéis coletores e escovas.

Ao usar eletrônica de potência, a energia pode ser extraída ou injetada no circuito do rotor, permitindo ao gerador ser magnetizado tanto pelo circuito do estator, quanto pelo do rotor. Assim, é também possível recuperar a potência de escorregamento do circuito do rotor e alimentá-lo na saída do estator. A desvantagem do WRIG é que ele é mais caro e não é tão robusto quanto o SCIG [36].

A indústria de turbinas eólicas usa mais comumente as seguintes configurações de WRIG: (1) o gerador de indução OptiSlip® (OSIG) e (2) o conceito de gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) [36].

O recurso OptiSlip® permite ao gerador um escorregamento variável, dentro de uma pequena faixa, e a escolha de um escorregamento ideal, resultando em menores flutuações na potência de saída do gerador. Este escorregamento variável é uma maneira muito simples, confiável e econômica de obter reduções de carga mecânica em comparação com soluções mais complexas, como turbinas eólicas de velocidade variável com conversores de potência [49].

Os OSIGs são WRIGs com uma resistência variável externa ao rotor conectada aos enrolamentos do rotor. O escorregamento do gerador é alterado modificando a resistência total de seu rotor por meio de um conversor, montado no eixo do rotor [49]. O conversor é controlado eletronicamente, o que significa que não são necessários anéis coletores, e o estator do gerador fica conectado diretamente à rede [36].

O DFIG consiste de um WRIG com os enrolamentos do estator diretamente conectados à rede trifásica e com os enrolamentos do rotor conectados em um conversor de potência, na maioria do tipo *back-to-back* bidirecional construído com IGBT [43], conforme ilustra a Figura 13.

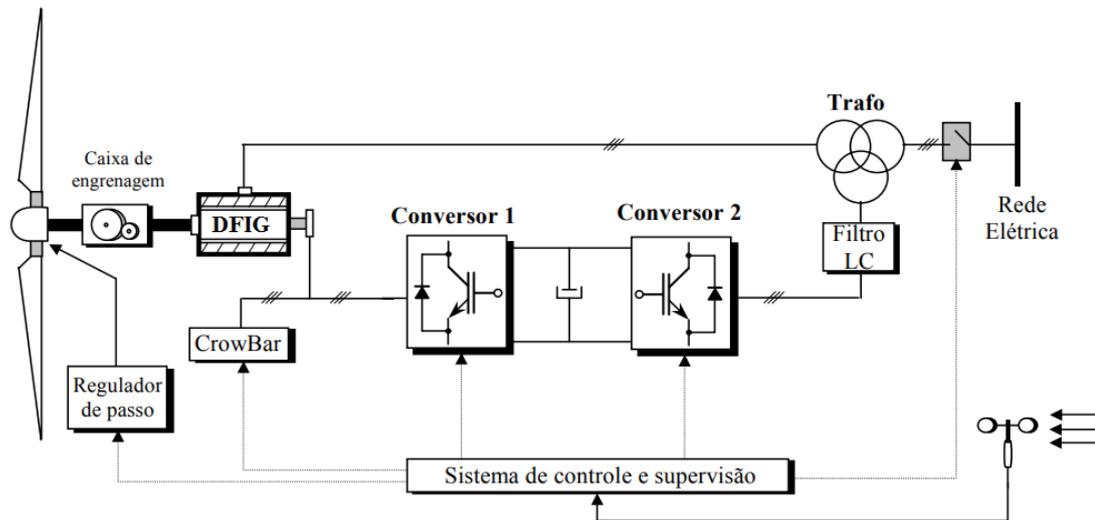


Figura 13 – Aerogerador com DFIG.

Fonte: Figura extraída de [44].

O termo "duplamente alimentado" refere-se ao fato de que a tensão no estator é aplicada a partir da rede e a tensão no rotor é aplicada pelo conversor de potência. Este sistema permite uma operação de velocidade variável dentro de uma maior faixa de velocidade em comparação com o OSIG [43, 44, 50]. O conversor compensa a diferença entre a frequência mecânica e a elétrica, injetando uma corrente no rotor com uma frequência variável. Tanto durante a operação normal, quanto em falhas, o comportamento do gerador é governado pelo conversor de potência e seus controladores [36].

Em situações que o gerador deve ser rapidamente desconectado da rede elétrica, um circuito denominado *crowbar* previne que altas tensões no rotor sejam geradas em função do aparecimento de correntes elevadas no estator do gerador [44].

O conversor de potência consiste em dois conversores: o conversor do lado do rotor e o conversor do lado da rede, que são controlados independentemente um do outro. A ideia principal é que o conversor do lado do rotor controla a potência ativa e reativa, controlando os componentes da corrente do rotor, enquanto que o conversor do lado da rede controla a tensão do barramento CC e garante uma operação do conversor com fator de potência unitário, ou seja, potência reativa nula [36, 50].

Dependendo da condição de operação do inversor, o rotor pode fornecer ou consumir energia da rede, de modo que o sentido de potência ativa e reativa muda em cada situação: em uma situação de operação sob-síncrona, a potência flui do rotor para a rede através do conversor; enquanto flui na direção oposta em uma situação de operação sub-síncrona. Em ambos os casos de operação – sub-síncrona e sob-síncrona – o estator injeta energia na rede [36, 50].

Como vantagens, o DFIG tem a capacidade de controlar a potência reativa e desacoplar o controle de potência ativa do controle de potência reativa, controlando independentemente a corrente de excitação do rotor. Além disso, o DFIG não precisa necessariamente ser magnetizado pela rede elétrica, podendo ser magnetizado a partir do circuito do rotor, e ele é capaz de gerar energia reativa através do conversor do lado da rede e fornecê-la ao estator [43].

### 3.3 Impactos da Geração Distribuída em sistemas elétricos

Muitas mudanças no comportamento da sociedade e no modo de consumo tem alterado o setor elétrico nas últimas décadas. Além disso, o modo como o sistema elétrico era conhecido, dividido em geração, transmissão e distribuição e estes integrados verticalmente, com a geração sendo de propriedade de um ou poucos, vem sendo modificado com a presença cada vez maior de pequenas unidades geradoras em forma de GD a partir de fontes renováveis em sua maioria, conectados ao sistema de distribuição, como é mostrado em [51, 52, 53].

Sendo assim, todas essas mudanças terão um impacto no sistema elétrico, mas é difícil obter uma visão geral de todos eles, pois a geração, a rede e até mesmo o consumo mudam o tempo todo. Como exemplos de mudanças no sistema elétrico, tem-se a substituição de linhas aéreas por cabos subterrâneos e a construção de linhas HVDC. Exemplos de redução no consumo são a substituição de lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes compactas e lâmpadas de *led*. Exemplos de aumento no consumo de eletricidade são trocadores de calor elétrico, como aquecedores e ar-condicionado, trens de alta velocidade e carros elétricos.

A conexão de GD em redes elétricas pode resultar em vários benefícios, tanto para a concessionária de distribuição de energia elétrica, quanto para os consumidores, como mostra [54]. Impactos como a redução de perdas nas linhas de transmissão, redução dos impactos ambientais causados pela substituição de combustíveis fósseis, aumento da eficiência energética local, alívio dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, entre outros, são observados pelo setor energético. Para os consumidores, os benefícios se notados, sobretudo, no menor custo da energia elétrica utilizada.

No entanto, um dos impactos mais significativos é que não há mais um controle sobre a localização de unidades geradoras no sistema elétrico, nem sobre a produção de energia elétrica dessas unidades geradoras, visto que sua produção é determinada pelo mercado e as concessionárias são obrigadas a fornecer o acesso de produtores independentes às redes de distribuição [55]. Com isso, o operador do sistema só é informado sobre a conexão de geração no sistema elétrico e só pode intervir no mercado quando os fluxos de energia resultantes colocam em risco a segurança operacional.

Grandes centrais geradoras convencionais são conectadas à rede de transmissão ou subtransmissão, onde o fluxo de potência pode percorrer diversos caminhos até o consumidor final. Por outro lado, os sistemas de distribuição são projetados para o transporte de energia em uma única direção, ou seja, para os consumidores, o que pode causar problemas com a intensificação de GD conectados nestes sistemas [52].

A identificação de qual, ou quais problemas provocados pela inserção de GD em sistemas de distribuição não são conclusivos sem uma análise prévia, visto que eles dependem fortemente das características locais do sistema, das características da GD e do tipo de interface de conexão com a rede usada. De modo geral, os potenciais impactos adversos no nível de distribuição incluem [36, 56, 57, 58]:

- A sobrecarga de alimentadores e transformadores que pode ocorrer devido a grandes quantidades de geração de energia elétrica durante períodos de baixo consumo;

- O aumento do risco de sobretensões devido à geração localizada em partes remotas de um alimentador de distribuição, o que poderia, em teoria, ocorrer antes mesmo que a produção exceda o consumo. Em alguns casos, mais raros, podem ocorrer subtensões devido à localização da GD logo após compensadores de perda em alimentador que provocam falhas no controle da regulação da tensão;
- O nível de distúrbios de qualidade de energia pode aumentar além do que é aceitável para outros clientes devido à introdução da geração distribuída;
- A atuação incorreta de proteções como consequência potencial de grandes quantidades de geração distribuída inserida ao sistema de distribuição, o que pode ser falha de operação ou operação indesejada.

Assim, todas as possíveis consequências e impactos causados pela conexão de GD em sistemas de distribuição devem ser avaliados durante a fase de projeto destes sistemas, a fim de se avaliar vários aspectos das redes. Isso pode ser de difícil análise em sistemas de distribuição já em operação, visto que as fontes de energia das GDs são, na grande maioria, flutuantes e imprevisíveis por dependerem de condições climáticas, o que geram novas incertezas para os operadores de sistemas elétricos existentes [59].

## 4 ESTABILIDADE DE TENSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Neste capítulo, são abordados alguns conceitos relevantes sobre a estabilidade de sistemas elétricos de potência, com ênfase na estabilidade de tensão e suas possíveis causas para levar o sistema à instabilidade. Além disso, é feita uma breve explanação sobre a técnica da curva PV, que analisa o comportamento do nível de tensão até o ponto de máximo carregamento.

### 4.1 A estabilidade em sistemas elétricos de potência

O crescente aumento da demanda por energia elétrica, juntamente com restrições ambientais para a ampliação da geração e com a escassez de recursos têm desafiado operadores e planejadores dos Sistemas Elétricos de Potência. Estes sistemas elétricos possuem grande presença de pontos de conexão em sua extensão e de sistemas de controle a fim de utilizar sua capacidade máxima de geração e transmissão sem prejudicar o fornecimento de energia elétrica de forma confiável e econômica [60].

A localização das centrais de geração de energia elétrica longe dos principais centros de consumo para a utilização de fontes primárias de energia na produção de energia elétrica, como a energia hidráulica, exige longas linhas para transmitir a energia convertida e conectar geração e consumidores. No entanto, fatores que restringem novas linhas de serem construídas contribuem para a operação das linhas existentes de forma sobrecarregada e impulsionam a busca por soluções que permitem explorar ao máximo seus limites térmicos [60].

Este cenário coloca os sistemas elétricos em um limiar entre a operação de forma confiável, contínua e segura, e uma operação instável, desequilibrada, provocada pela presença de distúrbios no sistema. Muitas vezes, estes distúrbios ocorridos no sistema elétrico podem ser eliminados sem acarretar em prejuízos no atendimento dos clientes conectados a ele. No entanto, em alguns casos, os sistemas de controle não são capazes de exercer esta função, provocando assim a interrupção do fornecimento de energia elétrica em determinadas regiões do sistema elétrico, ou no sistema elétrico como um todo.

A estabilidade de sistemas de potência é a maior preocupação na operação destes sistemas [60], a qual pode ser entendida como a capacidade do sistema de operar de forma equilibrada, sem a presença de distúrbios, e recuperar um novo ponto de equilíbrio quando submetido a distúrbios transitórios. Quando este equilíbrio não é atingido, então o sistema apresenta problemas de instabilidade [61].

Os sistemas elétricos estão sujeitos a distúrbios transitórios a todo momento e a sua capacidade de absorver estes distúrbios e se auto ajustar para as novas condições de operação sem prejudicar o fornecimento de energia elétrica às cargas conectadas a ele é que determina a sua estabilidade.

Variações de carga ao longo do dia e mudanças de *tap* de transformadores são exemplos de pequenos distúrbios ocorridos continuamente nos sistemas elétricos, enquanto que saída de grandes linhas de transmissão e de geradores do sistema, assim como curtos-circuitos em linhas, são exemplos de grandes distúrbios. Todos eles, pequenos ou grandes, afetam diretamente a operação dos sistemas em um estado estável e cabe aos sistemas de

controle e operação do sistema eliminá-los. Tão crítico quanto o tamanho do distúrbio, a duração do distúrbio também impacta significativamente na estabilidade do sistema [18, 60].

Para facilitar a análise da estabilidade de sistemas elétricos de potência, são adotadas algumas simplificações durante a identificação de fatores cruciais que provocam a instabilidade, como a criação de métodos para aperfeiçoar a operação estável destes sistemas, além de categorizar a estabilidade, o que se mostra essencial em análises práticas de resolução de problemas de instabilidade [61].

É apresentado na Figura 14 um panorama geral do problema de estabilidade em sistemas elétricos por meio da separação dos tipos de estabilidade em categorias, as quais são baseadas nas considerações apresentadas em [61]: o modo de instabilidade, determinado pela natureza física dos elementos do sistema principal em que a instabilidade é observada; o tamanho do distúrbio ocorrido no sistema; e os dispositivos, processos e o intervalo de tempo levados em conta na avaliação da estabilidade.

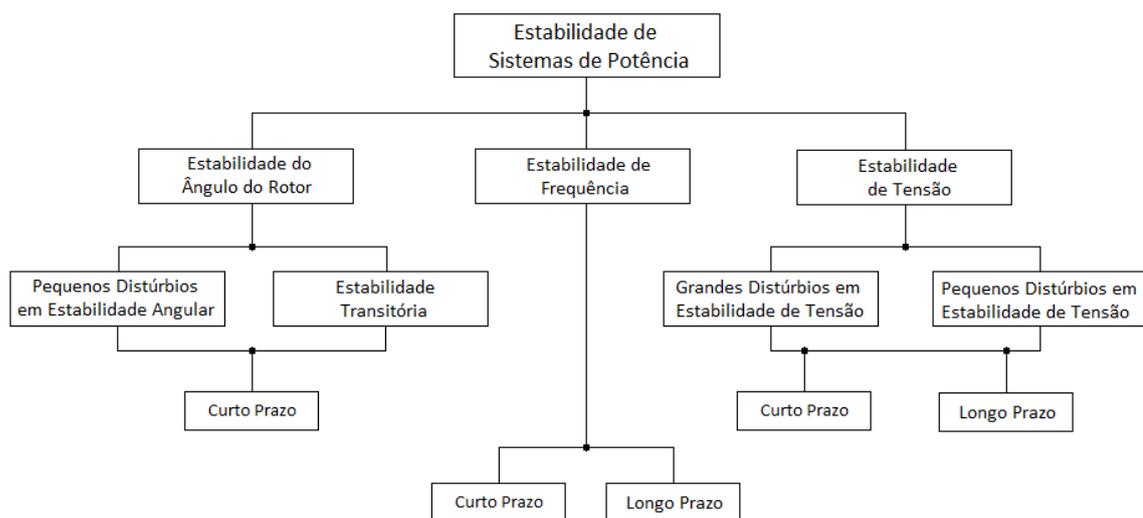


Figura 14 – Classificação do problema de estabilidade de tensão.

Fonte: Figura adaptada de [18].

A estabilidade do ângulo do rotor é uma das categorias de estabilidade de sistemas elétricos a qual envolve distúrbios transitórios relacionados a máquinas síncronas de geradores do sistema elétrico. Esse tipo de estabilidade depende da capacidade destes geradores de manter ou restaurar o equilíbrio dinâmico entre o torque eletromagnético e o torque mecânico de cada máquina síncrona do sistema e, na ocorrência da instabilidade, há o aumento de oscilações angulares de alguns geradores que levam à perda de sincronismo com os demais geradores o sistema [61].

A segunda categoria de estabilidade, a estabilidade de frequência, se refere à capacidade de um sistema elétrico de manter sua frequência estável após a ocorrência de um grande distúrbio, o qual resulta em um desequilíbrio entre a geração e a carga [61]. Como consequência, a instabilidade resultante ocorre como oscilações de frequência sustentadas que provocam o disparo de proteções de unidades geradoras e cargas.

A estabilidade de tensão, por sua vez, se resume à habilidade do sistema elétrico de permanecer com níveis de tensões de seus barramentos estáveis após a ocorrência de um distúrbio, a partir de uma determinada condição inicial de operação, sendo ela dependente da

capacidade do sistema de restaurar um ponto de equilíbrio entre a demanda e a geração [61]. Quando não é capaz de sustentar as tensões de todos os barramentos em níveis aceitáveis, o sistema apresenta instabilidade que pode resultar em perda de cargas em algumas áreas, ou em todos o sistema, e o disparo de proteções de elementos do sistema, conduzindo a interrupções em cascata [62].

Neste trabalho, será delimitado o estudo da estabilidade de tensão a fim de se analisar, de forma estática, a estabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica.

#### **4.1.1 Estabilidade de tensão**

Assim como já mencionado, a estabilidade de tensão é a habilidade de um sistema elétrico de sustentar as tensões de todos seus barramentos de forma estável, a partir de uma condição inicial de operação, após este sistema ser submetido a um distúrbio. Quando um estado estável de tensões pós-distúrbio do sistema não é mantido, o sistema sofre um colapso de tensão.

Colapso de tensão é o processo no qual a sequência de eventos pós-distúrbio acarreta em colapsos totais (*blackout*) ou parciais ou em níveis de tensões anormalmente baixos em um sistema elétrico [61, 18], mesmo após a atuação de medidas de controle, como a mudança de *tap* de transformadores.

O problema de estabilidade ocorre quando a potência consumida pela carga conectada aos barramentos é conduzida a ser restaurada por ações de elementos de controle do sistema, como o ajuste do escorregamento de motores assíncronos e a presença de reguladores de tensão em sistemas de distribuição, em consequência ao distúrbio sofrido. Esse processo provoca ainda mais estresse às linhas de transmissão, resultando em aumentando do consumo de potência reativa e redução de tensão no barramento [61].

Quando esta restauração atinge valores de potência superiores à capacidade de transmissão e geração do sistema, ocorre o problema da instabilidade de tensão. Portanto, os problemas de instabilidade de tensão e o fenômeno de colapso de tensão estão relacionados com a incapacidade do sistema elétrico de fornecer suporte de potência reativa aos seus barramentos de carga [63, 19, 62].

Sobretensões nos barramentos de um sistema elétrico podem também gerar riscos à sua estabilidade, visto que em situações de operação de linhas de transmissão abaixo da impedância de carga, estas apresentam um comportamento capacitivo que elevam os níveis de tensão dentro de um sistema. Além disso, limitadores de subexcitação de geradores e compensadores síncronos podem impedir a absorção de potência reativa da linha de transmissão. Assim, a instabilidade de tensão está associada tanto à instabilidade do sistema de geração, quanto ao de transmissão [18].

Diante deste conjunto de gatilhos que podem ameaçar a estabilidade de tensão de um sistema elétrico, é possível classificá-la conforme as subcategorias, de acordo com [65], em: Estabilidade de Tensão para Pequenos Distúrbios; e Estabilidade de Tensão para Grandes Distúrbios. A primeira, relaciona-se à habilidade do sistema de restaurar níveis de tensões estáveis em todos seus barramentos em condições pós-distúrbio de pequenas proporções e considera que pode-se realizar análises em regime permanente por considerar período de tempo de análise na ordem de dezenas de minutos.

Já a segunda subcategoria relaciona-se à habilidade do sistema de restaurar níveis de tensões estáveis em todos seus barramentos em condições pós-distúrbio de grandes proporções e considera o período de tempo de análise de alguns segundos à minutos, sendo necessário considerar a análise em regime transitório a partir de equações não lineares [65].

Em situações que envolvem componentes de ação rápida associados a cargas, como motores de indução e controles eletrônicos, a análise da estabilidade de tensão é realizada em curto prazo, em que o período de análise não é superior a alguns segundos e as cargas são modeladas de forma dinâmica, representadas por equações diferenciais [62].

Por sua vez, em situações que envolvem componentes de ação lenta, como transformadores com mudança de *tap* e limitadores de corrente de geradores, a análise da estabilidade de tensão é feita em longo prazo, com períodos de análises que podem atingir dezenas de minutos [62]. Dessa forma, simulações de longo prazo são utilizadas para analisar o comportamento dinâmico do sistema. Além disso, distúrbios em estabilidade de tensão de longo prazo podem ocorrer em situações de aumento sustentado de carga em horários de pico, por exemplo. Nestes casos, análises estáticas podem ser usadas para estimar margens de estabilidade que identificam fatores que impactam na estabilidade [61].

#### **4.2 Curva tipo PV e Margem de Carregamento de sistema elétricos de potência**

A instabilidade de tensão é caracterizada por ser um processo dinâmico da carga, embora seja utilizada com êxito a modelagem estática dos sistemas elétricos de potência em estudos de análise da estabilidade de tensão, como no cálculo de curvas PVs, as quais relacionam o perfil de tensão de barramentos do sistema com seu carregamento [60, 18, 19]. Estas curvas, associadas ao ponto de máxima transferência de potência, permitem analisar diferentes condições operativas do sistema e possibilitam determinar a Margem de Estabilidade de Tensão (MET), ou Margem de Carregamento.

A partir do cálculo de curvas PVs, é possível realizar uma avaliação das condições de operação de sistemas elétricos. Essas curvas podem ser determinadas para sistemas radiais e multiterminais analisando-se a variação da tensão de determinado barramento à medida que seu carregamento aumenta, sendo determinadas por sucessivas soluções de fluxo de potência convencionais. A partir de uma condição inicial do sistema, cada ponto operativo tem seu carregamento gradualmente aumentado até atingir um ponto limite para a região de operação estável, em que as soluções dos fluxos de potência definem o traçado da curva PV. A Figura 15 ilustra curvas PVs definidas para valores diferentes de fator de potência do barramento de carga.

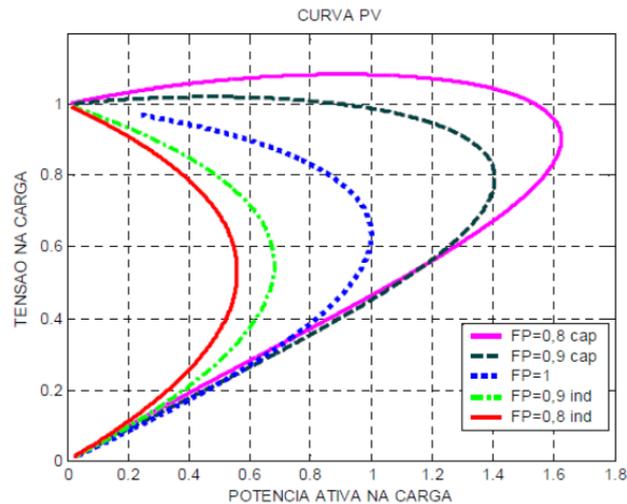


Figura 15 - Curva PV para diferentes fatores de potência.  
Fonte: Figura extraída de [66].

Pelo estudo da estabilidade de tensão em regime permanente, é possível obter o Ponto de Máximo Carregamento (PMC), ou ponto de Máxima Transferência de Potência (MTP), do sistema analisado, considerado como ponto crítico de estabilidade de tensão [19]. Este ponto é de suma importância por determinar a margem de carregamento de sistemas elétricos de potência a partir da análise modal. O ponto de máximo carregamento define a fronteira entre as regiões de operação estável e instável da curva PV, estando associado à singularidade da matriz Jacobiana em métodos iterativos para cálculo do fluxo de potência [67]. Para carregamentos superiores ao valor correspondente a este ponto máximo, a geração e a rede não são fisicamente capazes de suprir a carga especificada.

A curva PV genérica, ilustrada na Figura 16, apresenta o ponto de MTP e um ponto de operação atual do sistema. A Margem de Carregamento do sistema é definida como a distância existente entre estes dois pontos. Esta margem representa o limite de consumo de potência ativa possível de ser fornecida pelo sistema que o mantém operando na região estável da curva. Quanto mais próximo o ponto de operação se encontra do ponto de MTP, menor é a margem de estabilidade e, conseqüentemente, maior o risco de instabilidade de tensão do sistema [67].

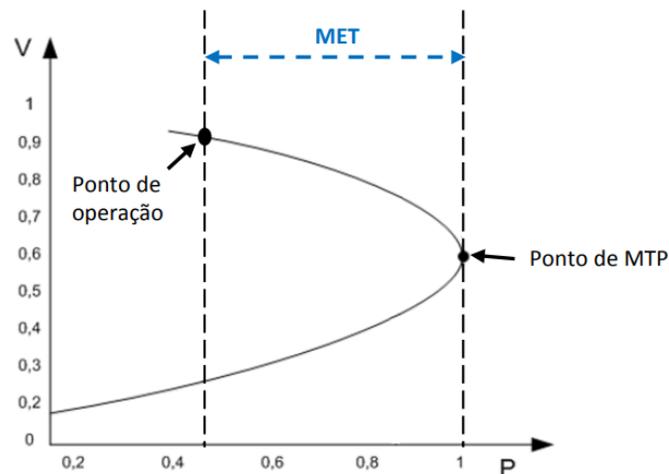


Figura 16 – Margem de Carregamento, ou Margem de Estabilidade de Tensão (MET).  
Fonte: Figura adaptada de [68].

Pela Figura 16, também é possível observar que para valores de potência ativa menores que o ponto de MTP existem dois valores de tensão correspondentes ao mesmo valor de potência, definindo duas regiões de operação do sistema para o mesmo valor de carga: os pontos operativos da parte inferior da curva, situados abaixo do ponto de MTP, pertencem a uma região de operação instável, enquanto que os pontos operativos da parte superior da curva situam-se na região de operação estável da curva PV [68].

## 5 FLUXO DE POTÊNCIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

### 5.1 Modelagem de sistemas de distribuição

As simulações computacionais de sistemas em geral são de grande importância em diversos setores industriais e comerciais, devido ao ambiente cada vez mais dinâmico que envolve as organizações e as incertezas presentes nos setores econômico e tecnológico. Essas simulações têm como principal propósito auxiliar operadores na tomada de decisões e a planejar sistemas e cadeias produtivas, pois, segundo [69], a simulação é a representação de um sistema real, modelado em ambiente computacional, para avaliação e melhoria de seu desempenho.

Em sistemas elétricos, as simulações auxiliam nos processos de tomada de decisões dos operadores do sistema e influenciam no planejamento dos mesmos. Para tanto, a representação dos componentes que compõe uma rede elétrica por meio de modelagem matemática fornece uma representação que busca se aproximar ao máximo da realidade e faz da simulação computacional uma ferramenta poderosa capaz de fornecer resultados para se avaliar a dinâmica do sistema, permitindo assim uma interpretação abrangente do mesmo.

Um sistema de distribuição se inicia a partir de uma subestação de distribuição local que atende os alimentadores primários do sistema. Estes alimentadores, por sua vez, distribuem a energia elétrica para as regiões de cargas a partir da rede de distribuição primária, alimentando ao longo de sua extensão redes laterais a partir de transformadores de distribuição. A topologia dos alimentadores é radial, sendo que há apenas um caminho para o fluxo de potência fluir da subestação para os consumidores.

Além disso, os alimentadores atendem cargas predominantemente desbalanceadas, devido à grande presença de conexões de cargas monofásicas e bifásicas em segmentos de linha monofásicos, bifásicos e trifásicos, e devido à geometria física de sua rede que apresenta espaçamentos desiguais entre seus condutores sem a ocorrência de transposição entre eles.

Devido a estas características do sistema de distribuição, não é adequada a utilização de métodos de simulação com modelos que se baseiam em estudos de sistemas de transmissão, pois estes são tratados como sistemas balanceados e, portanto, são representados por sistemas monofásicos equivalentes. Assim, modelos que representam todas as três fases do alimentador em sistemas de distribuição devem ser escolhidos para realizar simulações computacionais a fim de analisar seu comportamento.

Sendo assim, algumas características e informações dos alimentadores primários devem ser levadas em conta para se realizar a modelagem dos sistemas de distribuição. Aspectos de construção da rede elétrica, tais como topologia de rede (aérea/subterrânea), espaçamento entre os condutores e suas características elétricas, aspectos dos componentes conectados em série ao alimentador, como transformadores de distribuição e reguladores de tensão, e dos componentes conectados em paralelo, como banco de capacitores *shunt*, devem ser reunidos para realizar a correta modelagem do alimentador.

Um dos passos críticos para a análise do alimentador de um sistema de distribuição é a modelagem de um segmento de linha, incluindo características, como número de fases presentes, tipo e material do condutor e espaçamentos entre os condutores, que determinam seus parâmetros elétricos, como a impedância série e a admitância *shunt* da linha. A partir da

representação matemática do segmento de linha do alimentador e dos elementos que o compõe, são utilizadas simulações computacionais para se avaliar o comportamento deste alimentador e, então, utilizar das conclusões tiradas para planejar ou operar os sistemas de distribuição.

## 5.2 Fluxo de potência trifásico pelo método *Backward/Forward Sweep*

O cálculo do fluxo de potência em sistemas elétricos consiste essencialmente na determinação do estado da rede elétrica, das tensões em cada barramento do sistema, das distribuições dos fluxos de potência pelas linhas e de outras grandezas de interesse. A partir do seu cálculo, informações obtidas permitem a determinação do estado operativo do sistema elétrico, verificar se o sistema opera de forma adequada, prever carregamento dos sistemas e definir ações que tornam a operação da rede mais segura e econômica.

A modelagem do sistema é estática, ou seja, em regime permanente, sendo a rede elétrica representada por equações e inequações algébricas. Situações nas quais as variações com o tempo são suficientemente lentas são desprezadas. Desde a década de 1960, diversos métodos têm sido propostos para resolver o problema de fluxo de potência para sistemas radiais, no entanto, ainda sim estes métodos eram muito voltados a resolver problemas de transmissão [70].

A partir do aumento contínuo da demanda dos sistemas de distribuição, novas propostas surgiram para o cálculo de fluxo de potência em sistemas de distribuição radiais. Dentre elas, o método *Backward/Forward Sweep* proposto por [71], baseado na técnica *ladder* para sistemas de distribuição apresentada por [72], apresenta boas características de convergência e muita robustez [70, 73], além de possuir boa precisão na resolução do problema e alta eficiência computacional [74, 75], o que o tornou um dos principais métodos de solução do problema de fluxo de potência para sistemas de distribuição [70].

Métodos iterativos baseado na técnica *ladder* consistem em realizar varreduras a montante da rede, ou seja, partindo do barramento terminal em direção à fonte, a qual é responsável pela determinação do estado do sistema pelo cálculo das correntes nos ramos e representa a principal etapa do processo iterativo. A varredura a jusante é utilizada apenas para atualizar as tensões dos barramentos caso o processo não tenha atingido a convergência na etapa a montante.

O método *Backward/Forward Sweep* consiste de um método iterativo para o cálculo do fluxo de potência de sistemas de distribuição radiais. Os cálculos das grandezas elétricas e do fluxo de potência na rede é realizado separadamente em duas etapas consecutivas, nas quais são realizadas varreduras no segmento de linha.

Na etapa denominada *Forward Sweep* são calculadas as tensões elétricas de todas de cada barramento à montante do barramento de origem do segmento de linha, desde a fonte até os barramentos terminais, enquanto que a etapa *Backward Sweep* consiste no cálculo das injeções de corrente elétrica em cada barramento da linha, com os valores das tensões calculadas anteriormente, usando as Leis de Kirchhoff das Correntes (LKC) e das Tensões (LKT), em que é realizada a soma dessas injeções desde as barras terminais até a fonte. Estes passos são repetidos até que se obtenha a convergência do algoritmo [25].

A Figura 17 ilustra um segmento de linha de um alimentador de distribuição radial no qual é aplicada a técnica *ladder* para cálculo de fluxo de potência pelo método *Backward/Forward Sweep*. Para o início do processo de resolução do fluxo de potência da rede, é realizada varreduras à jusante para calcular a tensão no nó 5, que representa o nó terminal da rede, sendo que são desconsideradas a presença de cargas conectadas ao alimentador.

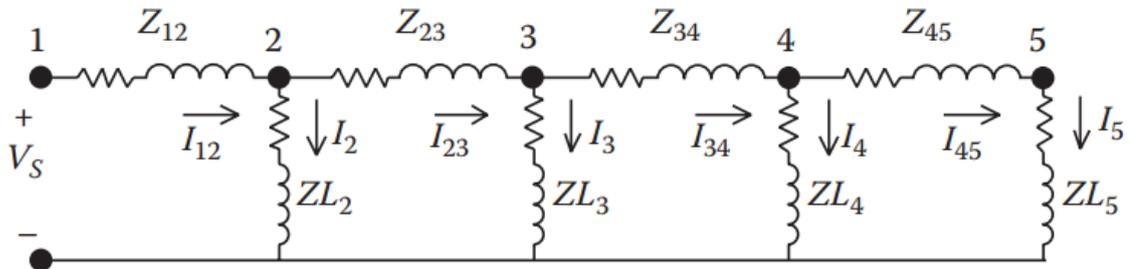


Figura 17 - Segmento de alimentador radial, rede linear.

Fonte: Figura extraída de [25].

Nesta condição inicial, não há corrente elétrica circulante na rede e, portanto, a tensão no nó 5 é igual à da fonte do nó 1. A varredura à montante é então realizada para se determinar a corrente de carga do nó 5, as quais são dadas por:

$$I_5 = \frac{V_5}{ZL_5} \quad 5.1$$

A partir do nó terminal, a corrente de cada trecho é calculada pela LKC, até se determinar o valor da corrente que sai do nó fonte,  $I_{12}$ , sendo que, a cada trecho do alimentador, é calculada a tensão no nó à montante pela LKT. Para o nó 4, o valor de tensão é dado por:

$$V_4 = V_5 + Z_{45} \cdot I_{45} \quad 5.2$$

Com este valor de tensão no nó 4, a corrente de carga deste nó é calculada segundo a Equação 5.1. A varredura à montante continua até que seja calculada a tensão na fonte ( $V_1$ ), a qual é comparada com a tensão especificada da fonte ( $V_S$ ).

Para redes lineares como a ilustrada pela Figura 17, todas as correntes de linha e de carga e as tensões de cada nó do alimentador podem ser multiplicadas pela relação  $V_S/V_1$  para se obter a solução final do fluxo de potência da rede. Já para alimentadores com redes não lineares, a multiplicação das grandezas elétricas da rede não leva à solução do fluxo de potência.

Em redes não lineares, as cargas conectadas ao alimentador são do tipo potência constante, conforme mostra a Figura 18. Para redes não lineares, é necessário continuar o procedimento de varreduras e realizar várias iterações até se atingir uma determinada tolerância e o processo então convergir.

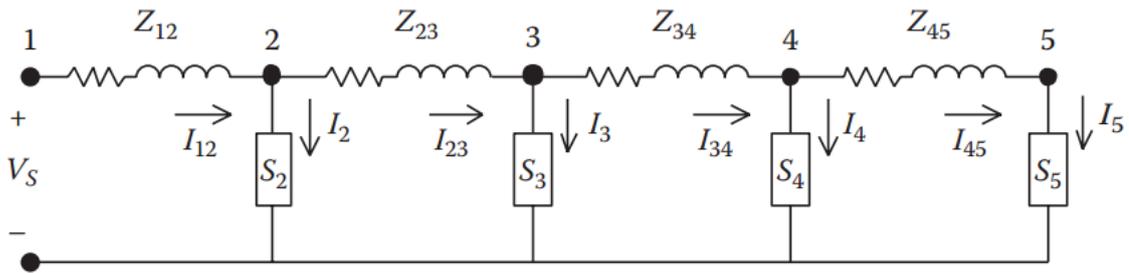


Figura 18 – Segmento de alimentador radial, rede não linear.

Fonte: Figura extraída de [25].

Após calcular a tensão  $V_1$  na fonte na primeira iteração, é realizada nova varredura à jusante para se determinara a tensão em cada nó do alimentador até o nó terminal, iniciando-se no nó à jusante da fonte em que se utiliza a tensão especificada da fonte e as correntes de linha à montante do nó da varredura anterior. Esse processo é realizado para cada trecho da linha, até se calcular a tensão no nó terminal ( $V_5$ ).

Devido ao grande tempo exigido para convergir, é realizada uma modificação na etapa da varredura anterior. Na etapa de varredura à jusante, são calculadas todas as tensões nodais do alimentador usando as correntes de linha obtidas da varredura à montante anterior. Assim, são necessárias mais iterações para convergir o fluxo de potência, porém em um tempo menor. A convergência é atingida quando todas as tensões de fase de todos os nós satisfazem a expressão a seguir:

$$\frac{||V_n| - |V_{n-1}||}{V_{nom}} \leq \text{tolerância} \quad 5.3$$

onde  $n$  representa a iteração atual,  $n - 1$  a iteração anterior e  $V_{nom}$  é a tensão nominal do alimentador.

Para o cálculo do fluxo de potência de alimentadores de distribuição radiais de forma genérica, as equações de varredura à jusante e à montante podem ser reescritas levando em consideração as tensões nodais de fase e as correntes de linha de cada trecho da rede, como é mostrado pela Equações 5.4, indicando a varredura à jusante, e 5.5, indicando a varredura à montante:

$$[V_{LN,abc}]_m = [A] \cdot [V_{LN,abc}]_n - [B] \cdot [I_{abc}]_m \quad 5.4$$

$$[I_{abc}]_n = [c] \cdot [V_{LN,abc}]_m + [d] \cdot [I_{abc}]_m \quad 5.5$$

As matrizes  $[A]$ ,  $[B]$ ,  $[c]$  e  $[d]$ , denominadas de matrizes de varredura [25], são obtidas a partir de manipulações matemáticas da modelagem de um segmento de linha trifásica, as quais relacionam as admitâncias *shunt* e impedâncias série da linha. Os subscritos *abc* representam as três fases da rede, enquanto que os subscritos  $m$  e  $n$  representam o nó à jusante e à montante, respectivamente.

Em alimentadores típicos de distribuição, estão presentes outros elementos série e em paralelo além das cargas estáticas, como é o caso de transformadores, reguladores de tensão, máquinas de indução e banco de capacitores. Neste caso, as matrizes de varredura são determinadas pela modelagem específica de cada elemento, considerando suas características individuais.

## 6 METODOLOGIA

A metodologia proposta para o cálculo da curva PV em barramentos de carga de sistemas de distribuição de energia elétrica consiste, primeiramente, em realizar a modelagem no *software* Matlab<sup>®</sup> de um alimentador de distribuição teste disponibilizado pelo IEEE para simulações computacionais, a partir da modelagem trifásica dos elementos presentes no alimentador e dos segmentos de rede. Em seguida, foi desenvolvido um algoritmo para solucionar problemas de fluxo de potência sob a análise trifásica do alimentador de distribuição e, então, calculada a curva PV do alimentador teste.

Esta metodologia foi novamente simulada com a presença de um gerador eólico conectado ao alimentador teste a fim de se analisar os impactos causados por ele na margem de carregamento da curva PV e do nível de tensão no nó de carga do alimentador.

### 6.1 Modelagem do alimentador

Como os sistemas de distribuição consistem de linhas mono, bi e trifásicas não transpostas, as quais atendem cargas desbalanceadas, é necessário manter a identidade de termos de impedância própria e mútua dos condutores, levando em consideração também o caminho de retorno para a terra das correntes desbalanceadas.

O alimentador de distribuição de energia elétrica utilizado como sistema teste para o desenvolvimento deste trabalho, ilustrado pela Figura 19, é o *IEEE 4 Node Test Feeder*, apresentado em [25] e disponibilizado no site do IEEE [76]. Este alimentador é representado por uma rede radial aérea composta por 4 barramentos, ou 4 nós, com o barramento fonte representando um barramento infinito do sistema elétrico de potência à montante, um segmento de linha em tensão primária de distribuição a três fios entre os nós 1 e 2, um transformador na configuração delta-estrela aterrada entre os nós 2 e 3, e um segmento de linha em tensão secundária de distribuição a quatro fios, entre os nós 3 e 4, que alimenta uma carga trifásica desbalanceada do tipo potência constante.

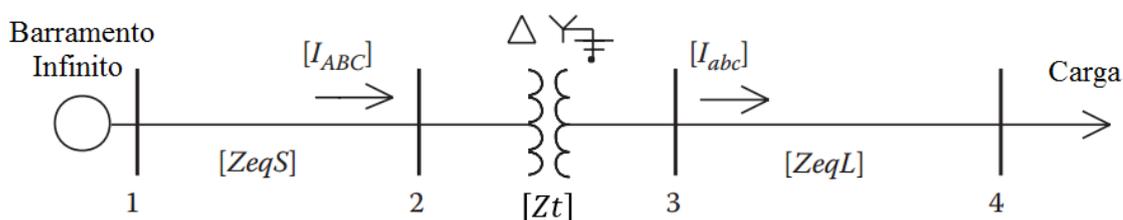


Figura 19 – Sistema Teste de distribuição IEEE 4 barramentos.

Fonte: Figura adaptada de [25].

Os parâmetros utilizados para cada trecho do alimentador e para os elementos conectados em série e em paralelo ao alimentador, bem como os parâmetros elétricos dos condutores elétricos e as características físicas da rede, estão dispostos no Anexo A. Cada um dos elementos deste sistema foram modelados e simulados no *software* Matlab<sup>®</sup> e os resultados obtidos nas simulações computacionais foram confrontados com os resultados apresentados nos Capítulos 9 e 10 de [25], a qual foi utilizada como bibliografia base para a modelagem do sistema e o cálculo do fluxo de potência trifásico.

A seguir, serão apresentados os modelos dos elementos presentes neste alimentador teste utilizados durante as simulações.

### 6.1.1 Modelo de segmento de linha

O modelo de linha trifásica adotado é apresentado na Figura 20. Em redes monofásicas e bifásicas, linhas e colunas preenchidas por zero nas fases faltantes são adotadas. A impedância total do segmento de linha é composta pelas impedâncias próprias das fases ( $\bar{Z}_{ii}$ ) e pelas impedâncias mútuas entre as fases ( $\bar{Z}_{ij}$ ), enquanto que a admitância total da linha é dividida e localizada nas extremidades da linha, segundo modelo *pi* de uma linha elétrica.

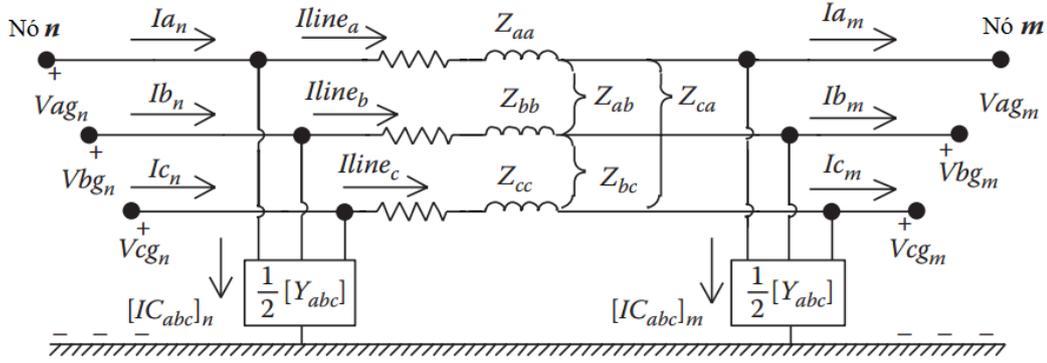


Figura 20 – Modelo de linha trifásica.

Fonte: Figura adaptada de [25].

Para a Figura 20, aplicando-se as leis de corrente e tensão de Kirchhoff, tem-se as Equações 6.1 e 6.2 que relacionam as tensões e correntes de entrada (nó *n*) com as tensões e correntes terminais da linha (nó *m*):

$$\begin{bmatrix} I_{line,a} \\ I_{line,b} \\ I_{line,c} \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_m + \frac{1}{2} \cdot \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_m$$

$$[I_{line,abc}]_n = [I_{abc}]_m + \frac{1}{2} \cdot [Y_{abc}] \cdot [V_{LG,abc}]_m \quad 6.1$$

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_m + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{line,a} \\ I_{line,b} \\ I_{line,c} \end{bmatrix}_n$$

$$[V_{G,abc}]_n = [V_{LG,abc}]_m + [Z_{abc}] \cdot [I_{line,abc}]_n \quad 6.2$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} I_{line,a} \\ I_{line,b} \\ I_{line,c} \end{bmatrix}_n + \frac{1}{2} \cdot \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_n$$

$$[I_{abc}]_n = [I_{line,abc}]_n + \frac{1}{2} \cdot [Y_{abc}] \cdot [V_{LG,abc}]_n \quad 6.3$$

Substituindo a Equação 6.1 na Equação 6.2, chega-se à:

$$[V_{LG,abc}]_n = [a] \cdot [V_{G,abc}]_m + [b] \cdot [I_{abc}]_m \quad 6.4$$

onde

$$[a] = [I] + \frac{1}{2} \cdot [Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}]$$

$$[I] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \text{ é uma matriz identidade } 3 \times 3$$

$$[b] = [Z_{abc}]$$

Como na maioria das situações se pretende calcular a tensão terminal da linha em função da tensão da fonte e da das correntes de carga do nó terminal, a Equação 6.4 é reescrita em função da tensão do nó  $n$  à montante e da corrente no nó  $m$ :

$$[V_{LG,abc}]_m = [A] \cdot [V_{G,abc}]_n - [B] \cdot [I_{abc}]_m \quad 6.5$$

onde

$$[A] = [a]^{-1}$$

$$[B] = [a]^{-1} \cdot [b]$$

Substituindo a Equação 6.1 na Equação 6.3, tem-se:

$$[I_{abc}]_n = [I_{abc}]_m + 1/2 \cdot [Y_{abc}] \cdot [V_{LG,abc}]_m + 1/2 \cdot [Y_{abc}] \cdot [V_{LG,abc}]_n \quad 6.6$$

Agora substituindo a Equação 6.4 na Equação 6.6 e condensando-se a expressão, tem-se:

$$[I_{abc}]_n = [c] \cdot [V_{LG,abc}]_m + [d] \cdot [I_{abc}]_m \quad 6.7$$

onde,

$$[c] = [Y_{abc}] + 1/4 \cdot [Y_{abc}] \cdot [Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}]$$

$$[d] = [I] + 1/2 \cdot [Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}]$$

As Equações 6.5 e 6.7 representam as equações de varredura à jusante e à montante do método *Backward/Forward Sweep*, respectivamente. Para que os parâmetros de rede do alimentador sejam calculados, é necessário determinar as matrizes de impedância série e admitância *shunt* do alimentador, o que será descrito a seguir.

### 6.1.2 Impedância série de linha

Em um condutor elétrico, a componente de reatância indutiva da impedância de sua impedância é função do campo magnético total ao qual está sujeito o condutor. Assumindo que a frequência da rede seja 60 Hz, para cada uma milha de comprimento dessa linha as impedâncias própria e mútua são dadas pelas Equações 6.8 e 6.9, respectivamente:

$$\bar{z}_{ii} = r_i + j0.12134 \cdot \ln \frac{1}{GMR_i} \quad \left[ \frac{\Omega}{\text{milha}} \right] \quad 6.8$$

$$\bar{z}_{ij} = j0.12134 \cdot \ln \frac{1}{D_{ij}} \quad \left[ \frac{\Omega}{\text{milha}} \right] \quad 6.9$$

onde,

$r_i$  é a resistência do condutor

$GMR_i$  é o raio médio geométrico do condutor  $i$

$D_{ij}$  é a distância entre os condutores  $i$  e  $j$

Segundo o artigo apresentado por Carson [77], linhas trifásicas podem ser modeladas considerando um condutor único de retorno paralelo ao solo, conforme ilustra a Figura 21, o qual conduz uma corrente pelo condutor fictício através do circuito de retorno. Assim, Carson desenvolveu um conjunto de equações que permitem calcular impedâncias próprias e mútuas de linhas trifásicas.

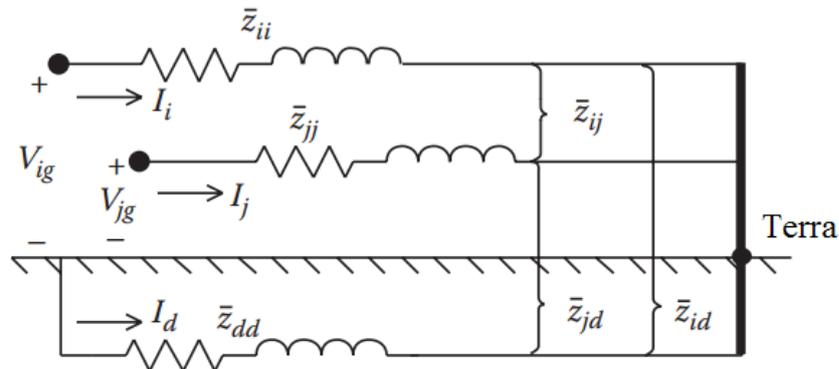


Figura 21 – Modelo de linha com retorno pela Terra.

Fonte: Figura adaptada de [25].

A partir do modelo de linha da Figura 21, aplicando-se as leis das correntes e das tensões de Kirchhoff tem-se a equação para a tensão entre o condutor  $i$  e a Terra:

$$V_{ig} = \hat{z}_{ii} \cdot I_i + \hat{z}_{ij} \cdot I_j \quad 6.10$$

onde

$$\hat{z}_{ii} = \bar{z}_{ii} + \bar{z}_{dd} - \bar{z}_{di} - \bar{z}_{id} \quad 6.11$$

$$\hat{z}_{ij} = \bar{z}_{ij} + \bar{z}_{dd} - \bar{z}_{dj} - \bar{z}_{id} \quad 6.12$$

As impedâncias  $\hat{z}_{ii}$  e  $\hat{z}_{ij}$  das Equações 6.11 e 6.12 são dadas pelas Equações 6.8 e 6.9. Desse modo, o circuito da Figura 21 pode ser referido como um circuito “primitivo”, conforme ilustra a Figura 22, assim como as impedâncias das Equações 6.11 e 6.12.

Substituindo as Equações 6.8 e 6.9 nas Equações 6.11 e 6.12, chega-se nas expressões das impedâncias primitivas própria e mútua do segmento de linha:

$$\hat{z}_{ii} = r_d + r_i + j0.12134 \cdot \left( \ln \frac{1}{GMR_i} + \ln \frac{D_{id} \cdot D_{dj}}{GMR_d} \right) \quad 6.13$$

$$\hat{z}_{ij} = r_d + j0.12134 \cdot \left( \ln \frac{1}{D_{ij}} + \ln \frac{D_{dj} \cdot D_{id}}{GMR_d} \right) \quad 6.14$$

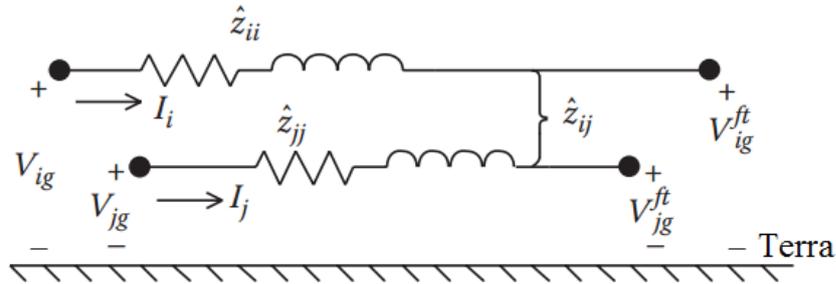


Figura 22 – Circuito equivalente primitivo da Figura 21.

Fonte: Figura adaptada de [25].

Em seu artigo [77], Carson assume que a Terra é uma superfície infinita, uniformemente sólida, com uma superfície plana e de resistência infinita, de modo que se possa considerá-la como um espelho em que os condutores e suas imagens possuem a mesma distância em relação à Terra.

Aplicando as equações de Carson às Equações 6.13 e 6.14 e realizando algumas aproximações apresentadas em [25], as impedâncias primitivas próprias e mútuas dos condutores de um sistema polifásico se reduz à:

$$\hat{z}_{ii} = r_i + 0.0953 + j0.12134 \cdot \left( \ln \frac{1}{GMR_i} + 7.93402 \right) \quad \left[ \frac{\Omega}{\text{milha}} \right] \quad 6.15$$

$$\hat{z}_{ij} = 0.0953 + j0.12134 \cdot \left( \ln \frac{1}{D_{ij}} + 7.93402 \right) \quad \left[ \frac{\Omega}{\text{milha}} \right] \quad 6.16$$

As Equações 6.15 e 6.16 são usadas para compor os elementos da matriz de impedância primitiva de uma linha polifásica. No caso de um segmento de linha trifásica a quatro fios na configuração estrela aterrada, ilustrado pela Figura 23, resultará em uma matriz de impedância primitiva de quatro linhas por quatro colunas (4x4) que se segue pela Equação 6.17:

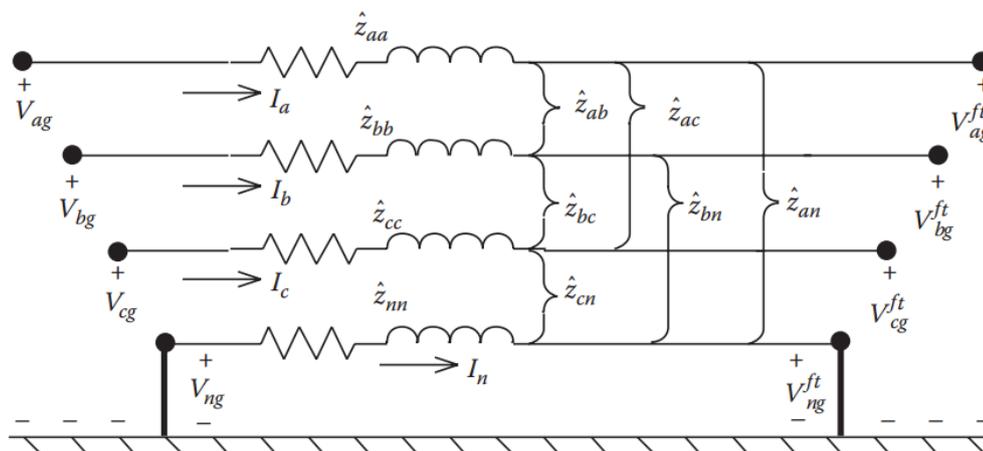


Figura 23 – Segmento de linha estrela aterrada a quatro fios.

Fonte: Figura extraída de [25].

$$[\hat{Z}_{primitiva}] = \begin{bmatrix} \hat{Z}_{aa} & \hat{Z}_{ab} & \hat{Z}_{ac} & \vdots & \hat{Z}_{an} \\ \hat{Z}_{ba} & \hat{Z}_{bb} & \hat{Z}_{bc} & \vdots & \hat{Z}_{bn} \\ \hat{Z}_{ca} & \hat{Z}_{cb} & \hat{Z}_{cc} & \vdots & \hat{Z}_{cn} \\ \dots & \dots & \dots & \vdots & \dots \\ \hat{Z}_{na} & \hat{Z}_{nb} & \hat{Z}_{nc} & \vdots & \hat{Z}_{nn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [\hat{Z}_{ij}] & [\hat{Z}_{in}] \\ [\hat{Z}_{nj}] & [\hat{Z}_{nn}] \end{bmatrix} \quad 6.17$$

Desconsiderando o neutro, a matriz de impedância primitiva pode ser reduzida a uma matriz de estrutura 3x3, consistindo de impedâncias equivalentes próprias e mútuas das três fases do segmento de linha trifásico. Esta redução é realizada através do método de redução de Kron, de modo que, pela Figura 23, tem-se a matriz de impedância:

$$[Z_{abc}] = [\hat{Z}_{ij}] - [\hat{Z}_{in}] \cdot [\hat{Z}_{nn}]^{-1} \cdot [\hat{Z}_{nj}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad [\Omega/milha] \quad 6.18$$

Dessa forma, o segmento de linha trifásico pode ter sua matriz de impedância total representada segundo a Equação 6.19, em que  $Z_{ij} = z_{ij} \cdot comprimento$ . A Figura 24 ilustra o modelo de segmento de linha trifásico.

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad 6.19$$

Figura 24 – Modelo de segmento de linha trifásico sem neutro.

Fonte: Figura adaptada de [25].

### 6.1.3 Admitância shunt de linha

A admitância *shunt* de uma linha consiste na condutância e na susceptância capacitiva da linha, de modo que a condutância é normalmente negligenciada devido seu pequeno valor em relação à susceptância. A capacitância de uma linha, por sua vez, é o resultado da diferença de potencial elétrico, o que ocorre entre condutores carregados e entre condutores carregados e a Terra.

Considerando um condutor elétrico pelo qual passa uma corrente elétrica, quando a diferença de potencial entre dois pontos distintos provocada pelo campo elétrico do condutor carregado é conhecida, a capacitância entre os dois pontos pode ser calculada. Se tratando de demais condutores carregados próximos, a diferença de potencial entre os dois pontos será uma função da distância para os outros condutores e a carga de cada condutor. Para se determinar a queda de tensão entre os dois pontos, o princípio da superposição é aplicado.

Para um segmento de linha de  $n$  condutores, a matriz de coeficientes de potenciais primitiva, assim com a matriz de impedância primitiva, será uma matriz de  $n$  condutores por  $n$  condutores, ou seja,  $n \times n$ . Para uma linha trifásica a quatro fios na configuração estrela aterrada, a matriz de coeficientes de potenciais primitiva será:

$$[\hat{P}_{primitiva}] = \begin{bmatrix} \hat{P}_{aa} & \hat{P}_{ab} & \hat{P}_{ac} & \vdots & \hat{P}_{an} \\ \hat{P}_{ba} & \hat{P}_{bb} & \hat{P}_{bc} & \vdots & \hat{P}_{bn} \\ \hat{P}_{ca} & \hat{P}_{cb} & \hat{P}_{cc} & \vdots & \hat{P}_{cn} \\ \dots & \dots & \dots & \vdots & \dots \\ \hat{P}_{na} & \hat{P}_{nb} & \hat{P}_{nc} & \vdots & \hat{P}_{nn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [\hat{P}_{ij}] & [\hat{P}_{in}] \\ [\hat{P}_{nj}] & [\hat{P}_{nn}] \end{bmatrix} \quad 6.20$$

onde

$$\hat{P}_{ii} = 11,17689 \cdot \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} \quad \left[ \frac{\text{milha}}{\mu F} \right]$$

$$\hat{P}_{ij} = 11,17689 \cdot \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} \quad \left[ \frac{\text{milha}}{\mu F} \right]$$

$S_{ii}$  = distância entre o condutor  $i$  e sua imagem  $i'$ , dada em  $ft$

$S_{ij}$  = distância entre o condutor  $i$  e a imagem do condutor  $j$ , dada em  $ft$

$D_{ij}$  = distância entre o condutor  $i$  e o condutor  $j$ , dada em  $ft$

$RD_i$  = raio do condutor  $i$ , dado em  $ft$

Desconsiderando novamente o neutro, a redução da matriz de coeficientes de potencial primitiva pelo método de redução de Kron resultará na matriz de coeficiente de potencial 3x3 da Equação 6.21:

$$[P_{abc}] = [\hat{P}_{ij}] - [\hat{P}_{in}] \cdot [\hat{P}_{nn}]^{-1} \cdot [\hat{P}_{nj}] = \begin{bmatrix} P_{aa} & P_{ab} & P_{ac} \\ P_{ba} & P_{bb} & P_{bc} \\ P_{ca} & P_{cb} & P_{cc} \end{bmatrix} \quad 6.21$$

A matriz de capacitância das três fases do segmento de linha é dada como o inverso da matriz de coeficiente de potencial, ou seja:

$$[C_{abc}] = [\hat{P}_{abc}]^{-1} \quad 6.22$$

Como a condutância *shunt* pode ser negligenciada, a matriz de admitância *shunt* é dada por:

$$[y_{abc}] = 0 + j \cdot \omega \cdot [C_{abc}] \quad \left[ \frac{\mu S}{\text{milha}} \right] \quad 6.23$$

onde

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot 60 = 376,9911 \left[ \frac{\text{rad}}{s} \right], \text{ para a frequência de 60 Hz.}$$

A matriz de admitância *shunt* total, por sua vez, é dada pela Equação , em que  $Y_{ij} = y_{ij} \cdot \text{comprimento}$ .

$$[Y_{abc}] = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \quad [\mu S] \quad 6.24$$

O cálculo dos valores de admitância série em linhas de sistemas de distribuição apresentam valores muito baixos, na ordem de *microsiemens*. Por esse motivo, em análises de sistemas de distribuição utiliza-se um modelo aproximado de linha de distribuição em que a admitância *shunt* da rede é desprezada. Neste trabalho, portanto, será adotada a modelagem do alimentador negligenciando a admitância *shunt* da linha.

#### 6.1.4 Modelo de gerador de indução

A modelagem de um gerador de indução aplicado ao cálculo do fluxo de potência de sistemas de distribuição trifásicos consiste em determinar a corrente injetada na rede pelo gerador a partir dos valores de potência especificada do gerador e de tensão da rede no ponto de conexão.

A análise de uma máquina de indução quando operando como gerador sob condições de tensões desbalanceadas é tradicionalmente realizada usando o método das componentes simétricas. Esta aproximação permite calcular as correntes de linha de entrada do circuito equivalente da máquina dadas as tensões entre fase e neutro especificadas nos terminais da máquina. Como normalmente as máquinas de indução são conectadas nas configurações em delta e em estrela não aterrada, a rede de sequência zero é desconsiderada [25].

O método de análise consiste em determinar as tensões fase-neutro e as correntes no estator da máquina como gerador a partir do escorregamento do gerador. O método de análise é feito considerando o circuito equivalente de sequência da Figura 25, em que a máquina de indução opera como motor.

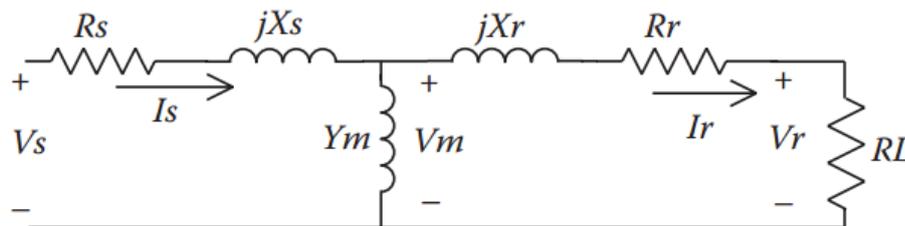


Figura 25 – Circuito equivalente de um motor de indução.  
Fonte: Figura extraída de [25].

A resistência de carga  $RL$  é definida como:

$$RL_i = \frac{1 - s_i}{s_i} \quad 6.25$$

onde

$i = 1$  para sequência positiva

$i = 2$  para sequência negativa

Os escorregamentos de sequência positiva e negativa são dados por:

$$s_1 = \frac{n_s - n_r}{n_s} \quad 6.26$$

$$s_2 = 2 - s_1 \quad 6.27$$

onde

$n_s$  é a velocidade síncrona

$n_r$  é a velocidade do rotor

Em aplicações de máquinas de indução como geradores, a análise é feita igual para motores, em que são especificados apenas a potência do gerador e sua tensão nominal. Desse modo, é necessário realizar o cálculo do escorregamento do gerador, por meio de um processo iterativo, antes de realizar a modelagem de seus parâmetros. Os valores de potência especificada e de escorregamento são considerados negativos para a análise como gerador de indução.

O processo iterativo se inicia com um valor de escorregamento nulo e é atualizado a cada iteração por um valor fixo de passo, da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} s_{old} &= 0 \\ d_s &= 0,01 \\ s_{new} &= s_{old} + d_s \end{aligned} \quad 6.28$$

Com o valor do escorregamento de sequência positiva, a impedância de entrada de sequência positiva e negativa podem ser determinados por:

$$ZM_i = R s_i + j X s_i + \frac{(j X m_i) \cdot (R r_i + R L_i + j X r_i)}{R r_i + R L_i + j (X m_i + X r_i)} \quad 6.29$$

Uma vez determinadas as impedâncias de entrada, as correntes do estator da máquina são calculadas, a partir das tensões de linha especificadas em seus terminais, dado por:

$$[I_{abc}] = [Y M_{abc}] \cdot [V_{LL,abc}] \quad 6.30$$

$$[V_{LN,abc}] = [W] \cdot [V_{LL,abc}] \quad 6.31$$

onde

$$[W] = [A] \cdot [T] \cdot [A]^{-1} \quad 6.32$$

$$[Y M_{abc}] = [A] \cdot [Y M_{012}] \cdot [A]^{-1} \quad 6.33$$

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \quad 6.34$$

$$[A]^{-1} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \quad 6.35$$

$$[T] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & t & 0 \\ 0 & 0 & t^* \end{bmatrix} \quad 6.36$$

$$[Y M_{012}] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & t \cdot Y M_1 & 0 \\ 0 & 0 & t^* \cdot Y M_2 \end{bmatrix} \quad 6.37$$

$$[YM_i] = \frac{1}{ZM_i}, \quad t = \frac{1}{\sqrt{3}} \angle 30^\circ, \quad \alpha = 1 \angle 120^\circ \quad 6.38$$

Com os valores de tensão entre fase e neutro e de correntes do estator da máquina, a potência aparente de cada fase e a potência aparente total podem ser determinadas por:

$$S_a = V_{an} \cdot (I_a)^* \quad 6.39$$

$$S_b = V_{bn} \cdot (I_b)^* \quad 6.40$$

$$S_c = V_{cn} \cdot (I_c)^* \quad 6.41$$

$$S_{total} = P_{total} + jQ_{total} = S_a + S_b + S_c \quad 6.42$$

Para cada mudança do valor de escorregamento, os cálculos da Equação 6.25 à Equação 6.42 devem ser realizadas novamente, visto que a matriz de impedância de entrada sequencial muda de valores com a mudança do valor do escorregamento de sequência positiva. O valor da potência ativa calculada é comparado com a potência especificada do gerador e a diferença entre elas é calculada para gerar o erro relativo, dado por:

$$Erro = P_{especificada} - P_{total} \quad 6.43$$

Caso o valor do erro esteja maior que um valor de tolerância, o processo iterativo se repete até que a tolerância seja atendida e, então, é determinado o valor de escorregamento de sequência positiva. Em caso de iterações em que o valor do erro da Equação 6.43 for negativo, o valor de  $s_{old}$  será utilizado na próxima iteração e o valor de  $d_s$  deve ser reduzido a um fator de 10, ou seja:

$$d_s = \frac{d_s}{10} \quad 6.44$$

Ao final do processo iterativo, as correntes determinadas de cada fase do estator da máquina de indução como gerador são utilizadas no fluxo de potência trifásico como um valor de injeção de corrente no barramento ao qual estiver conectado.

### 6.1.5 Modelo de transformadores

Os transformadores presentes nos alimentadores de distribuição são responsáveis por rebaixar a tensão primária de distribuição para a tensão secundária de distribuição e atender os consumidores finais do sistema de distribuição. O modelo utilizado no fluxo de potência trifásico consiste em determinar as matrizes genéricas  $[A_t]$ ,  $[B_t]$ ,  $[c_t]$  e  $[d_t]$  utilizadas no método *Backward/Forward Sweep*, de modo as Equações 6.5 e 6.7 de varreduras sejam aplicadas.

Algumas considerações são feitas para a modelagem de transformadores. Primeiramente, são utilizadas as letras  $A, B, C$  e  $N$  subscritas nas equações para indicar as tensões e correntes no lado primário do transformador, enquanto que são utilizadas as letras  $a, b, c$  e  $n$  para indicar o lado secundário do transformador. Em segundo, é considerado que as tensões e correntes de linha do lado de alta do transformador estão adiantadas em  $30^\circ$  em relação ao lado de baixa do transformador, ou seja:

$V_{AB}$  avança  $V_{ab}$  em  $30^\circ$

$I_A$  avança  $I_a$  em  $30^\circ$

Os alimentadores de distribuição são compostos, na sua maioria, por três fios no lado de tensão primária e por quatro fios no lado de tensão secundária. Sendo assim, os transformadores de alimentadores modelados serão do tipo delta-estrela aterrada. As matrizes genéricas para os processos de varredura para o transformador do tipo de conexão delta-estrela aterrada são definidas como:

$$[A_t] = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad 6.45$$

$$[B_t] = [Zt] = \begin{bmatrix} Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & Zt_c \end{bmatrix} \quad 6.46$$

$$[c_t] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad 6.47$$

$$[d_t] = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad 6.48$$

onde

$$n_t = \frac{V_{LL,1^\circ}}{V_{LN,2^\circ}} \quad 6.49$$

$[Zt]$  é a matriz de impedância do transformador,

$V_{LL,1^\circ}$  é a tensão nominal de linha do primário do transformador,

$V_{LL,2^\circ}$  é a tensão nominal de linha do secundário do transformador.

### 6.1.6 Modelo de cargas

A partir do secundário do transformador, o alimentador segue com tensão de distribuição secundária para alimentar as cargas conectadas nos barramentos terminais do sistema. Estas cargas, por sua vez, são conectadas no sistema trifásico à quatro fios e podem ser mono, bi ou trifásicas nas configurações estrela ou delta. Além disso, elas podem ser do tipo potência constante, impedância constante e corrente constante.

A modelagem das cargas consiste em determinar a corrente solicitada do barramento do alimentador ao qual ela está conectada, sendo que existe um cálculo diferente da corrente de carga para cada configuração e tipo de carga distintos. Essa corrente de carga, por sua vez, apresenta forte influência no cálculo do fluxo de potência trifásico, especificamente durante a varredura à montante do método *Backward/Forward Sweep*.

### 6.1.6.1 Configuração em estrela

A modelagem de cargas conectadas em estrela segue o esquema ilustrado pela Figura 26.

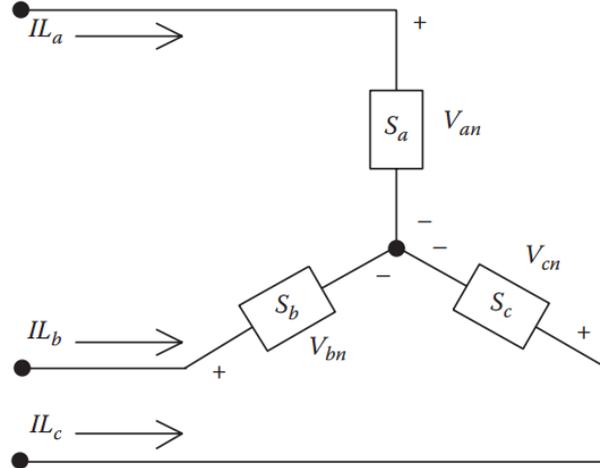


Figura 26 – Carga conectada em estrela.  
Fonte: Figura extraída de [25].

Para cargas do tipo potência constante, as correntes em cada fase são dadas por:

$$IL_a = \left( \frac{S_a}{V_{an}} \right)^* = \frac{|S_a|}{|V_{an}|} \angle(\delta_a - \theta_a) = |IL_a| \angle \alpha_a \quad 6.50$$

$$IL_b = \left( \frac{S_b}{V_{bn}} \right)^* = \frac{|S_b|}{|V_{bn}|} \angle(\delta_b - \theta_b) = |IL_b| \angle \alpha_b \quad 6.51$$

$$IL_c = \left( \frac{S_c}{V_{cn}} \right)^* = \frac{|S_c|}{|V_{cn}|} \angle(\delta_c - \theta_c) = |IL_c| \angle \alpha_c \quad 6.52$$

onde

$\theta_{abc}$  são os ângulos das potências de cada fase;

$\delta_{abc}$  são os ângulos das tensões fase-neutro;

$\alpha_{abc}$  são os ângulos das correntes de cada fase.

Para cargas do tipo impedância constante, determina-se primeiramente a impedância a partir da potência e da tensão de fase da carga para, então, se determinar as correntes em cada fase da carga:

$$Z_a = \frac{|V_{an}|^2}{S_a^*} = \frac{|V_{an}|^2}{|S_a|} \angle \theta_a = |Z_a| \angle \theta_a \quad 6.53$$

$$Z_b = \frac{|V_{bn}|^2}{S_b^*} = \frac{|V_{bn}|^2}{|S_b|} \angle \theta_b = |Z_b| \angle \theta_b \quad 6.54$$

$$Z_c = \frac{|V_{cn}|^2}{S_c^*} = \frac{|V_{cn}|^2}{|S_c|} \angle \theta_c = |Z_c| \angle \theta_c \quad 6.55$$

$$IL_a = \frac{V_{an}}{Z_a} = \frac{|V_{an}|}{|Z_a|} \angle(\delta_a - \theta_a) = |IL_a| \angle \alpha_a \quad 6.56$$

$$IL_b = \frac{V_{bn}}{Z_b} = \frac{|V_{bn}|}{|Z_b|} \angle(\delta_b - \theta_b) = |IL_b| \angle \alpha_b \quad 6.57$$

$$IL_c = \frac{V_{cn}}{Z_c} = \frac{|V_{cn}|}{|Z_c|} \angle(\delta_c - \theta_c) = |IL_c| \angle \alpha_c \quad 6.58$$

onde

$\theta_{abc}$  são os ângulos da impedância de cada fase.

Para cargas do tipo corrente constante, a magnitude da corrente é calculada segundo as Equações 6.56 à 6.58 e mantidas constantes, enquanto que o ângulo da tensão muda, resultando na mudança do ângulo da corrente para que o fator de potência da carga permaneça constante:

$$IL_a = |IL_a| \angle(\delta_a - \theta_a) \quad 6.59$$

$$IL_b = |IL_b| \angle(\delta_b - \theta_b) \quad 6.60$$

$$IL_c = |IL_c| \angle(\delta_c - \theta_c) \quad 6.61$$

#### 6.1.6.2 Configuração em delta

A modelagem de cargas conectadas em delta segue o esquema ilustrado pela Figura 27.

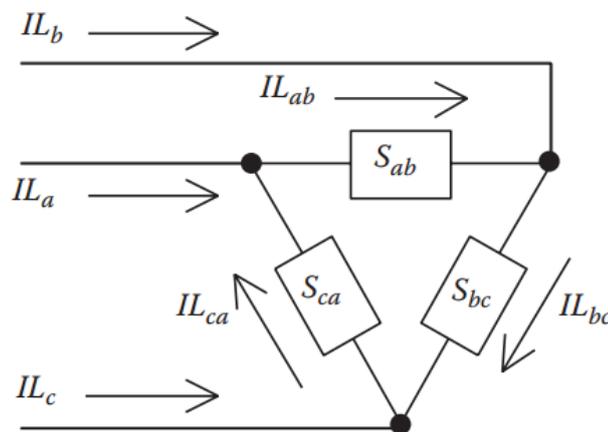


Figura 27 – Carga conectada em delta.

Fonte: Figura extraída de [25].

Para cargas do tipo potência constante, as correntes em cada fase são dadas por:

$$IL_{ab} = \left( \frac{S_{ab}}{V_{ab}} \right)^* = \frac{|S_{ab}|}{|V_{ab}|} \angle(\delta_{ab} - \theta_{ab}) = |IL_{ab}| \angle \alpha_{ab} \quad 6.62$$

$$IL_{bc} = \left( \frac{S_{bc}}{V_{bc}} \right)^* = \frac{|S_{bc}|}{|V_{bc}|} \angle(\delta_{bc} - \theta_{bc}) = |IL_{bc}| \angle \alpha_{bc} \quad 6.63$$

$$IL_{ca} = \left( \frac{S_{ca}}{V_{ca}} \right)^* = \frac{|S_{ca}|}{|V_{ca}|} \angle (\delta_{ca} - \theta_{ca}) = |IL_{ca}| \angle \alpha_{ca} \quad 6.64$$

onde

$\theta_{abc}$  são os ângulos das potências de cada fase da carga;

$\delta_{abc}$  são os ângulos das tensões fase-fase;

$\alpha_{abc}$  são os ângulos das correntes de cada fase da carga.

Para cargas do tipo impedância constante, determina-se primeiramente a impedância a partir da potência e da tensão de fase da carga para, então, se determinar as correntes em cada fase da carga:

$$Z_{ab} = \frac{|V_{ab}|^2}{S_{ab}^*} = \frac{|V_{ab}|^2}{|S_{ab}|} \angle \theta_{ab} = |Z_{ab}| \angle \theta_{ab} \quad 6.65$$

$$Z_{bc} = \frac{|V_{bc}|^2}{S_{bc}^*} = \frac{|V_{bc}|^2}{|S_{bc}|} \angle \theta_{bc} = |Z_{bc}| \angle \theta_{bc} \quad 6.66$$

$$Z_{ca} = \frac{|V_{ca}|^2}{S_{ca}^*} = \frac{|V_{ca}|^2}{|S_{ca}|} \angle \theta_{ca} = |Z_{ca}| \angle \theta_{ca} \quad 6.67$$

$$IL_{ab} = \frac{V_{ab}}{Z_{ab}} = \frac{|V_{ab}|}{|Z_{ab}|} \angle (\delta_{ab} - \theta_{ab}) = |IL_{ab}| \angle \alpha_{ab} \quad 6.68$$

$$IL_{bc} = \frac{V_{bc}}{Z_{bc}} = \frac{|V_{bc}|}{|Z_{bc}|} \angle (\delta_{bc} - \theta_{bc}) = |IL_{bc}| \angle \alpha_{bc} \quad 6.69$$

$$IL_{ca} = \frac{V_{ca}}{Z_{ca}} = \frac{|V_{ca}|}{|Z_{ca}|} \angle (\delta_{ca} - \theta_{ca}) = |IL_{ca}| \angle \alpha_{ca} \quad 6.70$$

onde

$\theta_{abc}$  são os ângulos da impedância de cada fase da carga.

Para cargas do tipo corrente constante, a magnitude da corrente é calculada segundo as Equações 6.62 à 6.64 e mantidas constantes, enquanto que o ângulo da tensão muda, resultando na mudança do ângulo da corrente para que o fator de potência da carga permaneça constante:

$$IL_a = |IL_a| \angle (\delta_a - \theta_a) \quad 6.71$$

$$IL_b = |IL_b| \angle (\delta_b - \theta_b) \quad 6.72$$

$$IL_c = |IL_c| \angle (\delta_c - \theta_c) \quad 6.73$$

## 6.2 Algoritmo de cálculo da curva PV

A curva PV para o nó de carga do alimentador de distribuição utilizado com teste durante as simulações foi calculada para servir como parâmetro de avaliação dos impactos na margem de carregamento e nos níveis e desequilíbrio de tensão, causados pelo gerador eólico quando conectado ao alimentador, visto que a curva PV é uma importante técnica de avaliação da estabilidade de tensão de sistemas elétricos [18, 19, 60].

Após a validação da modelagem dos elementos e segmentos de linha do alimentador de distribuição, da carga e do gerador de indução e o cálculo de suas matrizes de varredura, foram realizados os seguintes passos dentro do algoritmo desenvolvido no *software* Matlab para o cálculo da curva PV:

1. Aplicação do método *Backward/Forward Sweep* para realizar a varredura à montante e cálculo das tensões nos nós do alimentador a partir do nó terminal, considerando o sistema sem carga como condição inicial, ou seja, o nó terminal aberto (corrente inicial no alimentador igual a zero);
2. Cálculo do erro entre a tensão especificada e a calculada no nó fonte do alimentador e comparado o erro com a tolerância de 0,001 p.u.;
3. Início do processo iterativo com as varreduras à jusante e à montante, utilizando a técnica *ladder* para cálculo do fluxo de potência do alimentador, até o processo convergir, (quando o erro se torna menor que a tolerância antes de atingir o número máximo de 100 iterações) ou divergir (quando o erro não se torna menor que a tolerância dentro de 100 iterações);
4. Determinação do ponto iterativo inicial da curva PV;
5. Para cada novo cálculo de um fluxo de potência, o carregamento do nó terminal do alimentador foi aumentado em 0,1 p.u., e a cada novo fluxo de potência convergido foi determinado um ponto da curva PV;
6. Após a última solução convergida do fluxo de potência do nó terminal do alimentador, foi calculada a curva PV para este nó.

O fluxo de potência inicial convergido da curva PV foi comparado com os resultados apresentados em [25] para validação do algoritmo aplicado nas simulações. Após a validação do algoritmo e calculada a curva PV do alimentador, foi introduzido o gerador de indução em diferentes pontos do alimentador para se avaliar seus impactos na margem de carregamento da curva PV e nos níveis de tensão do nó terminal de carga.

Em todas as simulações com o gerador de indução conectado ao alimentador de distribuição, buscou-se determinar a capacidade de hospedagem do sistema para geradores eólicos.

## 7 RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 7.1 Modelagem dos elementos do alimentador

#### 7.1.1 Matrizes de impedância série

O cálculo da matriz de impedância série do processo de simulação do sistema da Figura 19 apresentou os valores para matrizes de admitância apresentados pela Figura 28, enquanto que os valores correspondentes disponíveis em [25] apresentaram os respectivos valores indicados na Figura 29.

$$[Z_{eqS}] = \begin{bmatrix} 0.1414 + j0.5353 & 0.0361 + j0.3225 & 0.0361 + j0.2752 \\ 0.0361 + j0.3225 & 0.1414 + j0.5353 & 0.0361 + j0.2955 \\ 0.0361 + j0.2752 & 0.0361 + j0.2955 & 0.1414 + j0.5353 \end{bmatrix}$$

$$[Z_t] = \begin{bmatrix} 0.0288 + j0.1731 & 0 & 0 \\ 0 & 0.0288 + j0.1731 & 0 \\ 0 & 0 & 0.0288 + j0.1731 \end{bmatrix}$$

$$[Z_{eqL}] = \begin{bmatrix} 0.1907 + j0.5035 & 0.0607 + j0.2302 & 0.0598 + j0.1751 \\ 0.0607 + j0.2302 & 0.1907 + j0.5035 & 0.0614 + j0.1931 \\ 0.0598 + j0.1751 & 0.0614 + j0.1931 & 0.1907 + j0.5035 \end{bmatrix}$$

Figura 28 – Valores de impedância série simulados.

Fonte: O próprio autor.

$$[Z_{eqS}] = \begin{bmatrix} 0.1414 + j0.5353 & 0.0361 + j0.3225 & 0.0361 + j0.2752 \\ 0.0361 + j0.3225 & 0.1414 + j0.5353 & 0.0361 + j0.2955 \\ 0.0361 + j0.2752 & 0.0361 + j0.2955 & 0.1414 + j0.5353 \end{bmatrix}$$

$$[Z_t] = \begin{bmatrix} 0.0288 + j0.1728 & 0 & 0 \\ 0 & 0.0288 + j0.1728 & 0 \\ 0 & 0 & 0.0288 + j0.1728 \end{bmatrix}$$

$$[Z_{eqL}] = \begin{bmatrix} 0.1907 + j0.5035 & 0.0607 + j0.2302 & 0.0598 + j0.1751 \\ 0.0607 + j0.2302 & 0.1907 + j0.5035 & 0.0614 + j0.1931 \\ 0.0598 + j0.1751 & 0.0614 + j0.1931 & 0.1907 + j0.5035 \end{bmatrix}$$

Figura 29 – Valores de impedância série apresentados em [25].

Fonte: O próprio autor.

Nota-se que, em relação aos valores apresentados pela referência [25], apenas os valores de admitância série referente ao transformador ficaram diferentes na simulação do alimentador. Isso se deve à precisão do cálculo da impedância de base do transformador, visto que na simulação foram consideradas quatro casas decimais ( $Z_{t_{base}} = 2.8843$ ) e em [25] apenas duas ( $Z_{t_{base}} = 2.88$ ).

A partir destes valores obtidos para impedância série dos elementos do alimentador, foram calculados os valores de seus parâmetros de rede, representados pelas matrizes  $[A]$ ,  $[B]$ ,  $[c]$  e  $[d]$ . A Figura 30 apresenta os valores da modelagem dos parâmetro de rede

obtidos pela simulação, enquanto que a Figura 31 mostra os respectivos valores para os mesmos parâmetros apresentados pela referência [25].

$$[A_{12}] = [A_t] = [A_{34}] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

$$[B_{12}] = \begin{bmatrix} 0.1414 + j0.5353 & 0.0361 + j0.3225 & 0.0361 + j0.2752 \\ 0.0361 + j0.3225 & 0.1414 + j0.5353 & 0.0361 + j0.2955 \\ 0.0361 + j0.2752 & 0.0361 + j0.2955 & 0.1414 + j0.5353 \end{bmatrix}$$

$$[B_t] = \begin{bmatrix} 0.0288 + j0.1731 & 0 & 0 \\ 0 & 0.0288 + j0.1731 & 0 \\ 0 & 0 & 0.0288 + j0.1731 \end{bmatrix}$$

$$[B_{34}] = \begin{bmatrix} 0.1907 + j0.5035 & 0.0607 + j0.2302 & 0.0598 + j0.1751 \\ 0.0607 + j0.2302 & 0.1907 + j0.5035 & 0.0614 + j0.1931 \\ 0.0598 + j0.1751 & 0.0614 + j0.1931 & 0.1907 + j0.5035 \end{bmatrix}$$

$$[c_{12}] = [c_t] = [c_{34}] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$[d_{12}] = [d_t] = [d_{34}] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Figura 30 – Parâmetros de rede do alimentador simulados.  
Fonte: O próprio autor.

$$[A_{12}] = [A_t] = [A_{34}] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

$$[B_{12}] = \begin{bmatrix} 0.1414 + j0.5353 & 0.0361 + j0.3225 & 0.0361 + j0.2752 \\ 0.0361 + j0.3225 & 0.1414 + j0.5353 & 0.0361 + j0.2955 \\ 0.0361 + j0.2752 & 0.0361 + j0.2955 & 0.1414 + j0.5353 \end{bmatrix}$$

$$[B_t] = \begin{bmatrix} 0.0288 + j0.1728 & 0 & 0 \\ 0 & 0.0288 + j0.1728 & 0 \\ 0 & 0 & 0.0288 + j0.1728 \end{bmatrix}$$

$$[B_{34}] = \begin{bmatrix} 0.1907 + j0.5035 & 0.0607 + j0.2302 & 0.0598 + j0.1751 \\ 0.0607 + j0.2302 & 0.1907 + j0.5035 & 0.0614 + j0.1931 \\ 0.0598 + j0.1751 & 0.0614 + j0.1931 & 0.1907 + j0.5035 \end{bmatrix}$$

$$[c_{12}] = [c_t] = [c_{34}] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$[d_{12}] = [d_t] = [d_{34}] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Figura 31 – Parâmetros de rede do alimentador apresentados em [25].

Fonte: O próprio autor.

Considerando que o modelo adotado para o alimentador é o modelo aproximado, o qual negligencia a admitância *shunt* da linha, o cálculo da matriz  $[c]$  apresentou valores nulos para todos elementos do alimentador, enquanto que o cálculo das matrizes  $[A]$  e  $[d]$  se resumiu a uma matriz identidade, ou seja,  $[A] = [d] = [I]$  e a matriz  $[B]$  é igual a matriz de impedância série de cada elemento da rede.

Os resultados apresentados nesta seção mostram que a simulação desenvolvida neste trabalho para o alimentador de teste obteve valores muito próximos dos valores apresentados em [25], comprovando a validade do programa para sua utilização no cálculo do fluxo de potência trifásico.

### 7.1.2 Gerador de indução

Para a validação do modelo do gerador de indução utilizado nas simulações do fluxo de potência trifásico do alimentador descrito anteriormente, foi utilizado um exemplo apresentado no Capítulo 9 de [25] e disposto no Anexo B, no qual os resultados da simulação foram confrontados com os apresentados em [25].

Como descrito no Capítulo 6, a modelagem do gerador de indução consiste em determinar a corrente de saída da máquina de indução no modo gerador a partir dos valores especificados de potência ativa nominal e tensão do barramento ao qual está conectado o gerador. Para isso, utilizou-se de um processo iterativo para se calcular o escorregamento do gerador até se atingir um valor de tolerância entre a potência ativa especificada e a potência ativa calculada no processo iterativo, representado pela Equação 6.43.

A Figura 32 a) apresenta os valores do escorregamento e da potência do gerador obtidos pela simulação do modelo do gerador de indução, enquanto que a Figura 32 b) indica os respectivos valores apresentados em [25].

Figura 32 – Valores de escorregamento e potência calculados para o gerador de indução: a) simulado, b) disposto em [15].

$$s = -0.034235 \qquad s = -0.034234$$

$$S_{ger} = -19.9992 + j15.0259 \text{ [kVA]} \qquad S_{ger} = -19.9990 + j15.0244 \text{ [kVA]}$$

a) b)

Fonte: O próprio autor.

O valor utilizado na simulação para a tolerância no processo iterativo para o erro entre potência ativa especificada e calculada, definido pela Equação 6.43, seguiu o mesmo valor de 0.001 kW utilizado em [25]. Para este valor de tolerância, foi obtido um valor de erro de -0.000794 kW na simulação em contrapartida do valor de -0.001 kW apresentado em [25]. Portanto, o cálculo do escorregamento apresentado na simulação do gerador de indução apresentou valores mais próximos da potência ativa especificada em relação ao valor apresentado em [25]. O erro percentual apresentado na simulação foi de 0.0794%, enquanto que em [25] foi de 0.1%.

## 7.2 Fluxo de potência trifásico

Com a validação dos modelos simulados do alimentador apresentado pela Figura 19 e do gerador de indução, foi calculado o fluxo de potência trifásico para determinar o estado do alimentador em regime permanente, cujas grandezas elétricas e características físicas da rede estão dispostos no Anexo A. Para confrontar os valores obtidos na simulação do fluxo de potência e validar o algoritmo desenvolvido, foi utilizado os resultados apresentados no Capítulo 10 de [25] para a análise do mesmo alimentador da Figura 19. A Tabela 1 apresenta os valores da tensão em cada fase do nó terminal 4 na base de 120 V tanto na simulação, quanto em [25].

Tabela 1 – Valores de tensão no barramento terminal 4.

Fase	Tensão [V]	
	Simulado	Confrontado
Fase a	113.9∠-31.83°	113.9∠-31.8°
Fase b	110.0∠-153.52°	110.0∠-153.5°
Fase c	110.6∠83.11°	110.6∠83.1°

Fonte: O próprio autor.

Os valores apresentados na Tabela 1 para as tensões de fase do barramento 4 do alimentador mostram valores iguais para módulo e ângulo das tensões, evidenciando assim a validade do algoritmo utilizado nas simulações do cálculo do fluxo de potência.

A partir da validação do algoritmo, foram determinadas as correntes e tensões de todo o alimentador. As tensões do barramento fonte (nó 1) do alimentador não se alteram por ele

ser considerado um barramento infinito do sistema de potência. As Tabelas 2 e 3 apresentam os valores obtidos pela simulação para as tensões e corrente de linha, respectivamente.

Tabela 2 – Tensões de fase obtidas da simulação do fluxo de potência trifásico.

Fase	Tensão de fase [V]		
	Nó 3	Nó 2	Nó 1
Fase a	2351.5 $\angle$ -31.2°	7168.2 $\angle$ -0.1°	7199.5 $\angle$ 0°
Fase b	2344.0 $\angle$ -151.7°	7171.2 $\angle$ -120.2°	7199.5 $\angle$ -120°
Fase c	2336.3 $\angle$ 87.8°	7165.5 $\angle$ 119.8°	7199.5 $\angle$ 120°

Fonte: O próprio autor.

Tabela 3 - Correntes de fase obtidas da simulação do fluxo de potência trifásico.

Fase	Corrente de linha [A]			
	Carga	Trecho 3-4	Trecho 2-3	Trecho 1-2
Fase a	329.0 $\angle$ -63.6°	329.0 $\angle$ -63.6°	128.4 $\angle$ -25.8°	128.4 $\angle$ -25.8°
Fase b	454.1 $\angle$ -179.4°	454.1 $\angle$ -179.4°	166.5 $\angle$ -143.3°	166.5 $\angle$ -143.3°
Fase c	564.5 $\angle$ 64.9°	564.5 $\angle$ 64.9°	156.3 $\angle$ 83.4°	156.3 $\angle$ 83.4°

Fonte: O próprio autor.

Os valores apresentados na Tabela 2 evidenciam o desequilíbrio de tensão entre as três fases do alimentador, mesmo com uma tensão balanceada no nó fonte, provocada pela presença de carga desbalanceada entre as três fases e pela influência de indutâncias de magnitudes diferentes presentes nos condutores de cada fase devido à falta de transposição na rede. Este cenário provoca diferentes perdas entre as fases do alimentador e diferentes valores de corrente circulam por entre as fases do sistema. O nível de desequilíbrio de tensão entre as três fases pode ser determinado pela Equação 7.1 e os valores de desequilíbrio de tensão para cada nó e de desequilíbrio de corrente em cada trecho do alimentador estão dispostos na Tabela 4 e na Tabela 5, respectivamente.

$$V_{desequilíbrio} \% = \frac{|V_{Desvio\ máximo\ da\ média}|}{|V_{médio}|} \cdot 100\% \quad 7.1$$

Tabela 4 – Desequilíbrio de tensão no alimentador.

	Nó 2	Nó 3	Nó 4
Desequilíbrio de Tensão	0.0404%	0.3256%	2.152%

Fonte: O próprio autor.

Tabela 5 – Desequilíbrio de corrente no alimentador.

	Carga	Trecho 3-4	Trecho 2-3	Trecho 1-2
Desequilíbrio de Corrente	26.76%	26.76%	14.63%	14.63%

Fonte: O próprio autor.

Observa-se que os valores de desequilíbrio de tensão e corrente aumentam conforme se afasta do nó fonte do alimentador. Além disso, o alimentador apresenta desequilíbrio de corrente muito maior que o desequilíbrio de tensão. Estes desequilíbrios entre as fases do alimentador simulado comprovam a necessidade de uma análise trifásica de sistemas de distribuição em estudos que avaliam o estado da rede, sendo necessário, portanto, realizar a modelagem trifásica de todos os elementos presentes na rede.

### 7.3 Curva PV do alimentador

Com o desenvolvimento do algoritmo fluxo de potência trifásico para o alimentador de 4 barramentos da Figura 19, foi desenvolvida a curva PV para o nó 4 do alimentador, a qual foi determinada aumentando-se continuamente a carga neste barramento, mantendo seu fator de potência constante, e realizando o monitoramento da tensão e da potência do barramento. Foi considerado um fator de aumento da carga de 0.1 p.u. a partir do valor inicial da carga e para cada novo valor de carregamento do nó 4 foi calculado um novo fluxo de potência. A Figura 33 ilustra as curvas PVs para cada fase do nó 4, enquanto que a Tabela 6 dispõe os valores de tensão de fase para o nó 4 e os valores de corrente de fase na carga e no trecho à montante da carga.

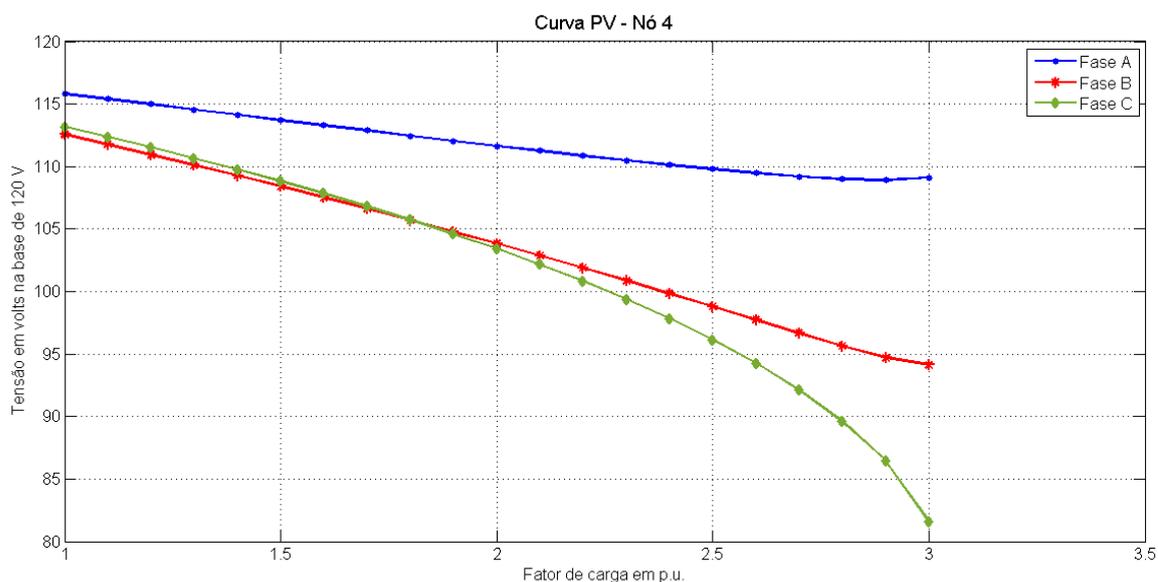


Figura 33 – Curva PV, nó 4 do alimentador.  
Fonte: O próprio autor.

Tabela 6 – Grandezas do Nó 4 no ponto de máximo carregamento.

Fase	Tensão de fase [V]	Corrente de linha [A]	
		Na Carga	Trecho 3-4
Fase a	109.1 $\angle$ -35.5°	1080.6 $\angle$ -67.0°	1080.6 $\angle$ -67.0°
Fase b	94.1 $\angle$ -159.0°	1704.8 $\angle$ 175.6°	1704.8 $\angle$ 175.6°
Fase c	81.6 $\angle$ 68.8°	2226.6 $\angle$ 49.7°	2226.6 $\angle$ 49.7°

Fonte: O próprio autor.

A partir das curvas PVs para cada fase do nó 4 do alimentador, pode-se observar que a rede de distribuição representada pelo alimentador trifásico da Figura 19 apresentou queda de

tensão nas três fases do alimentador conforme a carga conectada ao alimentador aumentava gradualmente. Ao final do traçado da curva PV, o desequilíbrio de tensão entre as fases do nó 4 aumentou significativamente em relação ao caso inicial, apresentando o valor de 14.92%.

Além disso, foi possível determinar a margem de carregamento do nó 4 do alimentador a partir da definição do ponto de máximo carregamento que, neste caso, foi de 3.0 p.u. a partir de seu nível de carregamento inicial, mostrando que neste cenário o sistema se encontra dentro de uma região de operação estável do ponto de vista de estabilidade de tensão.

A análise da simulação do fluxo de potência trifásico para o alimentador foi também realizada com a presença do gerador de indução representando aerogeradores conectados ao sistema de distribuição como forma de GD. Para a especificação do gerador de indução, foi considerada a tensão do barramento ao qual ele está conectado e a potência ativa iniciou-se com o valor de 1 kW e foi aumentada gradualmente a fim de avaliar os impactos causados pelo gerador no comportamento do alimentador.

Para o gerador conectado ao nó 4 do alimentado com potência ativa especificada de 1 kW, foram obtidas as curvas PVs para as três fases da rede, ilustradas pela Figura 34, enquanto que a Tabela 7 dispõe os valores de tensão de fase para o nó 4 e os valores de corrente de fase na carga e no trecho à montante da carga.

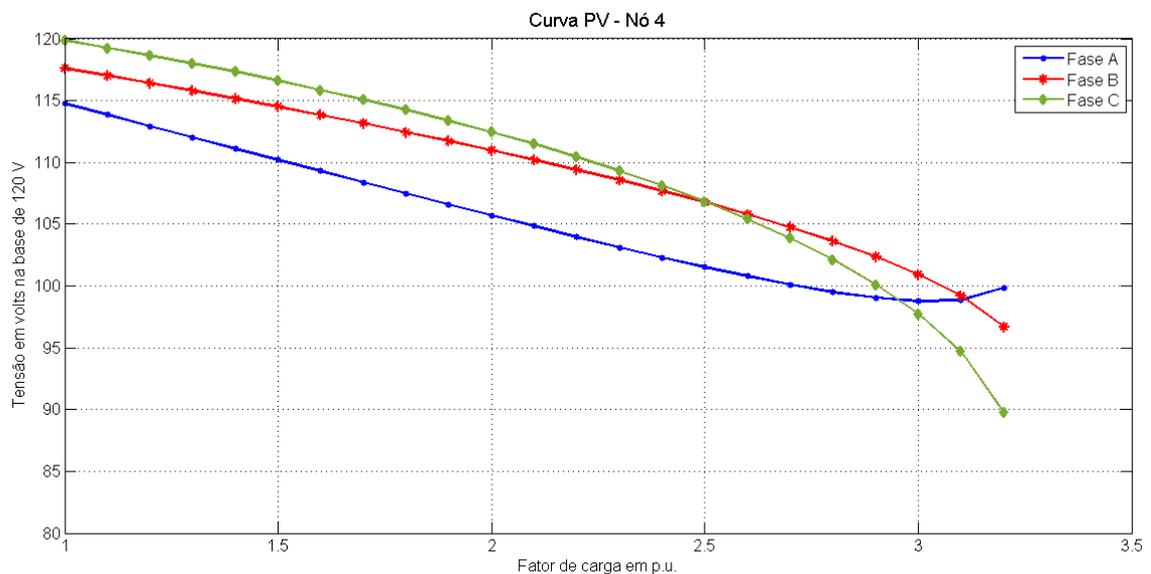


Figura 34 – Curva PV, nó 4, com gerador de 1 kW no nó 4.

Fonte: O próprio autor.

Tabela 7 – Grandezas no ponto de máximo carregamento, nó 4 – gerador de 1 kW no nó 4.

Fase	Tensão de fase [V]	Corrente de linha [A]	
		Na Carga	Trecho 3-4
Fase a	99.9 $\angle$ -81.8°	2268.6 $\angle$ -39.7°	4000.6 $\angle$ -50.2°
Fase b	96.7 $\angle$ -171.0°	2323.7 $\angle$ 151.0°	2755.8 $\angle$ 175.2°
Fase c	89.8 $\angle$ 80.4°	1597.0 $\angle$ 61.2°	1547.6 $\angle$ 70.0°

Fonte: O próprio autor.

Pode-se observar que com a presença do gerador eólico no nó 4 do alimentador houve o aumento da margem de carregamento do mesmo em 0.20 p.u. em relação ao caso sem gerador conectado ao alimentador, obtendo-se o valor de 3.20 p.u.. Além disso, o desequilíbrio de tensão entre as fases do nó 4 diminuiu significativamente, apresentando o valor de 5.93%, embora o valor da tensão da fase ‘a’ reduziu 9.2 V enquanto que os valores da tensão das fases ‘b’ e ‘c’ aumentaram 2.6 V e 8.2 V, respectivamente.

Aumentando-se o valor da potência ativa do gerador de indução e observando a margem de carregamento do nó 4 do alimentador, foi possível determinar a capacidade de hospedagem para geradores eólicos conectados ao nó 4. Para o valor de 31.2 kW de potência ativa instalada do gerador associado ao nó 4, a margem de carregamento se mantém com o valor de 3.20 p.u. sendo que, para valores de potência ativa do gerador ligeiramente maiores, a margem de carregamento reduz para o valor de 3.10 p.u.. Portanto, a capacidade de hospedagem é de 31.2 kW para o alimentador simulado.

Para o gerador conectado agora ao nó 3 do alimentador com o valor de potência ativa especificada de 1 kW, foram obtidas as curvas PVs para as três fases da rede no nó 4, ilustradas pela Figura 35, enquanto que a Tabela 8 dispõe os valores de tensão de fase para o nó 4 e os valores de corrente de fase na carga e no trecho à montante da carga.

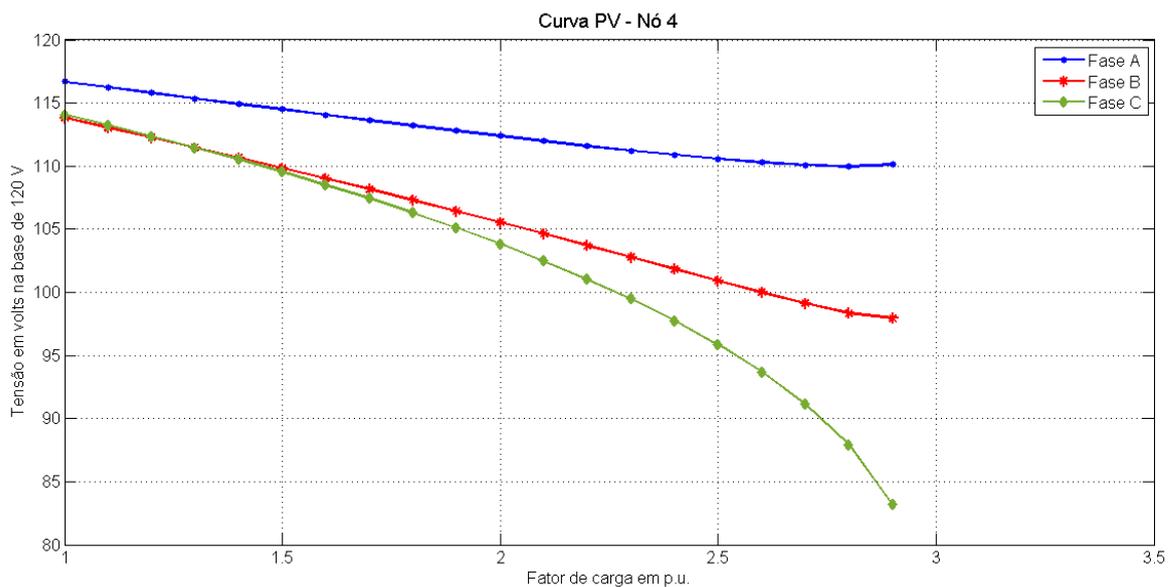


Figura 35 – Curva PV, nó 4, com gerador de 1 kW no nó 3.

Fonte: O próprio autor.

Tabela 8 – Grandezas no ponto de máximo carregamento, nó 4 – gerador de 1 kW no nó 3.

Fase	Tensão de fase [V]	Corrente de linha [A]	
		Na Carga	Trecho 3-4
Fase a	110.1 $\angle$ -38.0°	996.6 $\angle$ -69.4°	996.6 $\angle$ -69.4°
Fase b	97.9 $\angle$ -155.0°	1481.6 $\angle$ 178.7°	1481.6 $\angle$ 178.7°
Fase c	83.2 $\angle$ 58.0°	3007.0 $\angle$ 41.5°	3007.0 $\angle$ 41.5°

Fonte: O próprio autor.

Pode-se observar que com a presença do gerador eólico no nó 3 do alimentador houve a diminuição da margem de carregamento do nó 4 em 0.10 p.u. em relação ao caso sem gerador conectado ao alimentador, obtendo-se o valor de 2.90 p.u., enquanto que o desequilíbrio de tensão entre as três fases do nó 4 diminuiu, apresentando o valor de 14.33%.

Os valores das tensões das fases ‘a’, ‘b’ e ‘c’ aumentaram em 1 V, 3.8 V e 1.6 V, respectivamente. Como a margem de carregamento do nó 4 reduziu neste caso, a capacidade de hospedagem para geradores eólicos conectados ao nó 3 do alimentador não pode ser determinada.

Para o gerador conectado agora ao nó 2 do alimentador com o valor de potência ativa especificada de 1 kW, foram obtidas as curvas PVs para as três fases da rede no nó 4, ilustradas pela Figura 36, enquanto que a Tabela 9 dispõe os valores de tensão de fase para o nó 4 e os valores de corrente de fase na carga e no trecho à montante da carga.

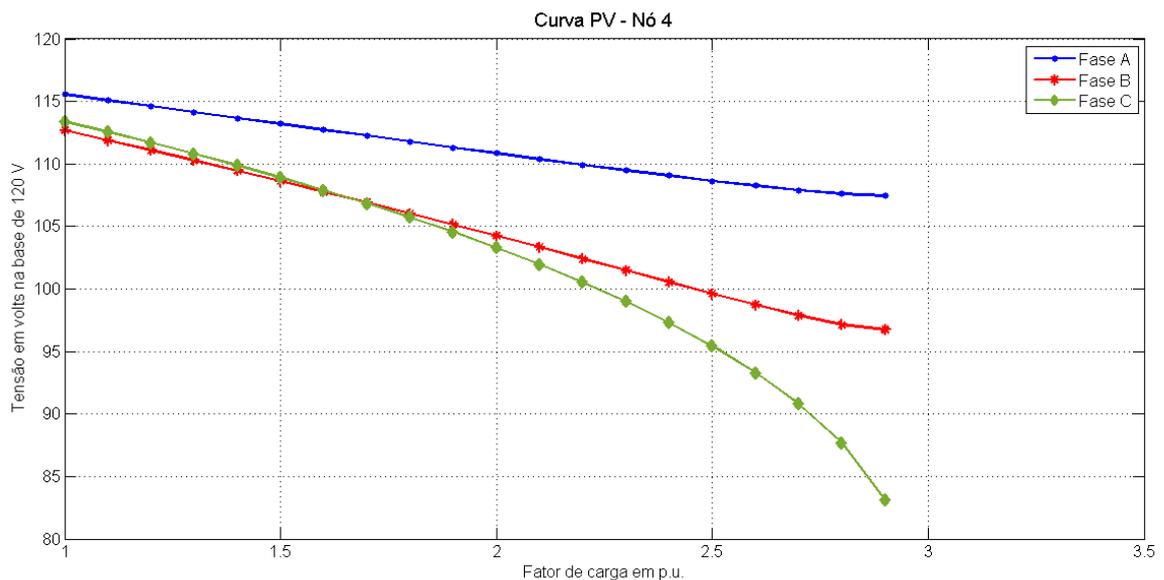


Figura 36 – Curva PV, nó 4, com gerador de 1 kW no nó 2.

Fonte: O próprio autor.

Tabela 9 – Grandezas no ponto de máximo carregamento, nó 4 – gerador de 1 kW no nó 2.

Fase	Tensão de fase [V]	Corrente de linha [A]	
		Na Carga	Trecho 3-4
Fase a	107.4 $\angle$ -37.6°	23.7 $\angle$ 8.4°	412.1 $\angle$ -28.3°
Fase b	96.7 $\angle$ -155.6°	985.9 $\angle$ -144.5°	758.8 $\angle$ 152.0°
Fase c	83.1 $\angle$ 61.8°	1496.2 $\angle$ 81.6°	631.1 $\angle$ 60.9°

Fonte: O próprio autor.

Observa-se que com a presença do gerador eólico no nó 2 do alimentador houve a diminuição da margem de carregamento do nó 4 em 0.10 p.u. em relação ao caso sem gerador conectado ao alimentador, obtendo-se o valor de 2.90 p.u., enquanto que o desequilíbrio de tensão entre as três fases do nó 4 diminuiu para o valor de 13.197%.

O valor da tensão da fase 'a' diminuiu em 1.7 V, enquanto que os valores de tensão das fases 'b' e 'c' aumentaram em 2.6 V e 1.5 V, respectivamente. Como a margem de carregamento do nó 4 reduziu neste caso, a capacidade de hospedagem para geradores eólicos conectados ao nó 2 do alimentador não pode ser determinada.

## 8 CONCLUSÕES

Este trabalho visa realizar o cálculo da curva PV para sistemas de distribuição de energia elétrica, a partir de sucessivos cálculos de fluxo de potência que utilizam a análise trifásica da rede, a fim de se adaptar conceitos de estabilidade de tensão a estes sistemas de distribuição. Além disso, buscou-se avaliar o comportamento de alimentadores de distribuição, em termos de estabilidade de tensão, em alguns cenários a partir da introdução de aerogeradores conectados à rede.

A metodologia proposta para o desenvolvimento de curvas PVs sob a análise trifásica de um alimentador de distribuição apresentou boa similaridade em relação às curvas traçadas para sistemas de transmissão, visto que as tensões das três fases do alimentador diminuíram de magnitude conforme a carga conectada ao alimentador aumentava gradualmente, e a margem de carregamento do alimentador simulado pode ser determinada.

Os resultados das simulações demonstraram que a introdução de geradores de indução representando aerogeradores conectados ao alimentador causou impactos diferentes na margem de carregamento do sistema para simulações com o gerador de indução conectado em pontos distintos do alimentador. Apenas na simulação com o gerador conectado ao nó 4 do alimentador a margem de carregamento do sistema aumentou e foi possível obter a capacidade de hospedagem do sistema para geradores eólicos. Nas demais simulações, o gerador eólico resultou na diminuição da margem de carregamento do sistema e não foi possível determinar sua capacidade de hospedagem.

As correntes de linha nos trechos à montante do nó do alimentador ao qual foi conectado o gerador apresentaram variações em seus valores durante as simulações conforme esperado, isso devido à injeção de corrente no barramento pelo gerador. Determinadas simulações com a presença do gerador de indução apontaram valores maiores para a mesma fase em relação à simulação sem a presença do gerador, provavelmente devido ao desequilíbrio existente entre as fases do alimentador e ao consumo de potência reativa da rede por parte do gerador.

Em todas as simulações com a presença do gerador conectado ao alimentador, o desequilíbrio de tensão entre as fases do nó terminal diminuiu em relação à simulação sem o gerador, embora que em determinadas simulações o perfil de tensão apresentou valores menores para a fase 'a' e valores maiores para as fases 'b' e 'c'.

Assim, a metodologia proposta para o cálculo da curva PV em sistemas de distribuição apresentou resultados satisfatórios, sendo possível determinar a margem de carregamento do sistema teste simulado, a qual se mostrou um bom parâmetro para se determinar a capacidade de hospedagem de sistemas de distribuição para geradores eólicos.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig. **O que são as redes inteligentes de energia?**. Disponível em: < [http://www.cemig.com.br/pt-br/A\\_Cemig\\_e\\_o\\_Futuro/sustentabilidade/nossos\\_programas/Redes\\_Inteligentes/Paginas/as\\_redes\\_inteligentes.aspx](http://www.cemig.com.br/pt-br/A_Cemig_e_o_Futuro/sustentabilidade/nossos_programas/Redes_Inteligentes/Paginas/as_redes_inteligentes.aspx) > Acesso em: 10/09/2018.
- [2] Grupo de Trabalho de Redes Elétricas Inteligentes – Ministério de Minas e Energia. **Smart Grid. Relatório, 2010.** Disponível em: < [http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256641/Relatxrio\\_GT\\_Smart\\_Grid\\_Portaria\\_440-2010.pdf/3661c46c-5f86-4274-b8d7-72d72e7e1157](http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256641/Relatxrio_GT_Smart_Grid_Portaria_440-2010.pdf/3661c46c-5f86-4274-b8d7-72d72e7e1157) > Acesso em 10/09/2018.
- [3] Redes Inteligentes Brasil. **Cidade do Futuro.** Disponível em: <<http://redesinteligentesbrasil.org.br/cidade-do-futuro.html>>. Acesso em: 26/11/2018.
- [4] Portal O Setor Elétrico. **Cidades inteligentes: o futuro do smart grid no Brasil.** Disponível em: <<https://www.osetoreletrico.com.br/cidades-inteligentes-o-futuro-do-smart-grid-no-brasil/>>. Acesso em: 26/11/2018.
- [5] Aboboreira, F. L., Cruz, A. F. S. **A importância do smart grid na rede elétrica de distribuição do Brasil.** XV SEPA - Seminário Estudantil de Produção Acadêmica, UNIFACS, 2016.
- [6] Instituto Nacional de Eficiência Energética – INEE. **O que é Geração Distribuída?**. Disponível em: < [http://www.inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp](http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp) >. Acesso em: 10/09/2018.
- [7] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Geração Distribuída.** Disponível em: < [http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset\\_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introducao-1/656827?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introducao-1/656827?inheritRedirect=false) > Acesso em: 10/09/2018.
- [8] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Unidades consumidoras com geração distribuída.** Disponível em: < [http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Fonte.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp) >. Acesso em: 10/09/2018.
- [9] Bollen, M. H. J. **Integration of distributed generation in the power system.** New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2011.
- [10] Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica. **Energia eólica: Panorama geral e a Geração Distribuída.** Disponível em: <[http://www.smartgrid.com.br/eventos/smartgrid2017/francine\\_pisni.pdf](http://www.smartgrid.com.br/eventos/smartgrid2017/francine_pisni.pdf)>. Acesso em: 26/11/2018.
- [11] Ministério de Minas e Energia – MME. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.** Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas\\_eolico/atlas%20do%20potencial%20eolico%20brasileiro.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlas%20do%20potencial%20eolico%20brasileiro.pdf)
- [12] Castro, N., Oliveira, C., Chaves, A. C. **A energia eólica no Brasil: desafios e perspectivas.** Agência Canal Energia, 2018. Disponível em: <[http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/25\\_castro185.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/25_castro185.pdf)>. Acesso em: 26/11/2018.

- [13] Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **Balanco Energético Nacional**. Disponível em: <<http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018.pdf>>. Acesso em: 26/10/2018.
- [14] Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial. **Mapeamento da cadeia produtiva da indústria eólica no Brasil**. Disponível em: <<http://investimentos.mdic.gov.br/public/arquivo/arq1410360044.pdf>>. Acesso em: 26/11/2018.
- [15] Moreale, M. S. **Técnicas para treinamento de operadores de sistema elétrico utilizando simulador com base na interface de tempo real**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/90463/247994.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 26/11/2018.
- [16] Teixeira, T. P. **Implementação de uma ferramenta de fluxo de potência para software de treinamento de operadores de usinas térmicas**. Monografia (Graduação) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10007452.pdf>>. Acesso em: 26/11/2018.
- [17] Monticelli, A. J. **Fluxo de potência em redes de energia elétrica**. Edgard Blucher Ltda, 1983.
- [18] Reis, C. S. M. M. **Determinação de índices de estabilidade de tensão**. Dissertação (Mestrado) – Universidade do Porto, Porto, 2005. Disponível em: <<https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/11901/2/Texto%20integral.pdf>>. Acesso em: 26/11/2018.
- [19] Kundur, P. **Power system stability and control**. Mc Graw Hill, Inc., 1994.
- [20] Taylor, C. W. **Power system voltage stability**. Mc Graw Hill, Inc., 1994.
- [21] Bollen, M. H. J., Hassan, F. **Integration of distributed generation in the power system**. John Wiley & Sons, Ltd, 2011.
- [22] Sarabia, A. F. **Impact fo distributed generation on distribution system**. Dissertação (Mestrado) – Aalborg University, Aalborg, 2011.
- [23] Balamurugan, K., Srinivasan, D., Reindl, T. **Impact of distributed generation on power distribution systems**. Energy Procedia, v. 25, p. 93-100, 2012.
- [24] Carvalho, M. R. **Estudo de técnicas eficientes para a resolução do problema de fluxo de potência para sistemas de distribuição radial**. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2005.
- [25] Silva, D. M. **Fluxo de potência para sistemas de distribuição considerando redução de barras**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual de Londrina, Londrina, 2016.
- [26] Kersting, W. H. **Distribution system modeling and analysis**. 3 ed. CRC Press, 2012.

[27] Esco-GD - Tecnologia em Energia. **Transmissão e distribuição de energia**. Disponível em: < <http://esco-gd.com.br/transmissao-e-distribuicao-de-energia/> >. Acesso em: 04/10/2018.

[28] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/transmissao5> >. Acesso em: 04/10/2018.

[29] Pereira, R. A. F., da Silva, L. G. W., Mantovani, J. R. S. **Algoritmo baseado em fundamentos de tensão para localização de faltas em alimentadores de distribuição de energia elétrica**. Sba Controle & Automação, v.19, n. 3, Natal, 2008. Disponível em: < [http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0103-17592008000300009](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-17592008000300009) >. Acesso em: 04/10/2018.

[30] Flores, A. V. E. **Análise da correta modelagem de transposição em linhas de transmissão no domínio da frequência**. Mestrado (Dissertação) – Universidade Federal de Campinas: Campinas, 2016.

[31] A. Thomas, A. Göran, S. Lennart. **Distributed generation: a definition**. Electric Power Syst. Res. 57 (3) (2001) 195–204

[32] W. El-Khattam, M.M.A. Salama, **Distributed generation technologies, definitions and benefits**. Electric Power Syst. Res. 57 (3) (2001) 195–204

[33] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. 2015. Disponível em: [www2.aneel.gov.br/cedo/ren2015687.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedo/ren2015687.pdf). Acesso em 17/09/2018.

[34] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Normativa nº 486, de 17 de abril de 2012**. 2012. Disponível em: [www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf](http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf). Acesso em 17/09/2018.

[35] Babu, N. R., Arulmozivarman, P. **Wind energy conversion systems - a technical review**. Journal of Engineering Science and Technology: 2013, v. 8, n. 4, p. 493 – 507.

[36] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Disponível em: < [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia\\_eolica/6\\_4.htm](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_eolica/6_4.htm) >. Acesso em: 04/10/2018.

[37] Ackermann, T. **Wind Power in Power Systems**. 1. ed. John Wiley & Sons, Ltd: 2005.

[38] Pícolo, A. P., Buhler, A. J., Rampinelli, G. A. **Uma abordagem sobre a energia eólica como alternativa de ensino de tópicos de física clássica**. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/rbef/v36n4/v36n4a07.pdf>>. Acesso em: 26/11/2018.

[39] E. Hau, Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics Springer, Berlim, 2006.

[40] Çengel, Y. A. **Mecânica dos fluidos**. McGraw Hill, 2006.

[41] Castro, R. M. G. **Introdução à energia eólica**. 1. ed. Universidade Técnica de Lisboa, 2003. Disponível em: <<http://www.troquedeenergia.com/Produtos/LogosDocumentos/IntroducaoAEnergiaEolica.pdf>>. Acesso em: 26/11/2018.

- [42] Umans, S. D. **Máquinas elétricas de Fitzgerald e Kingsley**. 7. ed. Mc Graw Hill, 2014.
- [43] Hogde, B. K. **Sistemas e aplicações de energia alternativa**. LTC, 2009.
- [44] Taveiros, F. E. V. **Sistema de conversão de energia eólica baseado no gerador de indução duplamente alimentado: análise e contribuição ao controle da máquina**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.
- [45] Marques, J. **Turbinas eólicas: modelo, análise e controle do gerador de indução com dupla alimentação**. 2004. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2004. Disponível em: <<https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/8442/JEFERSON%20MARQUES.pdf>>. Acesso em: 19/09/2018.
- [46] Rodrigues, P. R. **Energias Renováveis: Energia Eólica**. Jelare, 2011.
- [47] Umans, S. D. **Máquinas elétricas de Fitzgerald e Kingsley**. 7. ed. McGraw Hill, 2014.74
- [48] Hansen, L. H., Helle L., Blaabjerg F., Ritchie E., Munk-Nielsen S., Bindner, H., Sørensen, P., Bak-Jensen, B. **Conceptual Survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines**. Relatório. Roskilde: Risø National Laboratory, Denmark, 2001, n. 1205, p. 107.
- [49] Dias, I. S. **Aplicação da técnica de otimização PSO para análise de custos de geradores eólicos**. Monografia (Graduação) – Universidade do Estado de Santa Catarina, Joinville, 2016. Disponível em: <<http://sistemabu.udesc.br/pergamumweb/vinculos/00001e/00001eeb.pdf>>. Acesso em: 26/11/2018.
- [50] Voltolini, H. **Modelagem e controle de geradores de indução duplamente alimentados com aplicação em sistemas eólicos**. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007. Disponível em: <<https://core.ac.uk/download/pdf/30371000.pdf>>. Acesso em: 26/11/2018.
- [51] Quezada, V. H., Abbad, J. R., San Roman, T. G. **Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 21, n. 2, May 2006.
- [52] Chiradeja, P. **Benefit of distributed generation: a line loss reduction analysis**. IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, Dalian, 2005.
- [53] Borges, C. L. T., Falcão, D. M. **Optimal distributed generation allocation for reliability, losses, and voltage improvement**. Electrical Power and Energy Systems, v. 28, p. 413–420, 2006.
- [54] Prado, C. C., *et al.* **Analysis of distributed generation impact on the voltage stability margin**. 51st International Universities Power Engineering Conference, Portugal, 2016.

[55] Davda, A. T., Parekh, B. R. **System impact analysis of Renewable Distributed Generation on an existing Radial Distribution Network**. IEEE Electrical Power and Energy Conference, London, 2012.

[56] Juan A. Martinez, J. A., Martin-Arnedo, J. **Impact of distributed generation on distribution protection and power quality**. IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, 2009.

[57] Borges, C. L. T., Falcão, D. M. **Impact of distributed generation allocation and sizing on reliability, losses and voltage profile**. IEEE Bologna Power Tech Conference, Bologna, June 2003.

[58] Padiyar, K. R. **Power system dynamics: stability and control**. 2<sup>a</sup> ed. Hyderabad: BS Publications, 2008. 571 p.

[59] Kundur, P. *et al.* **Definition and classification of power system stability**. IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. IEEE Transactions on Power Systems, v. 19, n. 3, p. 1387 – 1401, ago. 2004.

[60] Machowski, J. Bialek, J. W., Bumby, J. R. **Power system dynamics: stability and control**. 2nd ed. 1997.

[61] Van Cutsem, T. **Voltage instability: phenomena, countermeasures, and analysis methods**. Proceedings of the IEEE, v. 88, n. 2, Feb. 2000.

[62] Cortez, A. N. **Critérios e procedimentos para a avaliação de estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência**. Mestrado (Dissertação) – Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2001.

[63] Silva, R. G. **Aplicação dos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada na Avaliação da Estabilidade de Tensão**. Mestrado (Dissertação) – Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte: 2010.

[64] dos Reis, C. S. M. M. **Determinação de índices de estabilidade de tensão**. Mestrado (Dissertação) – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Porto, 2005.

[65] Vilela, A. O. R. **Margem de estabilidade de tensão no planejamento dos sistemas elétricos – análise do impacto do despacho da geração**. Mestrado (Dissertação) – Universidade Federal de Minas Gerais: Belo Horizonte, 2014.

[66] Gavira, M. O. **Simulação computacional como uma ferramenta de aquisição de conhecimento**. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2003.

[67] Carvalho, M. R. **Estudo comparativo de fluxo de potência para sistemas de distribuição radial**. Mestrado (Dissertação) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo: São Carlos, 2006.

[68] Shirmohammadi, D. A **Compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 3, n. 2, p. 753-762, May 1988.

[69] Kersting, W. H., Mendive, D. L. **An application of ladder network theory to the solution of three-phase radial load-flow problems**. IEEE/PES 1976 Winter Meeting, p. A76044–8 1-6, New York, NY, 1976.

[70] Garcia, P. A. N., Pereira, J. L. R., Jr, S. C. **Fluxo de potência trifásico por injeção de corrente: parte 1 – formulação básica.** Revista Controle & Automação, v.12 n.03, p. 178-187, 2001.

[71] Chang, G. W., Chu, S. Y., Wang, H. L. **An improved backward/forward sweep load flow algorithm for radial distribution systems.** IEEE Transactions on Power Systems, v. 22, n. 2, p. 882-884, May 2007.

[72] Rana, A. D., Darji, J. B., Pandya, M. **Backward/Forward sweep load flow algorithm for radial distribution system.** - International Journal for Scientific Research & Development, v. 2, n. 1, p. 398-400, 2014.

[73] Carson, J. R. **Wave propagation in overhead wires with ground return.** Bell System Technical Journal, 1926.

[74] IEEE Power & Energy Society. **RESOURCES.** Disponível em: <<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>> Acesso em: 20/10/2018.

[75] Kersting, W. H. **Radial distribution test feeders.** Disponível em: <<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/files/2017/08/testfeeders.pdf/>>. Acesso em: 15/08/2018.

### ANEXO A – Sistema *IEEE 4 Node Test Feeder*

O sistema apresentado a seguir foi retirado da terceira edição do livro *Distribution system modeling and analysis*, de William H. Kersting [57], o qual se baseia no alimentador de teste de 4 barramentos (*IEEE 4 Node Test Feeder*), apresentado em [60], fornecido pelo órgão IEEE e utilizado para testar a capacidade de programas em representar transformadores, linhas trifásicas completas e cargas desbalanceadas.

Algumas grandezas elétricas foram adaptadas em relação ao artigo que descreve o alimentador de teste, como os valores de resistência dos condutores do alimentador que, em [60], estão referenciados à temperatura de 50° C e em [57], à 25° C, além do valor de potência das cargas desbalanceadas.

O sistema usado para teste do alimentador de distribuição simulado é mostrado pela Figura 37.

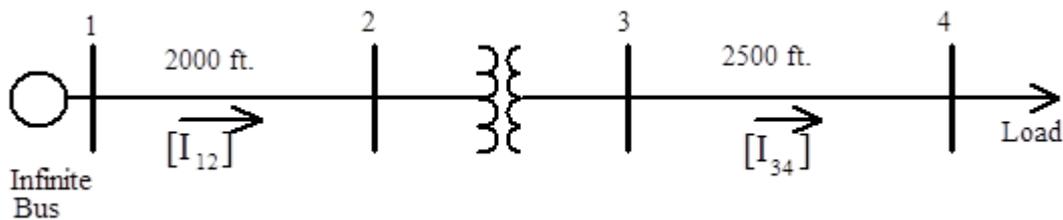


Figura 37 – *IEEE 4 Node Test Feeder*.

Fonte: Figura extraída de [60].

Ambas as linhas primária (Nó 1 ao Nó 2) e secundária (Nó 3 ao Nó 4) serão construídas usando a configuração mostrada na Figura 38.

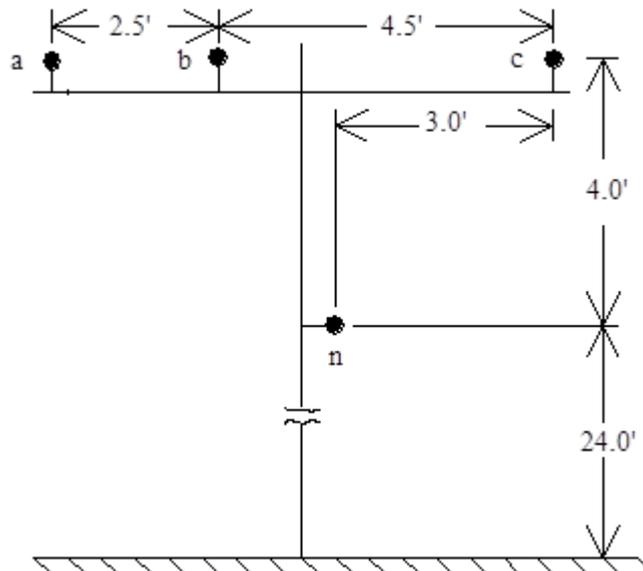


Figura 38 – Configuração da rede do alimentador.

Fonte: Figura extraída de [60].

As fases da rede são representadas pelas letras 'a', 'b' e 'c', enquanto que o neutro é representado pela letra 'n'.

Os condutores utilizados na rede são:

- Condutor de Fase: 336,400 26/7 ACSR
  - GMR = 0.0244 *ft*
  - Resistência à 25° C = 0.278  $\Omega$ /milha
  - Diâmetro = 0.721 in
- Condutor neutro: 4/0 6/1 ACSR
  - GMR = 0.00514 *ft*
  - Resistência à 25° C = 0.445  $\Omega$ /milha
  - Diâmetro = 0.563 in

A fonte é um barramento infinito com tensão entre fases de 12.47 kV.

Os dados referentes ao transformador trifásico estão dispostos na Tabela 10.

Tabela 10 – Dados do transformador.

Conexão	kVA	kVLL-high	kVLL-low	R - %	X - %
Step-Down	6,000	12.47	4.16	1.0	6.0

Fonte: Adaptado de [60].

Os dados referentes à carga desbalanceada conectada ao Nó 4 estão dispostos na Tabela 11.

Tabela 11 – Dados da carga desbalanceada.

	Fase a	Fase b	Fase c
kW	750	900	1250
Fator de potência	0.85	0.90	0.95

Fonte: Adaptado de [57].

## ANEXO B – Exemplo de modelagem de gerador de indução

Os exemplos demonstrados a seguir foram retirados do Capítulo 9 de [57] e são utilizados para demonstrar a análise de máquinas de indução sob condições de tensões desbalanceadas pelo método das componentes simétricas.

### Example 9.2

To demonstrate the analysis of an induction motor in the phase frame, the following induction motor will be used:

25 hp, 240 V operating with  $slip = 0.035$

$P_{loss_{rotation}} = 0.75$  kW

$Z_s = 0.0774 + j0.1843 \Omega$

$Z_m = 0 + j4.8384 \Omega$

$Z_r = 0.0908 + j0.1843 \Omega$

The “load” resistances are

$$RL_1 = \left( \frac{1 - 0.035}{0.035} \right) \cdot 0.098 = 2.5029 \Omega$$

$$RL_2 = \left( \frac{1 - (1.965)}{1.965} \right) \cdot 0.098 = -0.0446 \Omega$$

The input sequence impedances are

$$ZM_1 = Z_s + \frac{Z_m \cdot (Z_r + RL_1)}{Z_m + Z_r + RL_1} = 1.9775 + j1.3431 \Omega$$

$$ZM_2 = Z_s + \frac{Z_m \cdot (Z_r + RL_2)}{Z_m + Z_r + RL_2} = 0.1203 + j0.3623 \Omega$$

The positive and negative sequence input admittances are

$$YM_1 = \frac{1}{ZM_1} = 0.3461 - j0.2350 S$$

$$YM_2 = \frac{1}{ZM_2} = 0.8255 - j2.4863 S$$

The sequence admittance matrix is

$$[YM_{012}] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0.3461 - j0.2350 & 0 \\ 0 & 0 & 0.8255 - j2.4863 \end{bmatrix} S$$

The phase admittance matrix is

$$[YM_{abc}] = \begin{bmatrix} 0.7452 - j0.4074 & -0.0999 - j0.0923 & 0.3547 + j0.4997 \\ 0.3547 + j0.4997 & 0.7452 - j0.4074 & -0.0999 - j0.0923 \\ -0.0999 - j0.0923 & 0.3547 + j0.4997 & 0.7452 - j0.4074 \end{bmatrix} S$$

The line-to-line terminal voltages are measured to be

$$V_{ab} = 235 V, \quad V_{bc} = 240 V, \quad V_{ca} = 245 V$$

Since the sum of the line-to-line voltages must equal zero, the law of cosines can be used to determine the angles on the voltages. Applying the law of cosines results in

$$[VLL_{abc}] = \begin{bmatrix} 235/0 \\ 240/\underline{-117.9} \\ 245/\underline{120} \end{bmatrix} V$$

The phase motor currents can now be computed:

$$[I_{s_{abc}}] = [YM_{abc}] \cdot [VLL_{abc}] = \begin{bmatrix} 53.15/\underline{-71.0} \\ 55.15/\underline{-175.1} \\ 66.6/\underline{55.6} \end{bmatrix} A$$

It is obvious that the currents are very unbalanced. The measure of unbalance for the voltages and currents can be computed as [1]

$$V_{unbalance} = \left( \frac{\max\_deviation}{|V_{avg}|} \right) \cdot 100 = \left( \frac{5}{240} \right) \cdot 100 = 2.08\%$$

$$I_{unbalance} = \left( \frac{\max\_deviation}{|I_{avg}|} \right) \cdot 100 = \left( \frac{8.3232}{58.31} \right) \cdot 100 = 14.27\%$$

This example demonstrates that the current unbalance is approximately seven times greater than the voltage unbalance. This ratio of current unbalance to voltage unbalance is typical. The actual operating characteristics including stator and rotor losses of the motor can be determined using the method developed in Ref. [2].

The equivalent line-to-neutral voltages at the motor are computed using the [W] matrix:

$$[Vs_{abc}] = [W] \cdot [VLL_{abc}]$$

$$\begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 235/0 \\ 240/\underline{-117.9} \\ 245/\underline{120} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 138.6/\underline{-30.7} \\ 135.7/\underline{-148.6} \\ 141.4/\underline{91.4} \end{bmatrix} V$$

The input complex power to the motor is

$$S_{in} = \sum_{k=1}^3 \frac{V_{S_{abc_k}} \cdot (I_{S_{abc_k}})^*}{1000} = 19.95 + j13.62$$

$$|S_{in}| = 24.15 \quad PF = 0.83 \text{ lag}$$

The rotor currents and voltages can be computed by first computing the equivalent A, B, C, and D matrices according to Equations 9.80. The first step is to compute the sequence A, B, C, and D parameters according to Equations 9.65 through 9.68:

$$Am = 1 + Y_m \cdot Zs = 1.0381 - j0.0161$$

$$Bm = Zs + Zr + Y_m \cdot Zs \cdot Zr = 0.1746 + j0.3742$$

$$Cm = Y_m = -j0.2067$$

$$Dm = 1 + Y_m \cdot Zr = 1.0381 - j0.0188$$

The sequence matrices using Equations 9.72 are

$$[Am_{012}] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1.0381 - j0.0161 & 0 \\ 0 & 0 & 1.0381 - j0.0161 \end{bmatrix}$$

$$[Bm_{012}] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & -0.1746 - j0.3742 & 0 \\ 0 & 0 & -0.1746 - j0.3742 \end{bmatrix}$$

$$[Cm_{012}] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & j0.2067 & 0 \\ 0 & 0 & j0.2067 \end{bmatrix}$$

$$[Dm_{012}] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1.0381 - j0.0188 & 0 \\ 0 & 0 & 1.0381 - j0.0188 \end{bmatrix}$$

Equation 9.80 gives us the final phase domain A, B, C, and D matrices:

$$\begin{aligned} [Am_{abc}] &= [A] \cdot [Am_{012}] \cdot [A]^{-1} \\ &= \begin{bmatrix} 0.6921 - j0.0107 & -0.346 + j0.0053 & -0.346 + j0.0053 \\ -0.346 + j0.0053 & 0.6921 - j0.0107 & -0.346 + j0.0053 \\ -0.346 + j0.0053 & -0.346 + j0.0053 & 0.6921 - j0.0107 \end{bmatrix} \end{aligned}$$

$$[Bm_{abc}] = \begin{bmatrix} -0.1164 - j0.2494 & 0.0582 + j0.1247 & 0.0582 + j0.1247 \\ 0.0582 + j0.1247 & -0.1164 - j0.2494 & 0.0582 + j0.1247 \\ 0.0582 + j0.1247 & 0.0582 + j0.1247 & -0.1164 - j0.2494 \end{bmatrix}$$

$$[Cm_{abc}] = \begin{bmatrix} j0.1378 & -j0.0689 & -j0.0689 \\ -j0.0689 & j0.1378 & -j0.0689 \\ -j0.0689 & -j0.0689 & j0.1378 \end{bmatrix}$$

$$[Dm_{abc}] = \begin{bmatrix} 0.6921 - j0.0125 & -0.346 + j0.0063 & -0.346 + j0.0063 \\ -0.346 + j0.0063 & 0.6921 - j0.0125 & -0.346 + j0.0063 \\ -0.346 + j0.0063 & -0.346 + j0.0063 & 0.6921 - j0.0125 \end{bmatrix}$$

With the matrices defined, the rotor voltages and currents can be computed:

$$[Vr_{abc}] = [Dm_{abc}] \cdot [Vs_{abc}] + [Bm_{abc}] \cdot [Is_{abc}] = \begin{bmatrix} 124.5/\underline{-36.1} \\ 124.1/\underline{-156.3} \\ 123.8/\underline{83.9} \end{bmatrix}$$

$$[Ir_{abc}] = [Cm_{abc}] \cdot [Vs_{abc}] + [Am_{abc}] \cdot [Is_{abc}] = \begin{bmatrix} 42.2/\underline{-41.2} \\ 50.9/\underline{-146.6} \\ 56.8/\underline{79.1} \end{bmatrix}$$

The converted electric power to shaft power is

$$P_{convert} = \sum_{k=1}^3 \frac{Vr_{abc_k} \cdot Ir_{abc_k}^*}{1000} = 18.5 \text{ kW}$$

The power converted in units of horsepower is

$$hp = \frac{P_{convert}}{0.746} = 24.8$$

Note how the shaft power in horsepower is approximately equal to the input kVA of the motor. This is typically the case so that a good assumption for a motor is that the rated output in horsepower will be equal to the input kVA.

### Example 9.3

The same motor and voltages as used in Example 9.2 have input power requirement of 25 kW. Determine the required slip.

Set the initial (old) value of slip to 0.0 and the change in slip to be 0.01:

$$s_{old} = 0$$

$$ds = 0.01$$

Define the positive and negative slips as

$$s_1 = s_{old} + ds = 0.01$$

$$s_2 = 2 - s_1 = 1.99$$

Compute the motor equivalent admittance matrix:

$$[YM_{abc}] = \begin{bmatrix} 0.7081 - j0.379 & -0.1072 - j0.1382 & 0.3991 + j0.5172 \\ 0.3991 + j0.5172 & 0.7081 - j0.379 & -0.1072 - j0.1382 \\ -0.1072 - j0.1382 & 0.3991 + j0.5172 & 0.7081 - j0.379 \end{bmatrix}$$

The currents are calculated to be

$$[I_s] = [YM_{abc}] \cdot [VLL_{abc}] = \begin{bmatrix} 31.1/-107.8 \\ 25.1/161.0 \\ 39.5/32.8 \end{bmatrix}$$

The three-phase input complex power is computed to be

$$S_{in} = \sum_{k=1}^3 \frac{V_{S_{abc_k}} \cdot (I_{S_{abc_k}})^*}{1000} = 6.0366 + j11.5963$$

The error is

$$Error = 25.0 - 6.0366 = 18.9634$$

Since the error is greater than zero, the value of the old value of slip needs to be increased by the present value of the change in voltage:

$$s_{new} = s_{old} + ds = 0.01 + 0.01 = 0.02$$

The process is now repeated starting with the computation of the motor shunt admittance matrix. When the value of slip reaches 0.050, the computed input power is 27.6 kW. The error is now  $-2.6$ , which means that the needed value of slip lies between 0.049 and 0.05. At this point, the present value of the change in slip (0.01) is changed to 0.001 and the new value of slip will be 0.041. Again, the process is repeated until at a slip of 0.045 the computed input power is 25.1 with an error of  $-0.1$ . The change in slip is divided by 10 with a new value of 0.0001 and the new slip is 0.0442. The process continues until a slip of 0.0448 gives a computed power of 25.04 with an error of  $-0.04$ . The change in slip is moved to 0.00001 and the new slip is 0.04471. At a slip of 0.04472, the computed power is 25.0006, which is within the desired tolerance of 0.001. The final input to the motor is

$$S_{in} = 25.0006 + j15.9581 = 31.9 \text{ kVA at } 0.866 \text{ lag power factor}$$

#### Example 9.4

Using the same induction machine and line-to-line voltages in Example 9.2, determine the slip of the machine so that it will generate 20 kW. Since the same model is being used with the same assumed direction of currents, the specified power at the terminals of the machine will be

$$P_{gen} = -20$$

As before, the initial “old” value of slip is set to 0.0. However, since the machine is now a generator, the initial change in slip will be

$$ds = -0.01$$

As before, the value of slip to be used for the first iteration will be

$$s_1 = s_{old} + ds = -0.01$$

This value of slip gives an input power of the machine of  $-5.706$  with an error of  $-14.2933$ . Since the error is negative, the positive sequence slip will be increased by the present value of the change in slip.

$$s_1 = -0.01 - 0.01 = -0.02$$

This slip yields an input power of  $-11.6384$  kW and an error of  $-8.3616$ . The process is continued until, at a value of slip of  $-0.04$ , the input power is  $-23.3224$  with an error of  $+3.3224$ . The positive error is the key to decrease the change in slip by a factor of 10. This gives a new change in slip of a value of  $-0.001$ . Again, the process is repeated until, at a value of slip of  $-0.035$ , the power is  $-20.4432$  with an error of  $+0.4432$ . The value of the change in slip becomes  $-0.0001$ . This procedure is continued, changing the change in slip every time that the error is positive. Finally, at a value of slip of  $-0.034234$ , the power is  $-19.9990$  with an error of  $-0.001$ , which is within the desired tolerance of  $0.001$ . For the final value of slip, the input power of the machine is

$$S_{in} = -19.9990 + j15.0244$$

It must be noted that even though the machine is supplying power to the system, it is still consuming reactive power. The point being that even though the induction generator can supply real power to the system, it will still require reactive power from the system. This reactive power is typically supplied by shunt capacitors or a static var supply at the location of the windmill.