



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CAMPUS SOBRAL
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PEDRO FELLIPE LIMA BRANDÃO

**INFLUÊNCIA DOS MODELOS DE LINHAS NO PERFIL DE TENSÃO DE SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

SOBRAL

2022

PEDRO FELLIPE LIMA BRANDÃO

INFLUÊNCIA DOS MODELOS DE LINHAS NO PERFIL DE TENSÃO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica
do Campus Sobral da Universidade Federal do
Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Me. Juan Carlos Pequena Suni

SOBRAL

2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

B819i Brandão, Pedro Fellipe Lima.
Influência dos modelos de linhas no perfil de tensão de sistemas de distribuição de energia elétrica /
Pedro Fellipe Lima Brandão. – 2022.
90 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, 3, Sobral, 2022.
Orientação: Prof. Me. Juan Carlos Pequena Suni.

1. Geração Distribuída. 2. Modelos de Linha. 3. Perfil de Tensão. 4. Sistemas de Distribuição. I. Título.
CDD

PEDRO FELLIPE LIMA BRANDÃO

INFLUÊNCIA DOS MODELOS DE LINHAS NO PERFIL DE TENSÃO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica
do Campus Sobral da Universidade Federal do
Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Me. Juan Carlos Pequeña Suni (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Marcus Rogério de Castro
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Adson Bezerra Moreira
Universidade Federal do Ceará (UFC)

À minha família, por ajudarem nos momentos mais necessários. À minha vó, fonte inesgotável de apoio. Mãe, seu cuidado e carinho foi o que me possibilitou chegar até aqui.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, a Deus, que fez com que meus objetivos fossem alcançados, durante todos os meus anos de estudos.

Ao Prof. Juan Carlos Pequeña Suni por me orientar em meu Trabalho de Conclusão de Curso.

À minha mãe, Neuma, e minha avó, Rosa, que cuidaram de mim apesar de todas as dificuldades e me mostraram a importância dos estudos. Agradeço pelo amor e empenho na minha formação pessoal e profissional. Sem vocês nada disso seria possível.

À minha noiva, Silvana, por todo seu carinho e apoio que foram indispensáveis para a minha vida. Você foi o meu porto seguro.

Aos meus irmãos, Marta e Lucas, que me ajudaram sempre que possível e estiveram presentes durante toda a minha formação pessoal.

Aos meus amigos por fazerem parte de toda a minha trajetória, em especial ao Hugo e Kauan, por serem verdadeiros irmãos.

Aos meus grandes amigos Juarez, Jhon, Jonas e Vilmar, por sempre ajudarem quando precisei.

À minha família, que sempre demonstraram carinho e atenção durante todos os meus anos de vida.

Aos meus professores, pelas correções e ensinamentos que me permitiram apresentar um melhor desempenho no meu processo de formação profissional ao longo de toda a minha formação acadêmica.

Aos meus colegas, com quem sempre convivi intensamente, pelo companheirismo e pela troca de experiências que me permitiram crescer não só como pessoa, mas também como formando.

Ao Doutorando em Engenharia Elétrica, Ednardo Moreira Rodrigues, e seu assistente, Alan Batista de Oliveira, aluno de graduação em Engenharia Elétrica, pela adequação do *template* utilizado neste trabalho para que o mesmo ficasse de acordo com as normas da biblioteca da Universidade Federal do Ceará (UFC)

A todos aqueles que contribuíram, de alguma forma, para a realização deste trabalho.

“A ciência é sobre saber, a engenharia é sobre
fazer.”

(Henry Petroski)

RESUMO

Trata-se de um estudo sobre a influência dos modelos de linha no perfil de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica. A metodologia propõe analisar o impacto de dois modelos matemáticos de parâmetros de linha de transmissão e da inserção de geração distribuída na rede primária de distribuição. O estudo foi feito utilizando as ferramentas e modelos matemáticos do ambiente computacional do *MATLAB*, com destaque para a interface gráfica do *Simulink*. Para a avaliação e estudo do comportamento elétrico de um sistema de distribuição, foi modelado e simulado o sistema teste do IEEE de 13 nós. Foram examinadas as mudanças ocorridas no perfil de tensão ao alternar entre o modelo de linha de parâmetros distribuídos e de parâmetros concentrados, assim como o efeito causado pela inserção de geração distribuída baseada em uma turbina que utiliza como gerador eólico a máquina de indução duplamente alimentada acoplada estrategicamente em um dos nós do sistema e também analisar a viabilidade de substituir o impacto na tensão causado pelos bancos de capacitores existentes no sistema original radial por essa geração distribuída. Com base nas avaliações feitas no trabalho conclui-se que, devido a topologia dos sistemas de distribuição, as linhas podem ser bem representadas pelo modelo de parâmetros concentrados, com as impedâncias próprias e mútuas calculadas pelas equações de Carson modificadas.

Palavras-chave: Geração distribuída. Modelos de linha. Perfil de tensão. Sistemas de distribuição.

ABSTRACT

This is a study about the influence of line models on the voltage profile in electric power distribution systems. The methodology proposes to analyze the impact of two mathematical models of transmission line and the insertion of distributed generation in the primary distribution line. The study was carried out using the mathematical tools and models of the *MATLAB* computational environment, with emphasis on the *Simulink* graphical interface. To the evaluation and study of the electrical behavior of a distribution system, the IEEE 13 node test feeder was modeled and simulated. Changes in the voltage profile were examined when switching between the distributed parameter line model and concentrated parameters, as well as the effect caused by the insertion of generation based on a turbine that uses an induction machine as a wind generator doubly-fed strategically coupled to one of the system nodes and also analyze the viability of replacing the voltage impact caused by existing capacitor banks in the original radial system by this distributed generation. Based on the evaluations made in the work, it is concluded that, due to the topology of the distribution systems, the lines can be well represented by the lumped parameter model, with their self and mutual impedances calculated by the modified Carson equations.

Keywords: Distributed generation. Line models. Voltage profile. Distribution systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Diagrama unifilar do SEP.	22
Figura 2 – Tensão senoidal aplicada aos terminais de um resistor.	24
Figura 3 – Tensão e corrente eficazes aplicadas a uma impedância.	25
Figura 4 – Esquema representativo de um gerador síncrono no modelo (a) unifilar e (b) trifásico.	28
Figura 5 – Diagrama fasorial do gerador síncrono.	28
Figura 6 – Transformador ideal com carga.	29
Figura 7 – Circuito equivalente do transformador.	30
Figura 8 – Conexões trifásicas do transformador.	31
Figura 9 – Representação unifilar de um transformador de potência.	32
Figura 10 – Torre de transmissão na configuração (a) triangular, (b) vertical e (c) horizontal.	33
Figura 11 – Modelos de linha de transmissão.	33
Figura 12 – Modelo trifásico da linha de transmissão.	34
Figura 13 – (a) Circuito de parâmetros distribuídos e (b) circuito de parâmetros concentrados.	35
Figura 14 – Triângulo das potências para compensação reativa.	38
Figura 15 – Esquema do aerogerador do tipo C.	41
Figura 16 – Diagrama unifilar do sistema IEEE de 13 nós.	45
Figura 17 – Modelo de duas portas de uma linha monofásica.	46
Figura 18 – Circuito de 13 nós no Simulink®.	49
Figura 19 – Esquema da turbina eólica.	50
Figura 20 – Curva característica da turbina eólica.	51
Figura 21 – Esquema de linha do modelo de parâmetros concentrados.	52
Figura 22 – Magnitude da tensão na fase A.	56
Figura 23 – Ângulo da tensão na fase A.	56
Figura 24 – Magnitude da tensão na fase B.	58
Figura 25 – Ângulo da tensão na fase B.	58
Figura 26 – Magnitude da tensão na fase C.	60
Figura 27 – Ângulo da tensão na fase C.	60
Figura 28 – Magnitude da tensão na fase A sem o banco de capacitores.	61
Figura 29 – Ângulo da tensão na fase A sem o banco de capacitores.	62

Figura 30 – Magnitude da tensão na fase B sem o banco de capacitores.	63
Figura 31 – Ângulo da tensão na fase B sem o banco de capacitores.	63
Figura 32 – Magnitude da tensão na fase C sem o banco de capacitores.	64
Figura 33 – Ângulo da tensão na fase C sem o banco de capacitores.	65

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Limites de tensão nominal para sistemas de distribuição.	37
Tabela 2 – Parâmetros da fonte trifásica.	46
Tabela 3 – Parâmetros do transformador entre as barras 633 e 634.	48
Tabela 4 – Parâmetros da turbina do bloco de geração distribuída.	52
Tabela 5 – Erro percentual do sistema base 1.	54
Tabela 6 – Erro percentual do sistema base 2.	55
Tabela 7 – Configuração das linhas aéreas.	69
Tabela 8 – Configuração das linhas subterrâneas.	69
Tabela 9 – Dados dos segmentos de linha.	69
Tabela 10 – Dados do transformador.	69
Tabela 11 – Dados dos bancos de capacitores.	70
Tabela 12 – Dados das cargas pontuais.	70
Tabela 13 – Dados das cargas distribuídas.	70

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SEP	Sistema Elétrico de Potência
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
GD	Geração Distribuída
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
LT	Linhas de Transmissão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
EHV	Extra Alta Tensão
AT	Alta Tensão
MT	Média Tensão
BT	Baixa Tensão
FP	Fator de potência
RMS	Root mean square
TA	Tensão de Atendimento
TL	Tensão de Leitura
TC	Tensão Contratada
BC	Banco de Capacitores
RT	Regulador de Tensão
AC	Alternating Current
DC	Direct Current
EMTP	Electromagnetic Transient Program
LC	Indutância Capacitância
pu	Por Unidade
WTDFIG	<i>Wild Turbine Based on Doubly-fed Induction Generator</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

®	Marca registrada
Z	Impedância elétrica
I	Corrente elétrica
V	Tensão elétrica
R	Resistência elétrica
X	Reatância
Ω	Ohm, unidade de impedância elétrica
A	Ampere, unidade de corrente elétrica
X_L	Reatância indutiva
X_C	Reatância capacitiva
C	Capacitância
F	Faraday, unidade da capacitância
ω	Frequência angular
Rad	Radiano, unidade do ângulo de uma circunferência
s	Segundo, unidade de tempo
L	Indutância
H	Henry, unidade da indutância
f	Frequência
hz	Hertz, unidade de frequência
P	Potência ativa
T	Período da função senoidal
V_m	Valor máximo da tensão
V	Volts, unidade de tensão elétrica
t	Tempo
φ	Ângulo de fase da tensão
I_m	Valor máximo da corrente

φ	Ângulo de fase da corrente
S	Potência aparente
VA	Volt-ampere, unidade de potência aparente
W	Watt, unidade de potência ativa
V_{ef}	Tensão eficaz
Y	Admitância
G	Condutância
B	Susceptância
S	Siemens, medida de condutância e admitância
Z^*	Conjugado da impedância
Q	Potência reativa
VA_r	Volt-ampere reativo, unidade de potência reativa
f_s	Frequência de tensão gerada
n_s	Velocidade de rotação síncrona
RPM	Rotações por minuto
P_s	Número de polos
\hat{V}_t	Vetor da tensão terminal
X_s	Reatância síncrona
\hat{I}_a	Vetor da corrente de armadura
E_g	Tensão gerada
N_1	Número de espiras do enrolamento primário
N_2	Número de espiras do enrolamento secundário
ϕ	Fluxo magnético
a	Relação de transformação
Y_g	Conexão em estrela com neutro aterrado
B	Densidade de fluxo magnético
H	Força magnetizante
Y_{sh}	Admitância <i>shunt</i>

l	Comprimento
γ	Constante de propagação na linha
ΔV_{cap}	Constante de propagação na linha
MW	Megawatts, unidade de potência ativa
kVA	Quilôvolt-ampere, unidade de potência aparente
km	Quilômetro, unidade de comprimento
v	Velocidade de propagação
τ	Atraso de transporte
e	Tensão de linha em um terminal
i	Corrente de linha em um terminal
d	Tamanho da linha
C_{rotor}	Conversor do lado do rotor
C_{grid}	Conversor do lado da rede

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	Motivação	18
1.2	Objetivo	19
1.3	Estrutura do Trabalho	20
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	21
2.1	Sistemas elétricos de potência	21
2.2	Sistema trifásico	22
2.3	Principais componentes elétricos utilizados em um SEP	26
2.3.1	<i>Geradores</i>	26
2.3.2	<i>Transformadores de potência</i>	29
2.3.3	<i>Linhas de transmissão</i>	32
2.4	Sistemas de distribuição de energia elétrica	36
2.5	Geração distribuída	39
2.5.1	<i>Aerogerador como bloco de geração distribuída</i>	40
2.5.1.1	<i>Aerogeradores do tipo C</i>	41
2.6	Modelos de carga	42
2.6.1	<i>Modelos estáticos</i>	42
2.6.2	<i>Modelos dinâmicos</i>	43
3	METODOLOGIA	44
3.1	Sistema IEEE de 13 nós	44
3.2	Sistema base 1	45
3.3	Bloco de geração distribuída	49
3.4	Sistema base 2	52
4	RESULTADOS	54
4.1	Validação dos sistemas simulados	54
4.2	Testes com os sistemas base	55
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	66
	REFERÊNCIAS	67
	APÊNDICES	69

APÊNDICE A– PARÂMETROS DO SISTEMA TESTE DE 13 NÓS DO IEEE	69
APÊNDICE B– ALGORITMO PARA CONVERSÃO DOS DADOS DO MODELO DE PARÂMETROS DISTRIBUÍDOS PARA PARÂMETROS CONCENTRADOS NO MATLAB®	73
APÊNDICE C–ARTIGO SUBMETIDO NO CBA 2022	83

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um dos recursos mais importantes para a vida humana, sendo imprescindível em diversas esferas da sociedade. A crescente globalização aumentou significativamente a sua demanda para a manutenção de aparelhos e equipamentos capazes de conectar informações do mundo inteiro.

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é responsável pelo suprimento de energia elétrica, e engloba centrais de geração de energia, subestações de transformação e interligação, além das linhas de transmissão e distribuição que abastecem residências, indústrias e cidades. No Brasil, devido a grande extensão territorial e da diversidade de biomas e climas, as fontes renováveis representam maior parte da geração de energia. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em 2019 cerca de 83% da matriz elétrica brasileira era proveniente de recursos renováveis (EPE, 2021).

Tradicionalmente, os Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) são projetados para operar radialmente, com centro de controle, monitoramento e medição apenas na subestação de distribuição. Em consequência, tem-se poucos detalhes sobre o estado operativo da rede. Deste modo, as concessionárias de energia elétrica realizam exaustivas simulações computacionais para análises da rede com o objetivo de estimar informações do estado operacional do sistema (SILVA, 2019). O perfil de tensão do sistema de distribuição é um excelente indicador de sua operação e pode ser estimado mediante a realização do fluxo de carga. Porém, para que estes estudos apresentem resultados confiáveis é necessário que a rede elétrica seja modelada de forma que consigam representar os fenômenos que nela ocorram.

Este trabalho foca na análise do perfil de tensão de um sistema de distribuição de energia elétrica, apresentando o impacto causado pelos modelos de impedância da linha e pela adição de um bloco de Geração Distribuída (GD) ao sistema.

1.1 Motivação

A escolha de modelos matemáticos adequados que representem de forma mais realista possível as linhas do SDEE não é uma tarefa simples ou trivial e há muito tempo tem recebido a atenção de especialistas.

Todo esse interesse e dedicação ao problema decorrem do fato de que uma modelagem com parâmetros mais realistas vai impactar positivamente nos resultados e análises inerentes

aos estudos de carregamento e estabilidade de tensão associados aos estudos de planejamento da expansão, perfil de tensão, fluxo de carga, compensação de reativos, reconfiguração de redes, contingências, diagnósticos e planejamentos operativos que envolvam programas de análise de redes elétricas, tornando-os igualmente mais realistas e confiáveis, assumindo que o resto dos componentes do sistema foram modelados corretamente.

Apesar de toda a atenção dedicada à questão, a modelagem e escolha de parâmetros adequados para linhas de distribuição primárias, ainda permite aprofundamentos e novas metodologias para melhor representar as linhas de distribuição nas diversas configurações de SDEE modernas como a inclusão de geração distribuída. Este fato tornou o assunto deste trabalho promissor para ser pesquisado.

1.2 Objetivo

O objetivo deste trabalho é estudar dois principais modelos matemáticos para representar linhas do SDEE, que são o modelo de parâmetros distribuídos e o modelo de parâmetros concentrados e avaliar a influência dos mesmos nos resultados obtidos no perfil de tensão. São consideradas linhas aéreas e subterrâneas, assim como diversas disposições topológicas e condições de carga do alimentador. Além disso, são investigados o impacto no perfil de tensão causado pela inserção de um aerogerador como GD, assim como a viabilidade de substituir o impacto na tensão causado pelos bancos de capacitores existentes no sistema apenas pela GD inserida. Neste trabalho, as simulações foram realizadas num sistema teste de confiabilidade de 13 nós do *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), que é capaz de representar as conexões entre o alimentador, subestações de transformações, linhas de transmissão e cargas de um SDEE. A metodologia foi dividida em 7 casos, diferenciando-se na utilização dos modelos de linha, inserção de geração eólica e um caso base com os dados do fluxo de carga presente no relatório do IEEE acerca do sistema. Gráficos de tensão nos nós e perdas totais dos sistemas são gerados a fim de evidenciar os pontos onde o sistema opera em condição de subtensão, sobretensão e em quais situações apresentam perdas menores e maiores que o caso base. A metodologia proposta é baseada nos conceitos de fluxo de carga para sistemas de distribuição e foi inteiramente desenvolvida na plataforma de simulação MATLAB/Simulink®.

1.3 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está organizado nos seguintes capítulos: introdução, fundamentação teórica, metodologia, apresentação dos resultados, conclusão, referências e apêndices.

No segundo capítulo, há a apresentação de conceitos teóricos a respeito dos SEPs e dos sistemas de distribuição, bem como detalhes sobre os seus principais componentes, o bloco de geração distribuída baseada em um aerogerador e algumas informações sobre modelos de carga e aerogeradores.

No terceiro capítulo é descrita a metodologia, onde é apresentado como foram realizadas as simulações neste trabalho e algumas informações sobre o sistema do IIEEE e a ferramenta Simulink®.

No quarto capítulo são apresentados e discutidos os resultados obtidos em cada um dos sistemas simulados através de figuras e tabelas.

O capítulo 5 é destinado as conclusões acerca dos resultados e sistemas montados. Neste capítulo, os dados obtidos nas simulações são comparados com os conceitos teóricos apresentados previamente.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo apresenta os conceitos e definições sobre o dimensionamento e funcionamento de alguns dos principais elementos presentes em sistemas elétricos de potência, assim como seus aspectos gerais. A modelagem dos circuitos elétricos é baseada nessas definições, bem como a metodologia e análise proposta para a simulação desses sistemas.

2.1 Sistemas elétricos de potência

O SEP é responsável pelo suprimento de energia elétrica e atende aos padrões regulamentados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) de confiabilidade, disponibilidade, qualidade, segurança e custo, com o mínimo impacto ambiental e o máximo de segurança pessoal. Eles são subdivididos em sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

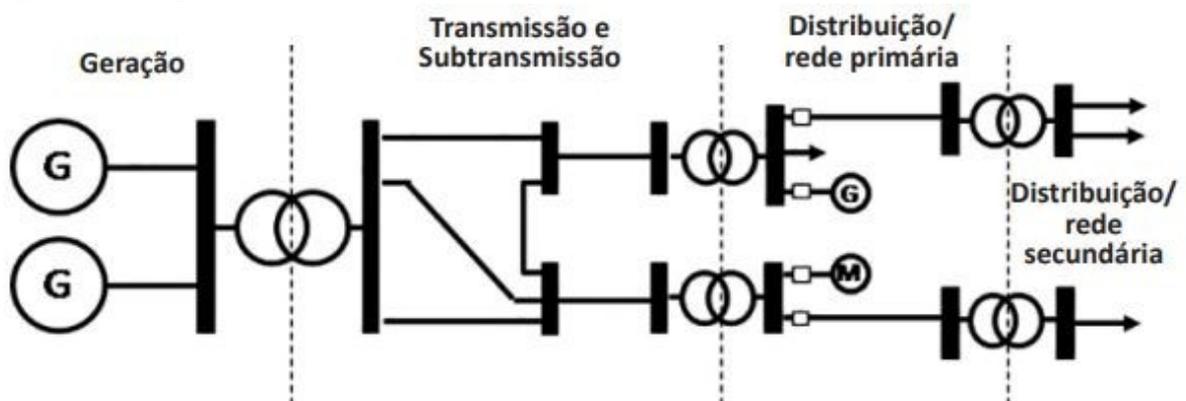
Segundo Vasconcelos (2017), a geração consiste na obtenção de energia elétrica a partir da conversão de outra forma de energia. No Brasil, a geração é proveniente, principalmente, de turbinas hidráulicas, eólicas ou a vapor, com a utilização de máquinas elétricas rotativas, geradores síncronos ou alternadores. As fontes de energia elétrica ditas convencionais são grandes usinas geradoras com potência acima de 30 MW, que gera um nível de tensão na saída normalmente na faixa de 6 a 25 kV, com frequência nominal de 60 Hz. A tensão gerada é elevada aos níveis mais altos por meio de transformadores elétricos para viabilizar a sua transmissão por médias e longas distâncias, uma vez que a sua corrente é reduzida, possibilitando a utilização de cabos de bitolas menores, além de reduzir as perdas por queda de tensão e efeito Joule.

O transporte de energia é realizado por diferentes segmentos da rede elétrica, com destaque para a transmissão e a distribuição. As Linhas de Transmissão (LT) são responsáveis por interligar a geração aos centros de cargas e, muitas vezes, possuem comprimento de milhares de quilômetros. Para a escolha da transmissão entre sistemas de Corrente Alternada (CA) ou Corrente Contínua (CC) são feitos estudos técnicos e econômicos. Em corrente alternada, as tensões usuais adotadas no Brasil são classificadas de acordo com o tipo da rede, sendo a Extra Alta Tensão (EHV) aquelas com tensões iguais ou superiores a 230 kV, a Alta Tensão (AT) aquela com tensões nominais iguais e entre 69 kV e 230 kV e a Média Tensão (MT) que possui valores entre 1 kV e 69 kV, geralmente no padrão de 13,8 kV. Além disso, o sistema de Itaipu opera em corrente contínua com nível de tensão de ± 600 kV (VASCONCELOS, 2017).

Conforme apresentado em Silva (2019), as estações de distribuição estabelecem a conexão entre a energia transportada nas linhas de transmissão e os transformadores da concessionária. Essa subestação apresenta um nível de tensão padronizado em 13,8 kV. As concessionárias são responsáveis por distribuir a energia elétrica aos consumidores finais, atuando normalmente de forma radial para atender os pontos de entrega. Os consumidores são divididos em primários, que são alimentados em MT, e os secundários abastecidos em Baixa Tensão (BT) com valores de tensão iguais ou inferiores a 1 kV, usualmente nos padrões de 110 V e 220 V no Brasil.

A figura 1 apresenta o esquema da energia elétrica desde a geração nas usinas até a distribuição ao consumidor final através do diagrama unifilar de um SEP.

Figura 1 – Diagrama unifilar do SEP.



Fonte: Silva (2019).

2.2 Sistema trifásico

Na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, os sistemas trifásicos recebem destaque por apresentarem vantagens em relação ao monofásico e bifásico. Algumas vantagens desses sistemas são (PINTO, 2015):

- Máquinas trifásicas têm um percentual de quase 50% a mais de potência, quando comparadas às monofásicas com mesmo volume e o mesmo peso;
- Uso de condutores de menor bitola para se transmitir a mesma potência de uma rede monofásica;
- Possibilidade de escolher duas tensões distintas a partir da mesma rede (fonte);
- Criação de campos magnéticos giratórios, que são utilizados nos motores mais robustos e baratos, os motores de indução trifásicos.

Ao realizar a inicialização do sistema elétrico, a sua energização pode ser analisada

nos momentos transitório e permanente. Entende-se como transitório o momento decorrido em um circuito, no qual as tensões e correntes se ajustam até atingir o instante de estabilidade, definido como regime permanente. O tempo gasto pelo transitório dependerá dos elementos que compõem o circuito e dos seus valores. Após o transitório, tem-se o regime permanente, que só é quebrado quando ocorre alguma falta ou interrupção do sistema (PINTO, 2015). O regime permanente pode ser visto também como o momento após o sistema atingir sua estabilidade.

Como apresentado em Pinto (2015), nos sistemas de corrente alternada, a impedância elétrica (Z) é a medida da capacidade de um determinado circuito resistir ao fluxo de uma determinada corrente elétrica (I) quando aplicada tensão (V) em seus terminais. A impedância pode ser decomposta em duas componentes, a parte real sendo a resistência elétrica (R) e parte imaginária chamada de reatância (X). Matematicamente, tem-se como mostra (2.1):

$$Z = \frac{V}{I} = R + jX. \quad (2.1)$$

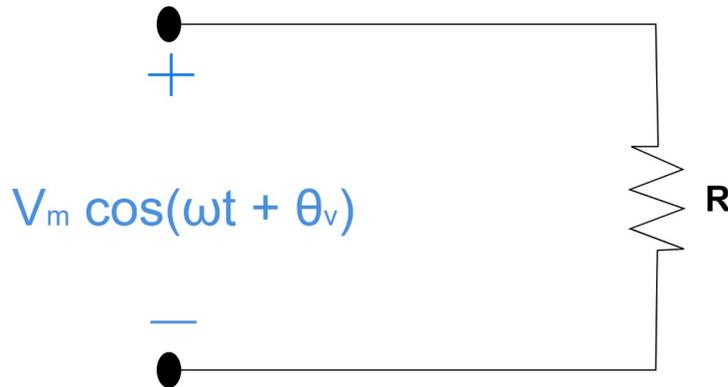
Sendo (Z), (R) e (X) medidos em Ohms (Ω). A reatância pode ser indutiva (X_L) caso o sinal da componente imaginária seja positiva ($X > 0$) e, caso contrário, a reatância é considerada capacitiva (X_C). Deste modo, a reatância é vista na equação (2.2):

$$X = X_L + X_C = j\omega \cdot L + \frac{1}{j\omega \cdot C} = j \cdot 2\pi \cdot f \cdot L + \frac{1}{j \cdot 2\pi \cdot f \cdot C} \quad (2.2)$$

Em que C é a capacitância (medida em Faraday), ω é a frequência angular da função senoidal (medida em $\frac{Rad}{s}$), L é a indutância (medida em Henry) e f é a frequência (medida em Hz).

Os sistemas de distribuição em CA são alimentados por uma tensão senoidal aplicada ao circuito. Caso haja uma impedância e um caminho fechado para movimentação de elétrons nesse sistema, uma corrente também senoidal irá percorrer o circuito, mas será defasada em relação à tensão de acordo com os elementos que compõem essa impedância (NILSSON; RIEDEL, 2015). A figura 2 mostra um circuito com uma tensão senoidal aplicada aos terminais de um resistor e que servirá como base para análise do cálculo da potência elétrica.

Figura 2 – Tensão senoidal aplicada aos terminais de um resistor.



Fonte: Adaptado de Nilsson e Riedel (2015).

Segundo mostra Nilsson e Riedel (2015), a potência elétrica é a medida da quantidade de energia elétrica fornecida ou consumida por um circuito elétrico e pode ser calculada por meio de grandezas como a tensão, a corrente e a impedância elétrica. A potência média P no circuito mostrado na figura 2 pode ser calculada conforme (2.3):

$$P = \frac{1}{T} \cdot \int_{t_0}^{t_0+T} \frac{V_m^2 \cdot \cos(\omega \cdot t + \varphi)}{R} dt \quad (2.3)$$

Em que T é o período da função senoidal (medido em s), V_m é o valor máximo da tensão (medido em V), t é o tempo decorrido (medido em s) e φ é o ângulo de fase da tensão. Nesse circuito, a corrente é obtida conforme apresentado em (2.4):

$$I = \frac{V_m \cdot \cos(\omega \cdot t + \varphi)}{R} = I_m \cdot \cos(\omega \cdot t + \varphi) \quad (2.4)$$

Onde I_m é o valor máximo da corrente (medido em A) e φ é o ângulo de fase da corrente.

A partir da tensão e da corrente é possível obter o Fator de potência (FP), que é um índice que relaciona a energia ativa e reativa do circuito e representa um dos principais indicadores de eficiência energética (VASCONCELOS, 2017). O seu valor varia entre 0 e 1, sendo que o quanto mais próximo de 1 seja, maior é a porção de potência ativa em relação à potência reativa. O FP é dado de acordo com a equação (2.5):

$$FP = \cos(\varphi - \varphi) = \frac{R}{Z} = \frac{P}{S} \quad (2.5)$$

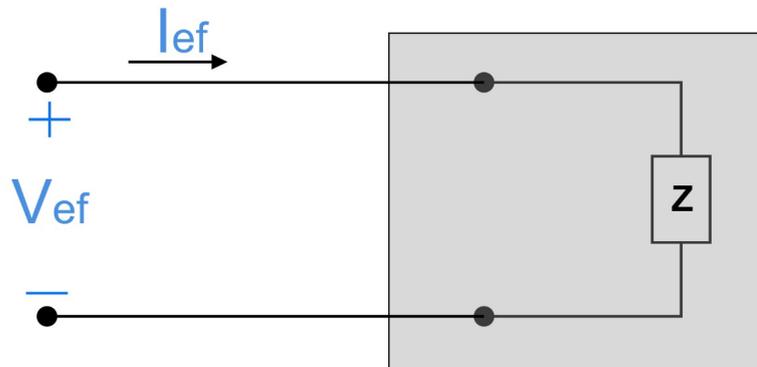
De forma que S é a potência aparente (medida em VA) e P é a potência ativa (medida em W). É preciso ressaltar que a resistência e a impedância na expressão (2.5) são os valores equivalentes no circuito. Outro importante conceito que precisa ser levado em consideração para

o cálculo da potência em sistemas de CA é a relação entre o valor eficaz ou Root mean square (RMS) e o valor de pico, que ocorrem em formas de ondas senoidais (NILSSON; RIEDEL, 2015). A tensão eficaz pode ser vista em (2.6):

$$V_{ef} = \frac{V_m}{\sqrt{2}} \quad (2.6)$$

Esta mesma relação é válida para corrente senoidal. A partir dos valores eficazes de tensão e corrente é possível calcular a potência e impedância dos circuitos. Para analisar essas formas de cálculo será utilizado o circuito genérico da figura 3, no qual uma tensão e corrente eficazes são injetadas em uma impedância.

Figura 3 – Tensão e corrente eficazes aplicadas a uma impedância.



Fonte: Adaptado de Nilsson e Riedel (2015).

A partir da figura 3 é possível obter as seguintes relações:

$$Z = \frac{V_{ef}}{I_{ef}} = R + jX \quad (2.7)$$

$$Y = \frac{1}{Z} = G + jB \quad (2.8)$$

$$P = \frac{|V_{ef}|^2}{R} = |I_{ef}|^2 \cdot R \quad (2.9)$$

$$Q = \frac{|V_{ef}|^2}{X} = |I_{ef}|^2 \cdot X \quad (2.10)$$

$$S = V_{ef} \cdot I_{ef}^* = \frac{|V_{ef}|^2}{Z^*} = |I_{ef}|^2 \cdot Z^* \quad (2.11)$$

Desta maneira, Q representa a potência reativa (medida em *var*) e Z^* corresponde ao conjugado de Z , que vale também para as demais grandezas. A admitância Y é dividida em duas componentes, sendo a parte real a condutância G (medida em Siemens) e a parte imaginária é a susceptância B (medida em Siemens). As equações (2.9) e (2.10) são válidas apenas para circuitos puramente resistivos ou reativos respectivamente.

2.3 Principais componentes elétricos utilizados em um SEP

Os sistemas elétricos de potência são compostos pela interconexão dos subsistemas de geração, transmissão e distribuição, os quais utilizam diversos equipamentos que são responsáveis por manter o seu funcionamento. De acordo com Silva (2019), os principais equipamentos existentes em um SEP são:

- Geradores;
- Transformadores de potência;
- Linhas de transmissão;
- Equipamentos de proteção.

2.3.1 Geradores

A energia elétrica que abastece os consumidores advém de usinas geradoras, que são responsáveis por produzi-la de acordo com o tipo de fonte de energia, sendo do fluxo de água em usinas hidrelétricas, do vento em turbinas eólicas, do vapor de água em termelétricas, entre outras. No Brasil, a maior parte dos geradores utilizam máquinas elétricas classificadas como máquinas síncronas. As máquinas elétricas são empregadas como geradores que convertem a potência mecânica em potência elétrica (SILVA, 2019).

Os geradores precisam atender alguns requisitos para manter o sistema estável e, devido a isso, é necessária a existência de alguns mecanismos que realizem a sua regulação, e, dentre eles, os principais são o regulador de velocidade e a excitatriz. O regulador de velocidade utiliza o controle da passagem do fluxo de água pela turbina para regular a velocidade da turbina, de maneira a fornecer a potência mecânica adequada para o eixo do gerador. A excitatriz controla a tensão de excitação do enrolamento de campo de modo que a tensão gerada acompanhe a excitação do campo, além de ser responsável por fornecer a potência reativa adequada para a máquina em cada situação, assim como descrito em Silva (2019).

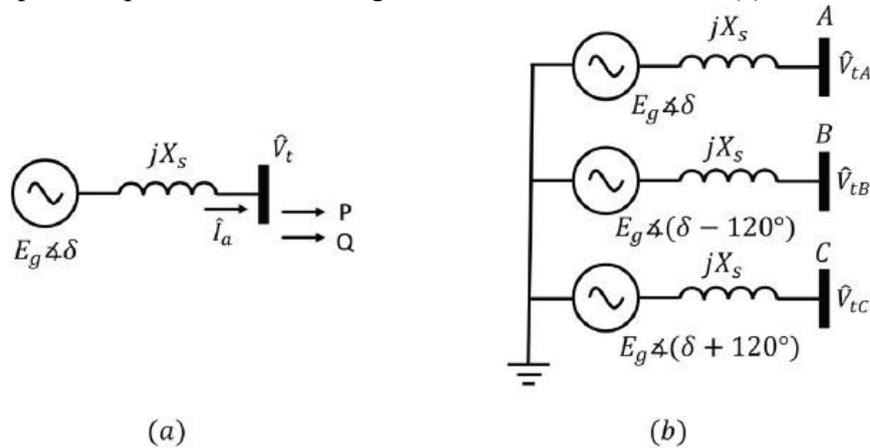
A máquina síncrona é rotativa e possui um enrolamento trifásico em seu estator além de um rotor com um enrolamento que é excitado com corrente contínua que cria um campo magnético estático. Os rotores da máquina síncrona são divididos em dois tipos: de polos salientes e polos lisos. No caso de polos salientes, os seus rotores se caracterizam por possuir um espaço variável nas faces polares nas quais os enrolamentos são construídos, além de apresentarem um grande diâmetro, um comprimento curto, eixo na posição vertical, alta inércia rotacional e baixa velocidade. Por outro lado, os de polos lisos se caracterizam pela distribuição uniforme do enrolamento por toda a superfície do rotor e possuem diâmetro pequeno, grande comprimento, eixo horizontal, baixa inércia e velocidade alta (UMANS, 2014).

De acordo com Umans (2014), ao ser acionado por uma máquina primária, a velocidade de rotação do gerador deve ser mantida constante, sendo que a frequência da tensão gerada f_s se relaciona com velocidade de rotação síncrona n_s em *RPM* e o número de polos da máquina P_s , como mostra a equação (2.12):

$$f_s = \frac{n_s \cdot P_s}{120} \quad (2.12)$$

A análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente geralmente considera o modelo de máquina síncrona de polos lisos. Para sistemas equilibrados, utiliza-se o modelo unifilar de sequência positiva para representar um gerador síncrono em série com a reatância síncrona da máquina. Em sistemas desequilibrados, normalmente são usados modelos trifásicos da máquina, em que três geradores são conectados em estrela com neutro aterrado. As tensões de cada um dos geradores possuem mesma magnitude, mas estão defasadas de 120 graus e possuem reatâncias em série, as quais podem ser representadas por uma matriz trifásica de impedâncias que concentra na sua diagonal principal os valores das reatâncias em série e os elementos fora da diagonal são as impedâncias mútuas entre fases (SILVA, 2019). A figura 4 mostra o esquema representativo do gerador síncrono.

Figura 4 – Esquema representativo de um gerador síncrono no modelo (a) unifilar e (b) trifásico.



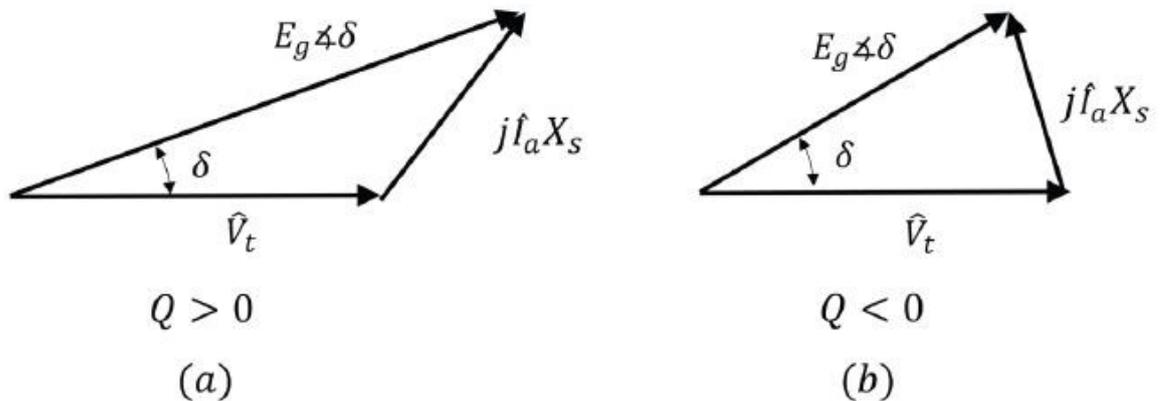
Fonte: Monticelli e Garcia (2011).

A partir da análise da malha de tensão da figura 4, tem-se que a tensão terminal \hat{V}_t em função da reatância síncrona X_s e corrente de armadura \hat{I}_a é dada conforme a equação (2.13):

$$\hat{V}_t = E_g \angle \delta - jX_s \hat{I}_a \tag{2.13}$$

A tensão gerada E_g é controlada por meio da excitação de campo da máquina. O diagrama fasorial determinada se a máquina opera sobreexcitada ($\hat{V}_t > E_g$) ou subexcitada ($\hat{V}_t < E_g$). Em cada caso, o modo de excitação determina como será o fornecimento de potência ativa P e reativa Q (MONTICELLI; GARCIA, 2011). Os diagramas fasoriais do gerador síncrono são apresentados na figura 5.

Figura 5 – Diagrama fasorial do gerador síncrono.



Fonte: Silva (2019).

Assumindo que a tensão terminal é a referência, a potência complexa do gerador

pode ser obtida segundo (2.14):

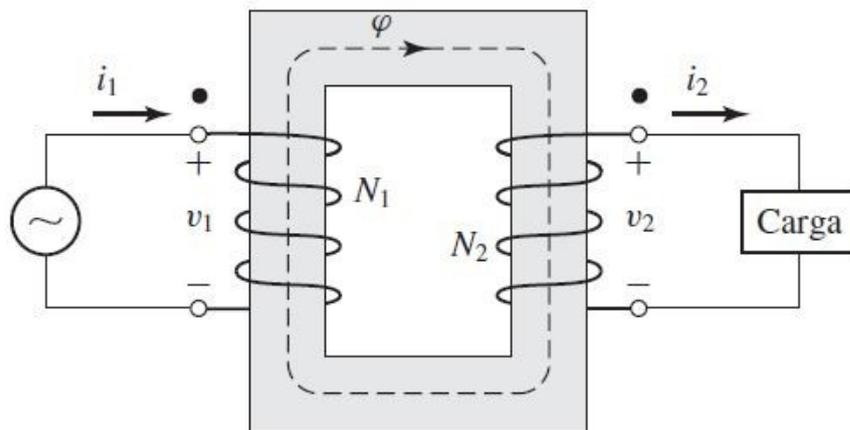
$$S = \hat{V}_t \cdot \hat{I}_a^* = \frac{E_g V_t}{X_s} \angle(-\delta + 90^\circ) - \frac{V_t^2}{X_s} \angle 90^\circ \quad (2.14)$$

2.3.2 Transformadores de potência

A energia elétrica gerada é transportada até os consumidores por meio das linhas de transmissão e de distribuição. Para minimizar as perdas nesse transporte, as subestações de energia elevam ou abaixam o nível da tensão elétrica e, para isto, são usados os transformadores de potência, que utilizam o princípio da indução magnética para realizar essa regulação. Este princípio consiste em fazer com que uma bobina seja percorrida por uma corrente alternada de forma a criar um campo magnético alternado, conforme a lei de Faraday. Assim, ao ser acoplado magneticamente a uma outra bobina, surge nesta segunda uma força eletromotriz induzida, cujo valor é determinado pela relação de espiras entre as duas bobinas (SILVA, 2019).

Como uma aproximação para uma teoria quantitativa, será usado um transformador monofásico ideal com um enrolamento primário de N_1 espiras e um secundário de N_2 espiras com uma carga conectada e percorrido por um fluxo magnético ϕ , como mostra a figura 6.

Figura 6 – Transformador ideal com carga.



Fonte: Umans (2014).

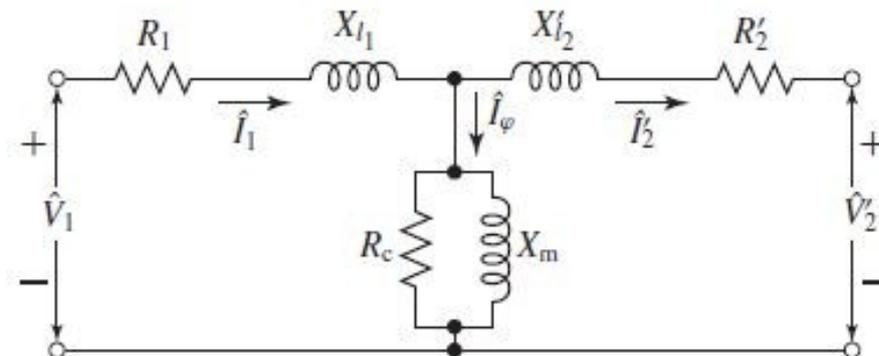
Uma vez que o fluxo magnético que percorre o núcleo é o mesmo para o enrolamento primário e o secundário, é possível extrair as seguintes relações apresentadas na equação (2.15):

$$a = \frac{N_1}{N_2} = \frac{\hat{V}_1}{\hat{V}_2} = \frac{\hat{I}_2}{\hat{I}_1} \\ a^2 = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 = \frac{Z_1}{Z_2} \quad (2.15)$$

Em que \hat{V}_1 , \hat{I}_1 , \hat{V}_2 e \hat{I}_2 são a tensão e corrente no enrolamento primário, e a tensão e corrente do secundário, respectivamente (UMANS, 2014). Além disso, Z_2 é a impedância complexa da carga e Z_1 é a impedância equivalente do secundário referenciada aos terminais do enrolamento primário.

Segundo Umans (2014), as diferenças de um transformador real em relação a um ideal devem ser incluídas nas análises de desempenho dos transformadores. Um modelo mais completo deve levar em consideração os efeitos das resistências dos enrolamentos, os fluxos dispersos e as correntes finitas de excitação relativas à permeabilidade e não do núcleo. A figura 7 apresenta o circuito equivalente do transformador levando em conta estes efeitos.

Figura 7 – Circuito equivalente do transformador.



Fonte: Umans (2014).

Na figura 7, pode-se notar a resistência R_1 e reatância de dispersão X_{l1} do primário, assim como a resistência R'_2 e reatância de dispersão X'_{l2} do secundário ambas referidas ao lado primário. Além disso, há também a resistência de perdas do núcleo R_c e a reatância de magnetização X_m . \hat{I}_2 é a corrente do secundário referenciada ao lado primário e a componente de excitação \hat{I}_ϕ é definida como uma parte da corrente do primário, necessária para produzir o fluxo mútuo resultante (UMANS, 2014).

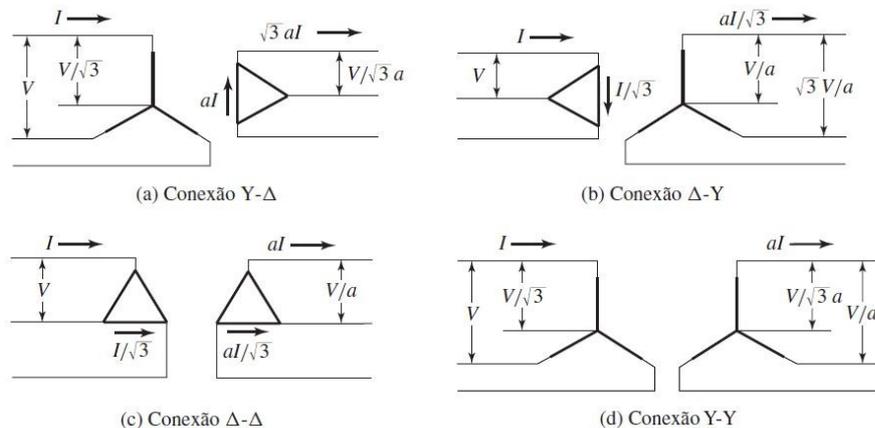
Os transformadores podem ser monofásicos, bifásicos ou trifásicos, além do seu nível de tensão variar de acordo com a aplicação. Os trafos trifásicos são comumente formados pela conexão de três transformadores monofásicos em um banco de transformadores em que os enrolamentos trifásicos podem ser construídos sob um único núcleo de material ferromagnético e podem ser conectados em delta ou estrela, em que cada uma destas conexões apresentam características distintas. De acordo com (KERSTING, 2002), alguns desses aspectos são:

- *Ligação Δ -Y*: Normalmente utilizada em transformadores elevadores de tensão. Além disso, há uma defasagem de 30 graus entre as tensões de linha do primário e do secundário.

- *Ligação Y- Δ* : Normalmente utilizada em transformadores abaixadores de tensão. Também uma defasagem de 30 graus na tensão entre primário e secundário.
- *Ligação Δ - Δ* : Este tipo de ligação permite operação em Delta aberto (sem um dos transformadores), de forma que, ao existir a necessidade de manutenção, um dos transformadores seja retirado do banco sem que exista a necessidade de parar a operação. Alternativamente, em operações em que se prevê um aumento de carga, pode-se atender a carga atual em delta aberto e, quando houver o aumento da demanda, conectar o terceiro transformador ao banco.
- *Ligação Y-Y*: Este tipo de ligação é normalmente utilizado com o neutro da ligação aterrado. Isso porque as terceiras harmônicas das correntes de excitação introduzem distorções no sinal. Pode-se ainda utilizar um terceiro enrolamento que contorna o problema das harmônicas. Os transformadores de três enrolamentos podem ser utilizados, por exemplo, para alimentar subestações de energia.

A figura 8 apresenta as conexões trifásicas mostrando o enrolamento primário, à esquerda, e o enrolamento secundário, à direita, além da tensão de linha V e corrente de linha I , assim como a relação de transformação a .

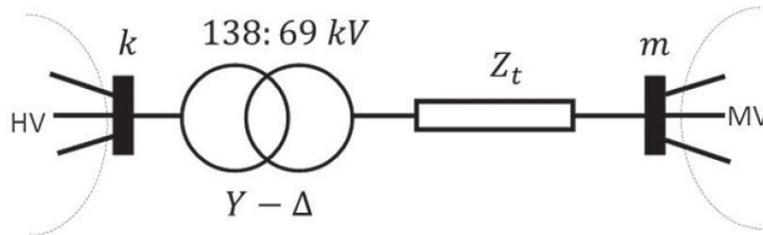
Figura 8 – Conexões trifásicas do transformador.



Fonte: Umans (2014).

Em análises de sistemas elétricos, os transformadores podem ser representados em um diagrama unifilar de um trafo ideal com sua ligação e relação de transformação especificadas, além de sua impedância em série Z_t . Para transformadores de três enrolamentos, as impedâncias de cada enrolamento devem ser consideradas (MONTICELLI; GARCIA, 2011). A figura 9 traz a representação unifilar de um transformador de potência.

Figura 9 – Representação unifilar de um transformador de potência.



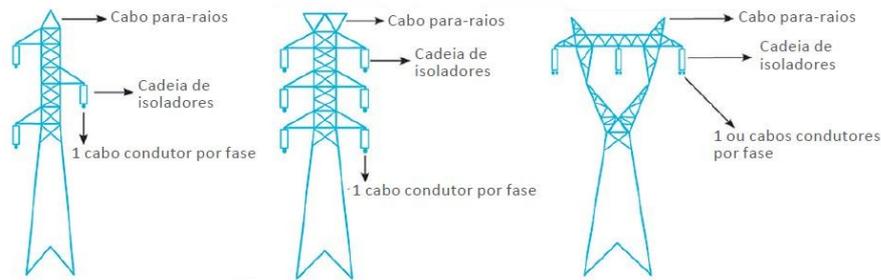
Fonte: Silva (2019).

2.3.3 Linhas de transmissão

As linhas de transmissão e distribuição consistem em condutores elétricos que são responsáveis por levar a energia produzida na geração até os consumidores. Elas divergem principalmente em tamanho e níveis de tensão. Na distribuição o comprimento das linhas é menor e seus valores de tensão são inferiores a 69 kV. Já na transmissão, o comprimento é maior e o seu padrão de tensão é superior a 69 kV, com o intuito de diminuir ao máximo possível as perdas na condução de energia (VASCONCELOS, 2017).

De acordo com Pinto (2015), as LTs são construídas basicamente conectando subestações de alta tensão por meio de cabos trifásicos. Quando a linha de transmissão é do tipo aérea, estes cabos possuem basicamente três disposições: triangular, vertical ou horizontal. Estas disposições são construídas por meio da forma como as linhas são posicionadas nas torres de transmissão, como mostra a figura 10. Os cabos condutores são suportados na torre por meio dos isoladores e ferragens. Os isoladores têm a função principal de isolar as linhas de possíveis fugas de corrente para o solo por meio das torres, por isso são normalmente compostos de materiais altamente isolantes, como porcelana e vidro. Os isoladores se conectam às ferragens que tem a função de suportar os cabos condutores, e devem ser projetados considerando efeitos eletromagnéticos e eletrostáticos que podem interferir no sistema de transmissão. A partir da figura 10, é notável que as disposições triangular e horizontal apresentam a possibilidade de posicionamento de 3 cabos condutores enquanto a disposição vertical possibilita 6 cabos condutores. O que ocorre é que para as disposições triangular e horizontal, as linhas são do tipo simples (apenas um cabo), enquanto para a disposição vertical, ela é do tipo dupla.

Figura 10 – Torre de transmissão na configuração (a) triangular, (b) vertical e (c) horizontal.



Fonte: Pinto (2015).

Acima da estrutura da torre ainda é usual encontrar um cabo extra que corresponde ao cabo pára-raios. O pára-raios tem a função de proteger a linha contra descargas atmosféricas, interceptando-as e as conduzindo ao solo, por meio da própria estrutura da torre de transmissão ou, alternativamente, por meio de isoladores de baixa rigidez dielétrica (PINTO, 2015).

Segundo Silva (2019), as linhas de transmissão e distribuição podem ser modeladas como linhas curtas, médias e longas, baseadas no modelo de linha Π , em que são consideradas as impedâncias da linha, dadas pelos parâmetros de resistência e reatância de dispersão (R e X) e as capacitâncias em derivação (ou *shunt*, do inglês). Os circuitos equivalentes dos referidos modelos podem ser resumidos como mostra a figura 11. Para linhas curtas, as capacitâncias *shunt* podem ser desprezadas, tendo um modelo baseado somente nos parâmetros série. Para linhas médias, as capacitâncias *shunt* das linhas passam a ser importantes e são modeladas por meio de sua admitância Y_{sh} (ou susceptância, uma vez que a condutância é nula), sendo conectada de forma concentrada nos extremos da linha e tendo metade do valor total em cada extremo. Para linhas longas, utiliza-se um modelo de parâmetros distribuídos. Neste caso, tanto a impedância da linha quanto as admitâncias *shunt* são calculadas de acordo com o seu comprimento (ℓ) e a constante de propagação na linha (γ).

Figura 11 – Modelos de linha de transmissão.

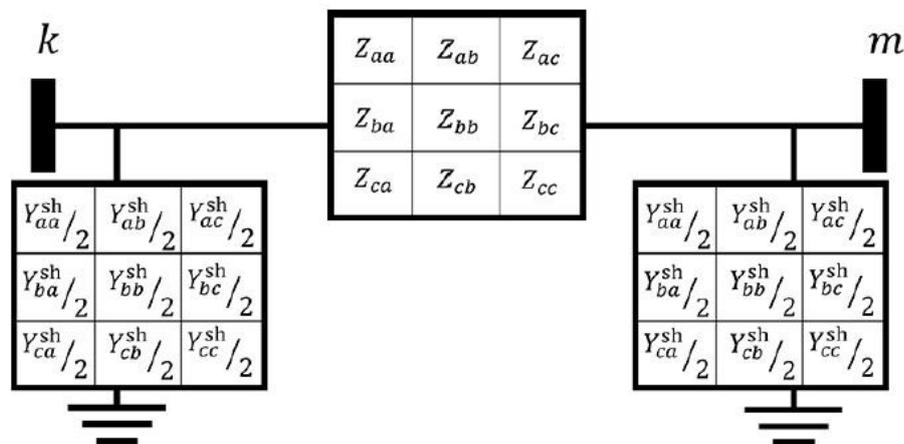
Modelo de linhas curtas	Modelo de linhas médias	Modelos de linhas longas
Comprimento até 80km	Comprimento entre 80 e 240 km	Comprimento acima de 240 km

Fonte: Silva (2019).

Pode-se notar que estes modelos são apresentados como um circuito unifilar, pois, devido ao equilíbrio das cargas e a simetria dos parâmetros das linhas, a análise para uma das fases

produz resultados semelhantes à análise realizada para as demais fases, sendo necessário analisar o comportamento de apenas uma das fases do sistema. Contudo, em linhas cujos parâmetros e/ou cargas se apresentam de forma desequilibrada, é adequado analisar a característica de uma linha trifásica utilizando os parâmetros correspondentes com o modelo Π da linha apresentado na figura 12. Nesta figura, pode-se observar que as impedâncias e admitâncias podem ser representadas por meio de matrizes com dimensão 3×3 , em que cada linha/coluna da matriz está relacionada a uma das fases da linha. Neste caso, considera-se os efeitos das impedâncias próprias e mútuas de cada uma das fases (VASCONCELOS, 2017).

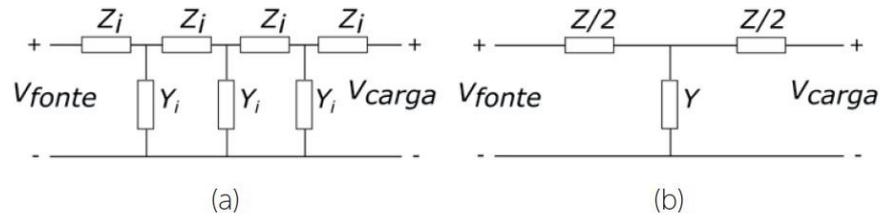
Figura 12 – Modelo trifásico da linha de transmissão.



Fonte: Silva (2019).

Os sistemas com impedâncias de linha a parâmetros distribuídos pressupõem que se trata de um circuito de comprimento finito, no qual qualquer elemento constituinte, por menor que seja, origina uma variação de tensão no sentido longitudinal e uma derivação de corrente no sentido transversal. Circuitos de parâmetros concentrados, por sua vez, representam valores totais de impedâncias e originam uma variação de tensão no sentido longitudinal e uma derivação de corrente no sentido transversal somente entre os nós terminais da LT em análise (PINTO, 2015). A figura 13 mostra o diagrama de duas linhas de transmissão com os parâmetros de linha citados.

Figura 13 – (a) Circuito de parâmetros distribuídos e (b) circuito de parâmetros concentrados.



Fonte: Vasconcelos (2017).

Segundo Vasconcelos (2017), em casos de estudos com parâmetros distribuídos, considera-se o comprimento das linhas, dado pela letra l , e as nomenclaturas são dadas como: a impedância em série por fase por unidade de comprimento é dada pela letra minúscula z e a admitância em derivação por fase ao neutro por unidade de comprimento é dado pela letra y . Nos estudos com parâmetros concentrados, as nomenclaturas básicas são: a impedância total em série por fase é dada pela letra maiúscula Z , sendo $Z = z \cdot l$; e a admitância total em derivação por fase ao neutro é dada pela letra Y , dada por $Y = y \cdot l$.

Além disso, a conversão dos valores do modelo de parâmetros distribuídos para parâmetros concentrados pode ser feita usando as equações de Carson modificadas e o método de redução de Kron para transformar a matriz impedância e susceptância em matrizes de impedância e susceptância de sequência positiva e sequência zero (ZANETTA, 2005). Seja a matriz impedância Z_{abc} definida na equação (2.16):

$$Z_{abc} = \begin{pmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{pmatrix}. \quad (2.16)$$

Devido ao fato de que todas as fases ocupam em média todas as possíveis posições no espaço, a impedância própria Z_s e impedância mútua Z_m são dadas em (2.17):

$$Z_s = \frac{Z_{aa} + Z_{bb} + Z_{cc}}{3} \quad (2.17)$$

$$Z_m = \frac{Z_{ab} + Z_{bc} + Z_{ca}}{3} = \frac{Z_{ac} + Z_{ba} + Z_{cb}}{3}$$

Dessa forma, para linhas com transposição, obtém-se uma matriz com a composição como mostra (2.18):

$$Z_{abc} = \begin{pmatrix} Z_s & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_s \end{pmatrix}. \quad (2.18)$$

Com isto, a impedância de sequência zero Z_{00} , de sequência positiva Z_{11} e de sequência negativa Z_{22} são apresentadas conforme (2.19):

$$\begin{aligned} Z_{00} &= Z_s + 2Z_m \\ Z_{11} &= Z_{22} = Z_s - Z_m \end{aligned} \quad (2.19)$$

O solo, algumas estruturas metálicas e até mesmo os condutores vizinhos (impedância mútua entre condutores) faz com que uma parte da energia seja perdida durante o transporte em um sistema elétrico real. Outros eventos comuns que ocorrem em linhas de transmissão são o efeito Joule e o efeito Corona. O efeito Joule é o resultado da ação da passagem de corrente em um condutor não ideal, fazendo com que parte da energia elétrica seja convertida em energia térmica. Já o efeito Corona é o resultado do contato intenso e elevado de um campo elétrico com partículas de ar, umidade ou poeira, ocasionando a ionização e conseqüentemente um feixe luminoso (ZANETTA, 2005).

2.4 Sistemas de distribuição de energia elétrica

Os SDEE possuem ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos, além de cargas individuais ao longo do percurso dos seus alimentadores, o que os torna inerentemente desequilibrados. Em Kagan e Robba (1996) são dadas algumas definições de sistemas de distribuição, tais como:

- *Sistema de tensões trifásico simétrico*: sistema trifásico em que as tensões nos terminais dos geradores são senoidais, de mesmo valor máximo, e defasadas entre si de 120° , cuja representação é vista em (2.20):

$$\begin{aligned} V_a &= V_m \cdot \cos(\omega \cdot t) \\ V_b &= V_m \cdot \cos(\omega \cdot t + 120^\circ) \\ V_c &= V_m \cdot \cos(\omega \cdot t + 240^\circ) \end{aligned} \quad (2.20)$$

Caso alguma dessas condições descritas anteriormente não seja atendida, o sistema é considerado desequilibrado;

- *Linha (ou rede) trifásica equilibrada*: linha (ou rede) trifásica, constituída por 3 ou 4 condutores (3 condutores fase e 1 fio de retorno), na qual se verificam as seguintes relações:
 - Impedâncias próprias dos fios de fase iguais entre si:

$$Z_{AA} = Z_{BB} = Z_{CC} \quad (2.21)$$

– Impedâncias mútuas entre os fios de fase iguais entre si:

$$Z_{AB} = Z_{BC} = Z_{CA} = Z_M \quad (2.22)$$

– Impedâncias mútuas entre os fios de fase e os fios de retorno iguais (para o sistema a 4 fios):

$$Z_{AG} = Z_{BG} = Z_{CG} = Z'_M \quad (2.23)$$

- *Carga trifásica equilibrada*: carga trifásica constituída por 3 impedâncias complexas iguais, ligadas em estrela ou em triângulo.
 - Caso alguma dessas cargas seja diferente das demais, a carga é considerada desequilibrada.

As redes de distribuição apresentam perdas ao longo de suas linhas, o que implicam na diminuição da magnitude da tensão em cada um dos trechos entre o alimentador e as cargas. Os pontos mais distantes da subestação geralmente possuem uma redução ainda maior. Para manter a estabilidade do sistema elétrico brasileiro, a ANEEL definiu os limites de tensão aceitáveis para a rede elétrica através da Resolução N° 505, de 26 de novembro de 2001 (ANEEL, 2001). A tabela 1 traz os valores permitidos nos alimentadores para as variações de tensão em regime permanente no sistema de distribuição relacionando a Tensão de Atendimento (TA) com a Tensão de Leitura (TL) e Tensão Contratada (TC).

Tabela 1 – Limites de tensão nominal para sistemas de distribuição.

Classificação da TA	Faixa da variação de tensão TL em relação a TC
Adequada	$0,93 \cdot TC \leq TL \leq 1,05 \cdot TC$
Precária	$0,90 \cdot TC \leq TL \leq 0,93 \cdot TC$ ou $1,05 \cdot TC \leq TL \leq 1,07 \cdot TC$
Crítica	$TL \leq 0,9 \cdot TC$ ou $TL \geq 1,05 \cdot TC$

Fonte: ANEEL (2001).

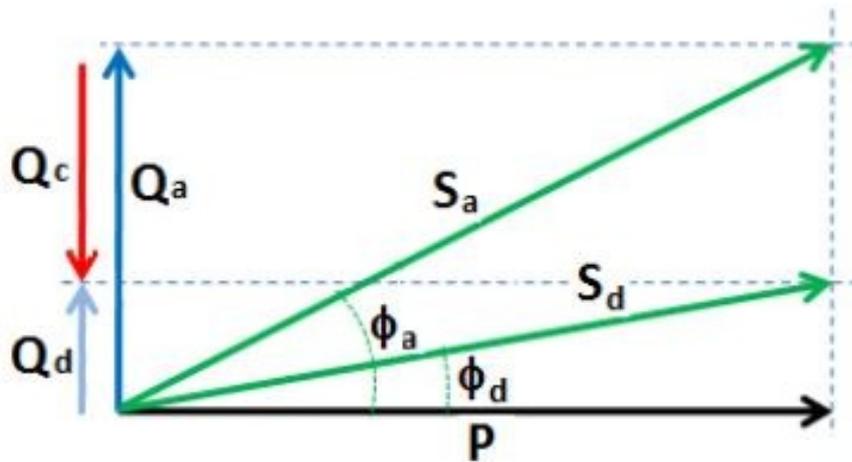
Uma vez que o carregamento da rede varia ao longo das horas e dos dias do ano, faz-se preciso fazer um estudo para manter o atendimento dentro dos limites impostos. O problema da queda de tensão em SDEEs pode ser contornado pela compensação reativa, efetuada pela alocação de Banco de Capacitores (BC) em locais específicos do sistema de distribuição com o objetivo de corrigir o fator de potência da rede. Segundo Kagan *et al.* (2010), as principais causas do baixo fator de potência são:

- *Nível de tensão acima do nominal*: a potência reativa é proporcional ao quadrado da tensão, o que age negativamente sobre o fator de potência;

- *Motores operando a vazio ou superdimensionados*: os motores elétricos de indução consomem praticamente a mesma quantidade de energia reativa, independentemente se estão operando em vazio ou à plena carga;
- *Transformadores a vazio ou com pequenas cargas*: os transformadores podem consumir uma grande quantidade de reativos ao operar superdimensionados, à vazio ou com pouca carga, o que ocorre com frequência em momentos de baixa carga.

O intuito da correção do fator de potência é especificar a potência reativa necessária para elevar o fator de potência, em que evita-se a ocorrência de cobrança pela concessionária dos valores excedentes de demanda reativa e de consumo reativo e assim obter os benefícios decorrentes da redução de perdas e efeito das cargas harmônicas. Há, ainda, aumento da capacidade e da melhoria do perfil de tensão da rede elétrica, visto que o reativo se encontrará mais próximo à carga sem necessidade de percorrer grandes distâncias através das linhas do alimentador até o ponto especificado. Os capacitores podem ser do tipo fixo, o qual está constantemente energizado, e o tipo automático em que a energização ocorre em determinadas condições de carregamento de rede (KAGAN *et al.*, 2010). A potência de reativa de compensação Q_c pode ser determinada a partir do triângulo das potências mostrado na figura 14.

Figura 14 – Triângulo das potências para compensação reativa.



Fonte: Silva (2019).

Ao analisar a figura 14 é possível deduzir que:

$$Q_a = S_a \cdot \sin(\varphi_a) = \frac{P}{\cos(\varphi_a) \cdot \sin(\varphi_a)} = P \cdot \tan(\varphi_a) \quad (2.24)$$

$$Q_d = S_d \cdot \sin(\varphi_d) = \frac{P}{\cos(\varphi_d) \cdot \sin(\varphi_d)} = P \cdot \tan(\varphi_d)$$

$$Q_c = Q_a - Q_d = P \cdot [\tan(\varphi_a) - \tan(\varphi_d)]$$

De forma que Q_a é potência reativa total e Q_d é a potência reativa de deslocamento, S_a é potência aparente total e S_d é a potência aparente de deslocamento, φ_t é o ângulo da potência total e φ_d é o ângulo da potência de deslocamento.

Segundo Szuvovivski (2008), o BC não varia sua impedância com a tensão e a elevação de tensão ΔV_{cap} causada pela sua instalação, em Volts, é vista conforme (2.25):

$$\Delta V_{cap} = \frac{Q_c X_t}{V_n} \quad (2.25)$$

Na qual Q_c é a potência total do banco de capacitores em kVAr, X_t é a reatância total entre a subestação e o ponto onde o BC foi instalado, em Ω , e V_n é a tensão nominal do circuito em kV.

Conforme descrito em Silva (2019), os capacitores devem ser acoplados o mais próximo possível das cargas quando existir a possibilidade. Outras alternativas de localização são: no lado de alta tensão ou nos enrolamentos secundários do transformador (tipo centralizado); nos secundários do trafo onde existam cargas indutivas (tipo distribuído) e junto às grandes cargas indutivas (tipo individual). Os motores síncronos são outra opção para compensação reativa, mas se mostram viáveis economicamente apenas em altas tensões.

Além dos BCs, o Regulador de Tensão (RT) é um equipamento empregado com o intuito de manter os níveis de tensão na rede de distribuição urbana ou rural dentro dos limites aceitáveis. Ele é fundamentalmente um autotransformador, ou seja, é semelhante a um transformador convencional de dois enrolamentos conectados eletricamente em um determinado ponto, com alguns taps e um circuito de controle responsável pela escolha desses taps toda vez que a tensão na saída do regulador estiver fora dos limites pré-determinados (SZUVOVIVSKI, 2008).

2.5 Geração distribuída

Um dos temas de maior relevância no setor elétrico atualmente é a geração distribuída e seu impacto nos sistemas de energia. Segundo o INEE (2022), ela é designada como a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es) independente da potência, tecnologia e fonte de energia. As tecnologias de GD têm evoluído para incluir potências cada vez menores, e inclui:

- Co-geradores;
- Geradores que usam como fonte de energia resíduos combustíveis de processo;
- Geradores de emergência;

- Geradores para operação no horário de ponta;
- Painéis fotovoltaicos;
- Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH's.

O conceito envolve, ainda, equipamentos de medição, controle e comando que articulam a operação dos geradores e o eventual controle de cargas (ligamento/desligamento) para que estas se adaptem à oferta de energia.

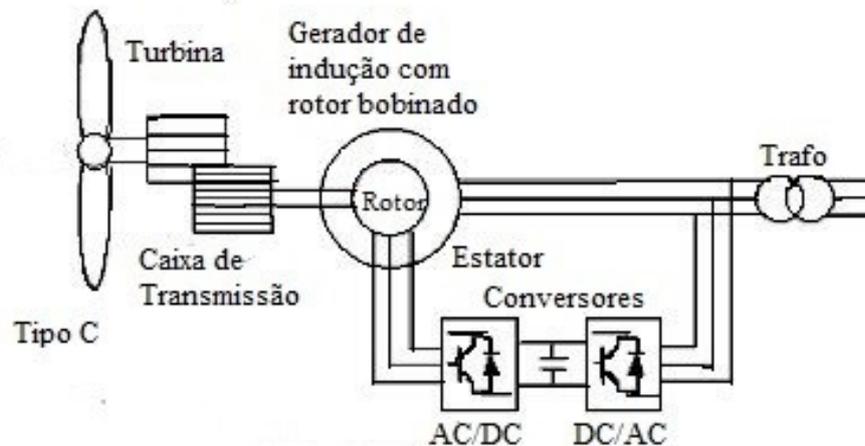
Além disso, a definição de geração distribuída é feita pelo Artigo 14 do Decreto-Lei n.º 5.163 de 30 de julho de 2004 e estabelece que é considerada geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de: hidrelétricas com capacidade instalada superior a 30 MW; e termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75% (ANEEL, 2004).

2.5.1 Aerogerador como bloco de geração distribuída

Os aerogeradores representam um bom exemplo de bloco de GD, sendo capazes converter a potência mecânica gerada pelo vento em potência elétrica através de geradores. Dada a crescente busca e incentivo à geração renovável apontada pela EPE (2021), cada vez mais há interesse na inclusão de pequenos parques eólicos nos SDEEs.

Para representar os aerogeradores reais, há alguns modelos genéricos validados por diversos fabricantes que reproduzem o seu comportamento de forma verosímil. Os modelos mais comuns de unidades eólicas são os tipos A e B com velocidade fixa e o C e D que possuem velocidade variável e dominam o mercado internacional atualmente (ACKERMANN, 2005). A figura 15 apresenta um esquema da topologia do aerogerador tipo C.

Figura 15 – Esquema do aerogerador do tipo C.



Fonte: Adaptado de Ackermann (2005).

2.5.1.1 Aerogeradores do tipo C

É um dos tipos mais comercializados e estudados no mundo, sendo utilizado como a turbina eólica de referência estudada neste trabalho. Conforme descrito em Abad *et al.* (2011), são caracterizados pelo uso de um gerador de indução duplamente alimentado (DFIG, do inglês *doubly-fed induction generator*), sendo que a potência do rotor é controlada por conversores Alternating Current (AC)/Direct Current (DC) (do inglês, CA/CC). Além disso, utiliza o controle de *pitch* para limitar torque da turbina. A figura 15 traz o esquema de ligação desta topologia.

O conversor permite separar as frequências provenientes da interação do vento, turbina e rotor daquelas provenientes da rede elétrica. Isto permite a operação em uma ampla faixa de velocidades e uma maior variedade de modos de controle e operação, já que o controle de potência e reativa ocorre de maneira separada, possibilitando também o controle de tensão (ABAD *et al.*, 2011).

Suas principais vantagens em relação aos tipos A e B são a grande faixa de velocidade de operação, que implica em uma maior extração da potência disponibilizada pelo vento, maior suportabilidade a afundamentos de tensão e controle independente das potências ativa e reativa. Em relação às suas desvantagens, podem ser citados os custos adicionais com o conversor eletrônico e seus elementos associados, bem como uma maior complexidade em sua modelagem. Também é preciso mencionar que o conversor necessita controlar apenas a potência do circuito de rotor, o que equivale aproximadamente a 30% da potência total do gerador (ABAD *et al.*, 2011). Este tipo de aerogerador necessita consumir energia reativa da rede para magnetização da máquina de indução, o que pode diminuir o seu impacto no perfil de tensão.

2.6 Modelos de carga

Os sistemas de distribuição de energia elétrica são afetados diretamente pelo comportamento das cargas que os compõem, impactando principalmente nas perdas técnicas do sistema. A modelagem das cargas permite otimizar a exploração dos seus recursos e prevenir problemas como colapsos de tensão, modos de oscilações inter-áreas e perdas de sincronismo entre unidades geradoras. Algumas definições de carga para um SDEE são (CHAIRMAN, 1995): um equipamento conectado ao sistema de potência que consome energia; a energia total consumida por todos os equipamentos conectados ao sistema de potência; uma porção do sistema, que não é representada é tratada como se fosse um único elemento consumidor de potência, conectado a um barramento.

Os modelos de carga podem considerar alguns aspectos como a variação de perturbação da frequência e a temperatura do ambiente, de acordo com o propósito do modelo e o nível de detalhamento desejado. As classificações mais comuns dos tipos de carga são os modelos estáticos e os dinâmicos (CHAIRMAN, 1995).

2.6.1 Modelos estáticos

São modelos que expressam as potências ativa e reativa em função da magnitude de tensão do barramento de carga e da frequência elétrica do sistema, em qualquer instante de tempo. Ao ocorrer variações pequenas ou lentas de tensão e/ou frequência, o sistema retorna rapidamente ao regime permanente, o que permite uma representação adequada do comportamento da carga sem perda de generalidade nestes casos. Em Chairman (1995) há algumas representações comuns de modelos estáticos que são:

- *Modelo de impedância constante (Z)*: expressa a variação da potência proporcionalmente ao quadrado de desvios da tensão $V(k)$ de seu ponto de operação pré-distúrbio V_0 , conforme mostra a equação (2.26);

$$\begin{aligned} P(k) &= P_0 \left(\frac{V(k)}{V_0} \right)^2 \\ Q(k) &= Q_0 \left(\frac{V(k)}{V_0} \right)^2 \end{aligned} \quad (2.26)$$

Onde $P(k)$ potência ativa em função da variável de tempo discreta k (medida em MW), $Q(k)$ potência reativa em função da variável de tempo discreta k (medida em Mvar), $V(k)$ tensão elétrica em função da variável de tempo discreta k (medida em V). P_0 , Q_0 e V_0 são

a potência ativa, reativa e a tensão respectivamente no ponto de equilíbrio do sistema;

- *Modelo de corrente constante (I)*: expressa variações na potência proporcionalmente a desvios da tensão, como pode ser visto em (2.27);

$$\begin{aligned} P(k) &= P_0 \frac{V(k)}{V_0} \\ Q(k) &= Q_0 \frac{V(k)}{V_0} \end{aligned} \quad (2.27)$$

- *Modelo de potência constante (P)*: expressa a variação da potência independente das variações de tensão, assim como mostra (2.28).

$$\begin{aligned} P(k) &= P_0 \\ Q(k) &= Q_0 \end{aligned} \quad (2.28)$$

2.6.2 Modelos dinâmicos

Estes modelos expressam as potências ativa e reativa em função da magnitude de tensão do barramento de carga e da frequência levando em consideração aquele instante e também instantes anteriores. São usados especificamente em análises com foco no regime transitório, como estudos de curto-circuito e estabilidade de tensão (CHAIRMAN, 1995).

As equações diferenciais são utilizadas para modelagem no domínio do tempo contínuo, enquanto equações a diferenças são utilizadas para modelagem no domínio do tempo discreto. Como o foco principal deste trabalho é a análise em regime permanente, não será abordado em detalhes os modelos de carga dinâmicos.

3 METODOLOGIA

Este capítulo irá abordar os testes envolvendo o sistema do IEEE de 13 nós desenvolvido no ambiente computacional do *software* Simulink®. Esses testes consistiram nas seguintes simulações:

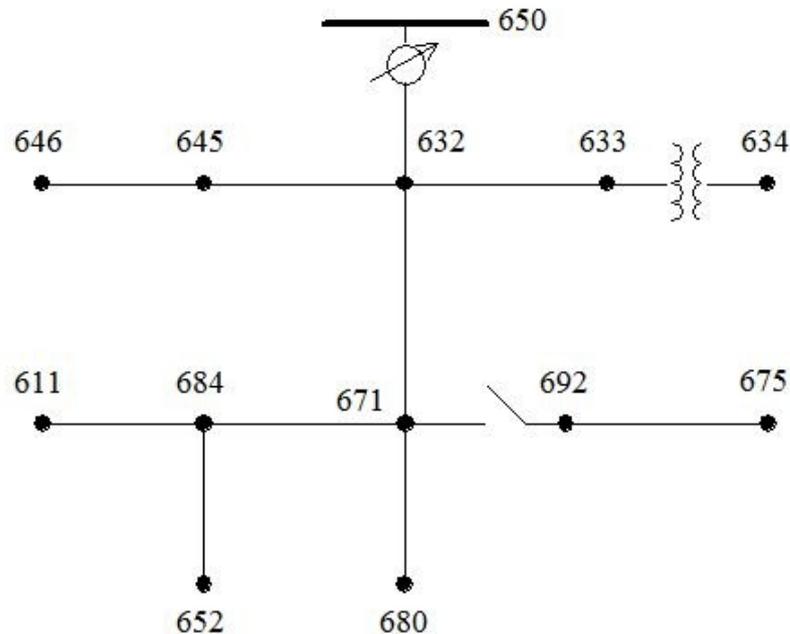
- (I) Sistema base IEEE de 13 nós com impedâncias de linha a parâmetros distribuídos e com banco de capacitores (denominado sistema base 1);
- (II) Sistema base 1 com adição da GD e mantendo os bancos de capacitores;
- (III) Sistema base 1 com adição da GD e retirada dos banco de capacitores;
- (IV) Sistema base de 13 nós com impedâncias de linha a parâmetros concentrados e com banco de capacitores (denotado sistema base 2);
- (V) Sistema base 2 com adição da GD e presença dos bancos de capacitores;
- (VI) Sistema base 2 com adição da GD e retirada dos banco de capacitores;
- (VII) Sistema base 1 sem GD e sem banco de capacitores;
- (VIII) Sistema base 2 sem GD e sem banco de capacitores.

As simulações foram feitas utilizando itens e funções do Simulink® que usam conceitos matemáticos para emular as componentes que representam da forma mais verossímil possível. Sua interface primária se trata de uma ferramenta de diagramação gráfica por blocos e bibliotecas customizáveis que permitem modelar, simular e analisar sistemas dinâmicos sem a necessidade de escrever códigos para implementá-los.

3.1 Sistema IEEE de 13 nós

Este sistema é baseado nos elementos e parâmetros presentes no relatório do IEEE acerca do alimentador teste de 13 nós, cujos dados estão disponíveis no site do IEEE (2017) e podem ser vistos no Apêndice A deste trabalho. Ele consiste em um alimentador que abastece um circuito radial desequilibrado, no qual desequilíbrio se dá pela existência de linhas assimétricas (aéreas e subterrâneas) e ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos. A figura 16 apresenta o diagrama unifilar desta rede.

Figura 16 – Diagrama unifilar do sistema IEEE de 13 nós.



Fonte: IEEE (2017).

Além disso, algumas outras características desse sistema podem ser vistas a seguir:

- Alimentação é feita por um transformador de 5000 kVA, conectado ao secundário através de ligação delta-estrela aterrado, e com tensão de 115 kV no primário (em delta) e 4,16 kV no secundário (estrela aterrado);
- A tensão da rede primária é de 4,16 kV e a secundária de 480 V (nó 634);
- A demanda total do sistema é de aproximadamente 4 MVA;
- Possui apenas linhas curtas, visto que o trecho de maior comprimento é de 609,6 metros;
- A transposição das linhas não é considerada nesse sistema.

3.2 Sistema base 1

A simulação deste circuito utilizou vários elementos e ferramentas do *software* para desenvolver um sistema base com valores coerentes em relação aos dados apresentados pelo IEEE em seu teste com o alimentador de 13 nós. Além disso, foi necessário se atentar às características do Simulink®, principalmente o funcionamento de suas ferramentas.

O sistema base não conta com a barra 650, e o transformador regulador entre os nós 650 e 632 foi trocado por um barramento infinito representado por uma fonte de tensão trifásica que alimenta o circuito. Neste caso, foi implementada uma fonte trifásica balanceada com uma impedância R-L interna e composta por três fontes de tensão monofásicas. Os parâmetros dessa

fonte são mostrados na tabela 2.

Tabela 2 – Parâmetros da fonte trifásica.

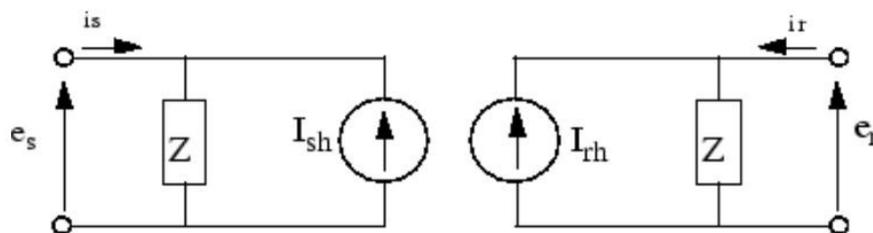
Parâmetro	Valores
Configuração	Estrela aterrado
Tensões de fase [V_{rms}]	[2452,2 2502,7 2443,6]
Frequência [Hz]	60
Nível de curto-circuito trifásico [VA]	$100 \cdot 10^6$
Tensão de linha base [V_{rms}]	$120 \cdot 10^3$
Relação X/R	10

Fonte: elaborado pelo autor(2022).

As três fontes de tensão são conectadas em estrela com o neutro aterrado internamente. O fator de qualidade (relação X/R) da fonte foi definido como 10. Estas são as principais características da fonte usada como barra infinita para suprir o sistema simulado.

No Simulink®, os blocos são conectados através de uma ferramenta que simula fios ideais, ou seja, sem resistência à passagem de corrente. Estes fios foram usados para conectar todos os elementos das simulações. As linhas de transmissão foram implementadas no modelo de parâmetros distribuídos com perdas agrupadas, baseado no método de onda viajante de Bergeron usado pelo Electromagnetic Transient Program (EMTP). Neste modelo, a linha Indutância Capacitância (LC) distribuída é caracterizada por dois valores (para a linha monofásica): a impedância de surto $Z_c = \sqrt{\frac{l}{c}}$ e a velocidade de propagação $v = \sqrt{\frac{1}{lc}}$, onde l e c são a indutância e a capacitância por unidade de comprimento respectivamente (DOMMEL, 1969). A figura 17 mostra o modelo de duas portas de uma linha monofásica para representação da linha com parâmetros distribuídos.

Figura 17 – Modelo de duas portas de uma linha monofásica.



Fonte: Dommel (1969).

Para uma linha sem perdas ($r = 0$), a quantidade $e + Z_c i$ deve chegar inalterada na outra extremidade após um atraso de transporte τ , onde e é a tensão de linha em um terminal e i é a corrente de linha entrando no mesmo terminal. O atraso de transporte é dado pela equação

(3.1) (DOMMEL, 1969):

$$\tau = \frac{d}{v} \quad (3.1)$$

Onde d é o tamanho da linha e v a velocidade de propagação. O modelo de equações para linhas sem perdas é visto em (3.2):

$$e_r(t) - Z_c i_r(t) = e_s(t - \tau) + Z_c i_s(t - \tau) \quad (3.2)$$

$$e_s(t) - Z_c i_s(t) = e_r(t - \tau) + Z_c i_r(t - \tau)$$

Conhecendo que as tensões e_r e e_s dão dadas conforme (3.3):

$$e_r(t) = \frac{e_r(t)}{Z} - I_r h(t) \quad (3.3)$$

$$e_s(t) = \frac{e_s(t)}{Z} - I_s h(t)$$

E também que as duas fontes de corrente são como mostra (3.4):

$$I_{rh}(t) = \frac{2}{Z_c} e_s(t - \tau) - I_s h(t - \tau) \quad (3.4)$$

$$I_{sh}(t) = \frac{2}{Z_c} e_r(t - \tau) - I_r h(t - \tau)$$

Quando as perdas são levadas em consideração, novas equações para I_{sh} e I_{rh} são obtidas agrupando $\frac{R}{4}$ nos dois terminais da linha e $\frac{R}{2}$ no meio da linha, onde $R = \text{resistência total} = r \cdot d$. Nesse caso, as fontes de corrente são computadas conforme apresentado em (3.5):

$$I_{rh}(t) = \left(\frac{1+h}{2}\right) \left(\frac{1+h}{Z} e_s(t - \tau) - h I_{sh}(t - \tau)\right) + \left(\frac{1-h}{2}\right) \left(\frac{1+h}{Z} e_r(t - \tau) - h I_{rh}(t - \tau)\right) \quad (3.5)$$

$$I_{sh}(t) = \left(\frac{1+h}{2}\right) \left(\frac{1+h}{Z} e_r(t - \tau) - h I_{rh}(t - \tau)\right) + \left(\frac{1-h}{2}\right) \left(\frac{1+h}{Z} e_s(t - \tau) - h I_{sh}(t - \tau)\right)$$

As expressões para Z e h podem ser vistos na equação (3.6):

$$Z = Z_c + \frac{r}{4} \quad (3.6)$$

$$h = \frac{Z_c - \frac{r}{4}}{Z_c + \frac{r}{4}}$$

Para linhas sem perdas, $r = 0$, $h = 1$ e $Z = Z_c$. No caso multifásico, a transformação modal é usada para converter os valores de fase das grandezas de linha (como correntes e tensões) para valores modais independentes um do outro. Os cálculos anteriores são feitos no domínio modal antes de serem convertidos novamente em seus dados de fase (DOMMEL, 1969). Em

comparação com o modelo de linha de seção Π , a linha distribuída representa fenômenos de propagação de ondas e reflexões de fim de linha com precisão muito melhor.

Cada segmento das linhas de transmissão possui uma determinada impedância podendo esta ser igual ou diferente dos valores dos demais trechos. As cargas usadas na simulação foram divididas de acordo com o número de fases e seu comportamento, sendo implementadas como uma combinação em série de elementos RLC cujos parâmetros e modelos de carga foram adotados conforme apresentado no Apêndice A.

O transformador entre as barras 633 e 634 foi representado um trafo trifásico composto pela associação de três transformadores monofásicos. A conexão adotada para o enrolamento primário e também para o secundário foi estrela-aterrado (Yg), cuja ligação pode ser vista na figura 8. Nessa conexão não há mudança na fase das tensões do secundário em relação ao primário, e o fio de neutro aterrado faz com que os problemas de desequilíbrio de fase e harmônicos sejam contornados. A histerese e saturação do transformador não foram consideradas. A tabela 3 apresenta os principais dados deste transformador.

Tabela 3 – Paramêtros do transformador entre as barras 633 e 634.

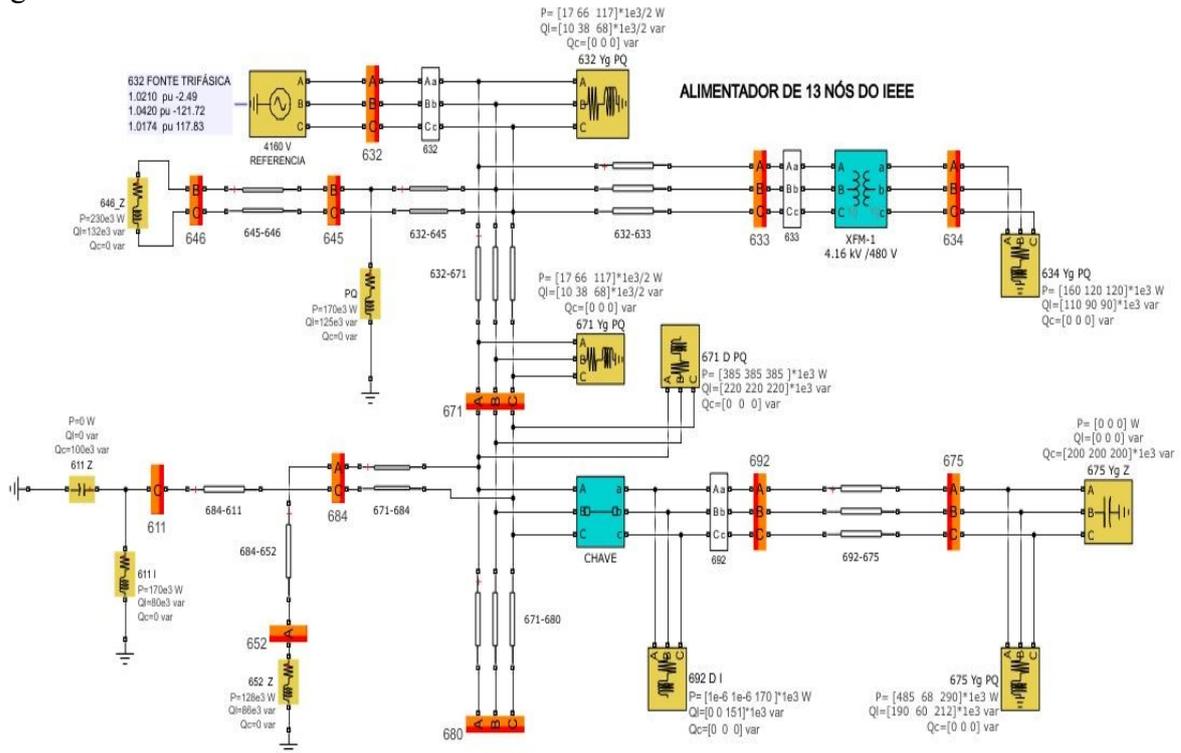
Parâmetro	Dados
Conexão do enrolamento 1	Yg
Conexão do enrolamento 2	Yg
Unidades	pu
Potência nominal e frequência [VA Hz]	[500 · 10 ³ 60]
Enrolamento primário [$V_1(V_{rms})$ R_1 (pu) L_1 (pu)]	[4160 0,011 0,02]
Enrolamento secundário [$V_2(V_{rms})$ R_2 (pu) L_2 (pu)]	[480 0 0]

Fonte: elaborado pelo autor (2022).

O Simulink® conta com 3 métodos para resolver as equações algébricas nos sistemas montados, que são os modos contínuo, discreto e o fasorial. Uma vez que o foco principal deste trabalho é apenas na variação da magnitude e fase das tensões em regime estacionário, foi utilizado apenas o modo fasorial que resolve os conjuntos de expressões matemáticas presentes na simulação calculando as tensões e correntes através de fasores em uma determinada frequência, que neste caso foi adotada como 60 Hz assim como o sistema original. As medidas da tensão em regime estacionário, tanto magnitude quanto o ângulo, foram obtidas de maneira precisa através de ferramentas disponíveis no *software*.

Deste modo, o circuito montado para esse sistema de 13 nós é mostrado na figura 18.

Figura 18 – Circuito de 13 nós no Simulink®.



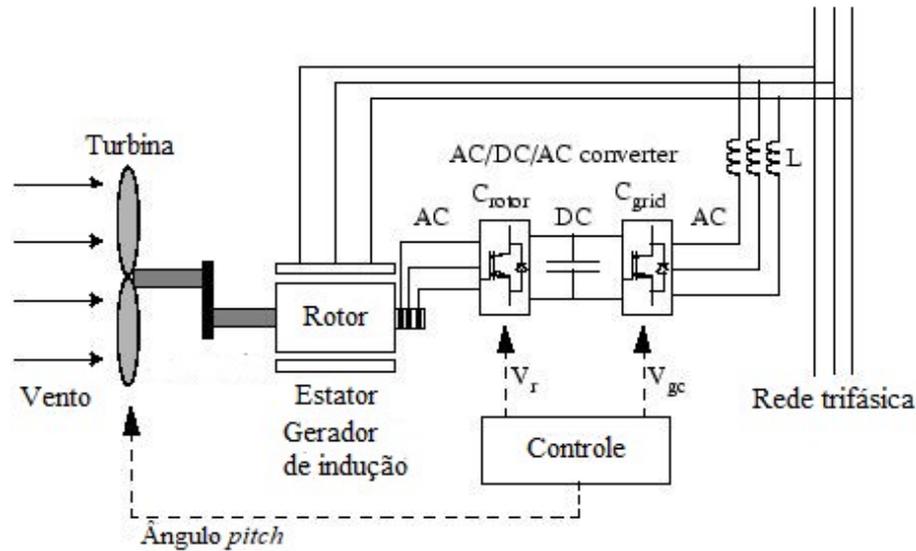
Fonte: Modificado pelo autor (2022).

Os bancos de capacitores foram conectados nas barras 611 e 675 com um total de 700 kVAr dividido entre as fases. Desse modo, para analisar o efeito dos bancos de capacitores no sistema será necessário desconectar esses compensadores.

3.3 Bloco de geração distribuída

A geração distribuída foi adotada como um aerogerador do tipo C e foi implementada na simulação como um modelo fasorial de gerador de indução duplamente alimentado de velocidade variável acionado por turbina eólica. O esquema do *Wild Turbine Based on Doubly-fed Induction Generator* (WTDFIG) (do inglês, gerador de indução duplamente alimentado) pode ser visto na figura 19. Uma vez que este gerador não gera potência reativa, ele precisa consumir reativo da rede para o acionamento do gerador de indução.

Figura 19 – Esquema da turbina eólica.



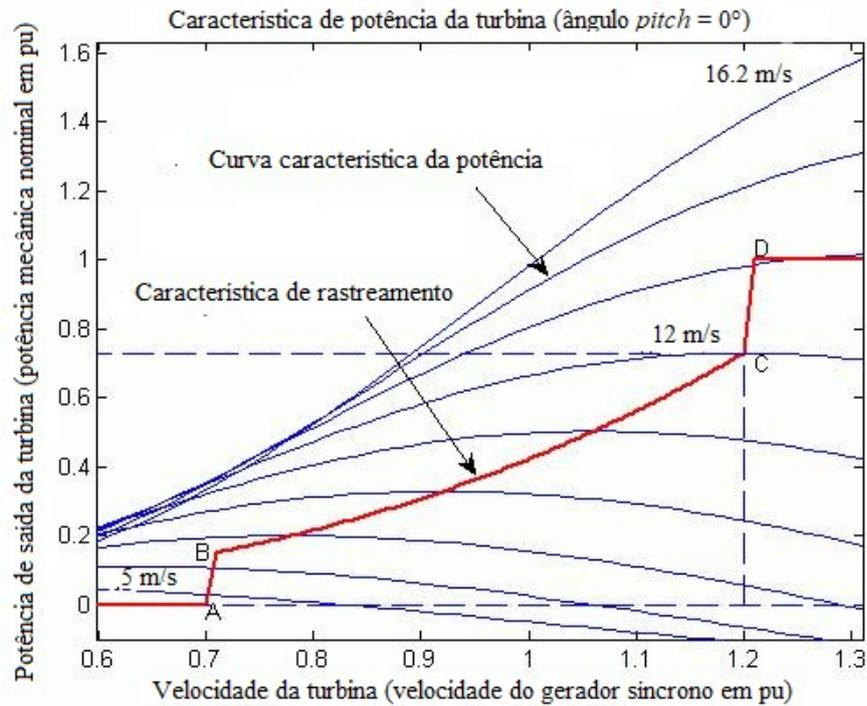
Fonte: Akhmatov (2002).

O conversor AC/DC/AC é dividido em duas componentes: o conversor do lado do rotor (C_{rotor}) e o conversor do lado da rede (C_{grid}). C_{rotor} e C_{grid} são conversores de tensão que usam dispositivos eletrônicos de potência de comutação forçada para sintetizar uma tensão CA de uma fonte de tensão CC. Um capacitor conectado no lado CC atua como fonte de tensão CC. Um indutor de acoplamento L é usado para conectar C_{grid} à rede, com o intuito de reduzir o conteúdo harmônico da corrente. O enrolamento trifásico do rotor é conectado ao C_{rotor} por anéis coletores e escovas e o enrolamento trifásico do estator é conectado diretamente à rede. A energia captada pelo aerogerador é convertida em energia elétrica pelo gerador de indução e é transmitida à rede pelos enrolamentos do estator e do rotor. O sistema de controle gera o comando do ângulo de inclinação e os sinais de comando de tensão V_r e V_{gc} para C_{rotor} e C_{grid} respectivamente para controlar a potência da turbina eólica, a tensão do barramento CC e a potência reativa ou a tensão nos terminais da rede. C_{rotor} e C_{grid} têm a capacidade de gerar ou absorver potência reativa e podem ser usados para controlar a potência reativa ou a tensão nos terminais da rede (PENA *et al.*, 1996).

Conforme descrito em Pena *et al.* (1996), o conversor do lado do rotor é utilizado para controlar a potência de saída da turbina eólica e a tensão (ou potência reativa) medida nos terminais da rede. A potência é controlada de forma a seguir uma curva pré-definida que relaciona potência com a velocidade da turbina, denominada *Tracking Characteristic* (do inglês, característica de rastreamento). Um exemplo de tal característica é ilustrado pela curva ABCD sobreposta às características de potência mecânica da turbina obtida em diferentes velocidades

do vento. A figura 20 mostra a curva que relaciona potência de saída da turbina com a sua velocidade.

Figura 20 – Curva característica da turbina eólica.



Fonte: Pena *et al.* (1996).

A velocidade real da turbina w_r é medida e a potência mecânica correspondente da característica de rastreamento é usada como potência de referência para o circuito de controle de potência. A característica de rastreamento é definida por quatro pontos: A, B, C e D. Da velocidade zero à velocidade do ponto A, a potência de referência é zero. Entre o ponto A e o ponto B, a curva é uma linha reta e a velocidade do ponto B deve ser maior que a velocidade do ponto A. Entre o ponto B e o ponto C a característica de rastreamento é o lugar geométrico da potência máxima da turbina (ponto máximo das curvas de potência da turbina versus velocidade da turbina). Por fim, ela é uma linha reta do ponto C e do ponto D. A potência no ponto D é 1 pu e a velocidade do ponto D deve ser maior que a velocidade do ponto C. Além do ponto D, a potência de referência é constante e também igual a 1 pu. Neste trabalho, como o principal intuito é analisar o impacto dessa GD no sistema, os parâmetros analisados com mais detalhes foram a velocidade e a potência de saída da turbina (MILLER *et al.*, 2003).

Os principais parâmetros do bloco de turbina eólica usada como geração distribuída são mostrados na tabela 4.

Tabela 4 – Paramêtros da turbina do bloco de geração distribuída.

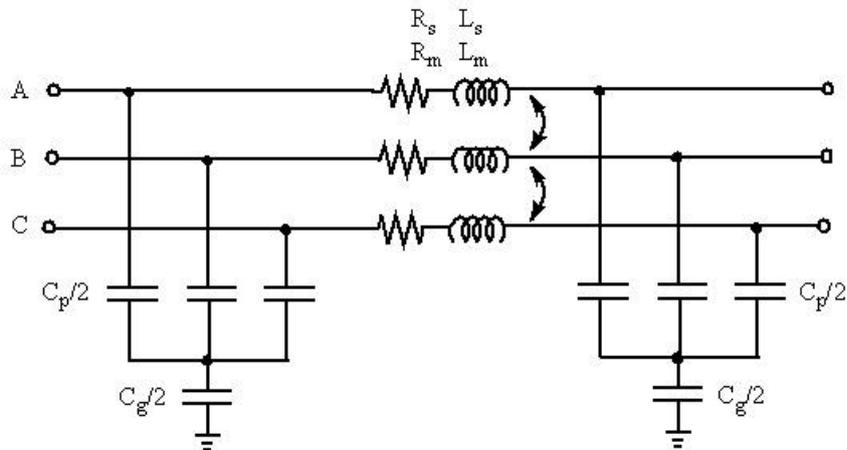
Parâmetro	Dados
Potência mecânica de saída da turbina eólica (W)	$1,5 \cdot 10^6$
Velocidades da curva [A(pu) B(pu) C(pu) D(pu)]	[0,7 0,71 1,2 1,21]
Potência no ponto C (pu)	0,73
Velocidade da turbina no ponto C (m/s)	12
Ângulo máximo de inclinação (graus)	45
Varição máxima do ângulo de inclinação (graus)	2

Fonte: elaborado pelo autor (2022).

3.4 Sistema base 2

Ao contrário do sistema base 1, onde a resistência, a indutância e a capacitância são uniformemente distribuídas ao longo da linha, este circuito utiliza impedâncias de linha a parâmetros concentrados que foram implementados a partir de um modelo de linha de transmissão trifásica balanceada com parâmetros agrupados em uma seção Π (DOMMEL, 1969). A figura 21 traz um esquema do modelo de linha a parâmetros concentrados que foi utilizado.

Figura 21 – Esquema de linha do modelo de parâmetros concentrados.



Fonte: Dommel (1969).

Segundo (DOMMEL, 1969), os dados de linha R , L e C são especificados como parâmetros de seqüência positiva e zero que levam em consideração os acoplamentos indutivos e capacitivos entre os condutores trifásicos, bem como os valores que representam o solo. Este método de especificação de parâmetros de linha pressupõe que as três fases estejam balanceadas. As resistências próprias e mútuas (R_s , R_m), indutâncias próprias e mútuas (L_s , L_m) dos três indutores acoplados respectivamente, bem como capacitâncias de fase C_p e capacitâncias de terra C_g , são deduzidas dos dados RLC de seqüência positiva e zero. Os parâmetros RLC de seqüência

positiva e zero, incluindo correções hiperbólicas, são dados conforme a equação (3.7):

$$R_1 = r_1 \cdot L \cdot k_{r1} \quad (3.7)$$

$$L_1 = l_1 \cdot L \cdot k_{l1}$$

$$C_1 = c_1 \cdot L \cdot k_{c1}$$

$$R_0 = r_0 \cdot L \cdot k_{r0}$$

$$L_0 = l_0 \cdot L \cdot k_{l0}$$

$$C_0 = c_0 \cdot L \cdot k_{c0}$$

Onde r_1 , l_1 e c_1 são resistência, indutância e capacitância por unidade de comprimento ($\frac{\Omega}{km}$) de sequência positiva e r_0 , l_0 e c_0 são resistência, indutância e capacitância por unidade de comprimento de sequência zero. Os termos k_{r1} , k_{l1} , k_{c1} e k_{r0} , k_{l0} , k_{c0} são os fatores de correção hiperbólicos, que podem ser desconsiderados (ou seja, são adotados como valores próximos de 1) para modelos de linha curta. Deste modo, os valores da linha são obtidos como mostra (3.8) (DOMMEL, 1969):

$$R_s = \frac{2R_1 + R_0}{3} \quad (3.8)$$

$$L_s = \frac{2L_1 + L_0}{3}$$

$$R_m = \frac{R_0 - R_1}{3}$$

$$L_m = \frac{L_0 - L_1}{3}$$

$$C_p = C_1$$

$$C_g = \frac{3C_1C_0}{C_1 - C_0}$$

Os dados das impedâncias de linha no sistema base 2 foram obtidos convertendo os dados do modelo de linha a parâmetros distribuídos utilizados no sistema base 1. As expressões para esta conversão são apresentadas na seção 2.3.3 e os resultados são mostrados no Apêndice B deste trabalho.

4 RESULTADOS

Esta seção aborda os resultados obtidos em cada sistema desenvolvido no *software* Simulink®. Além disso, será feita uma análise envolvendo os efeitos causados pelo modelo de impedâncias de linhas e também pela inserção do bloco de geração distribuída.

4.1 Validação dos sistemas simulados

Para comprovar a validade dos resultados adquiridos, é necessário que os sistemas implementados apresentem uma boa aproximação em relação ao sistema original do alimentador de 13 nós. Esta validação consistiu em comparar os valores de magnitude e ângulo da tensão em cada barra que são mostrados no relatório do IEEE sobre este sistema com os valores alcançados nos circuitos simulados. A tabela 5 traz o erro percentual entre os valores do sistema base 1 e os dados do relatório do IEEE.

Tabela 5 – Erro percentual do sistema base 1.

Barra	Erro percentual (%)					
	Magnitude			Ângulo		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
611	-	-	0,02	-	-	-0,02
632	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
633	-0,02	0,01	-0,00	-0,04	-0,00	0,01
634	-0,02	0,01	-0,01	0,20	0,00	0,01
645	-	-0,01	-0,01	-	-0,00	-0,00
646	-	0,01	-0,01	-	-0,01	0,00
652	-0,02	-	-	-0,37	-	-
671	-0,02	-0,03	0,02	-0,32	0,02	-0,01
675	-0,02	-0,03	0,02	-0,58	0,01	-0,00
680	-0,02	-0,03	0,02	-0,32	0,02	-0,01
684	-0,02	-	0,02	-0,28	-	-0,01
692	-0,02	-0,03	0,03	-0,52	0,02	-0,01

Fonte: elaborado pelo autor(2022).

Em relação a magnitude da tensão no sistema base 1, o erro percentual foi inferior a 0,1% em todos os nós e fases do sistema. Já o ângulo da tensão apresentou valores um pouco maiores, mas todos com erro abaixo de 0,6%. Com isto, pode-se ser comprovado que este circuito é uma representação válida para o sistema de 13 nós original.

O sistema base 2 também foi avaliado em relação aos seus valores de magnitude e ângulo das tensões em seus nós e fases. Neste caso, o erro percentual pode ser visto na tabela 6.

Tabela 6 – Erro percentual do sistema base 2.

Barra	Erro percentual (%)					
	Magnitude			Ângulo		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
611	-	-	0,31	-	-	0,15
632	-0,00	-0,00	0,00	-0,02	0,00	0,00
633	-0,03	0,00	0,02	-0,22	0,01	-0,00
634	-0,03	-0,01	0,01	0,06	-0,00	-0,00
645	-	0,27	-0,04	-	-0,03	0,00
646	-	0,32	0,01	-	-0,04	-0,01
652	0,66	-	-	3,56	-	-
671	0,25	-0,66	0,11	2,71	-0,13	0,05
675	0,27	-0,66	0,10	2,33	-0,12	0,07
680	0,25	-0,66	0,11	2,71	-0,13	0,06
684	0,28	-	0,17	2,67	-	0,07
692	0,25	-0,66	0,12	2,51	-0,13	0,05

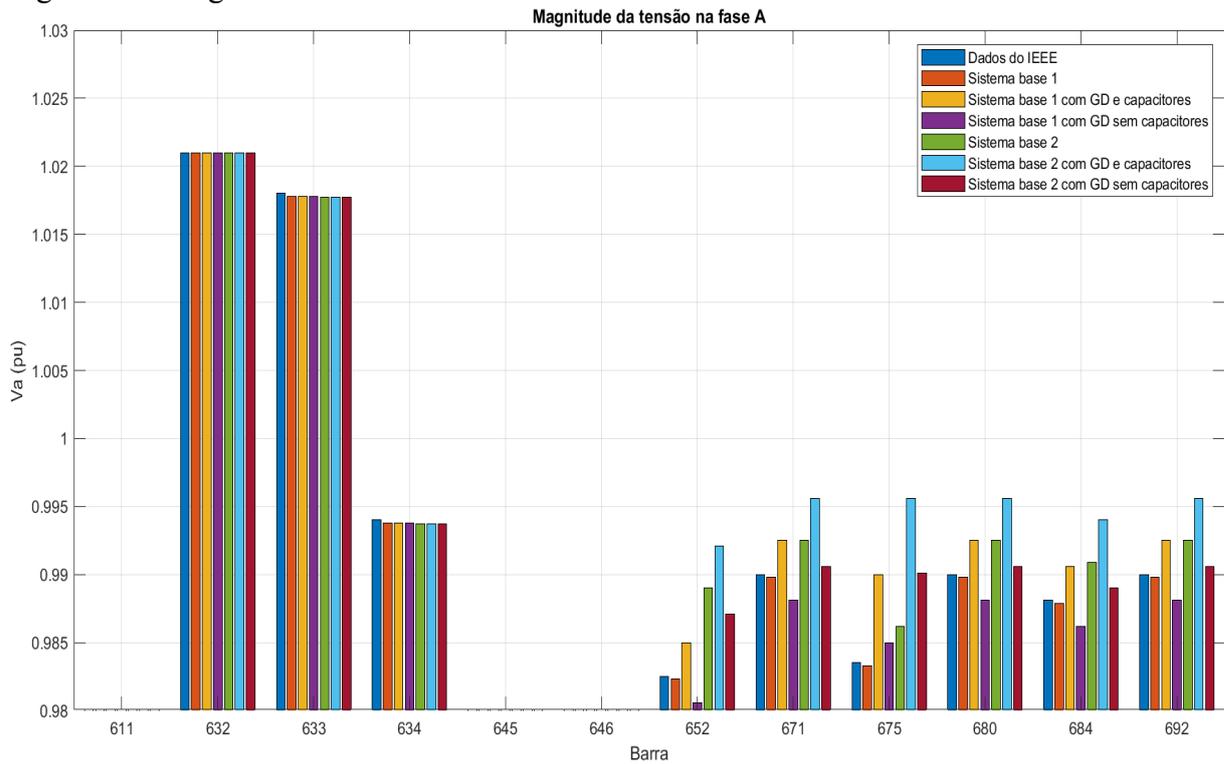
Fonte: elaborado pelo autor(2022).

Para o sistema base 2, o maior erro percentual foi de 0,66% na magnitude e de 3,56% no ângulo, ambos no nó 652. Mas apesar disso, este circuito pode ser considerado um modelo válido para representar o sistema original, visto que apresentam erros percentuais abaixo de 4%. Os nós mais distantes do barramento infinito possuem diferenças superiores em relação àquelas mais próximas, visto que na barra 632 há um controle de tensão, ângulo e frequência. Além disso, o circuito com parâmetros concentrados dispõe de diferenças maiores que circuito com parâmetros distribuídos em relação ao sistema original do IEEE.

4.2 Testes com os sistemas base

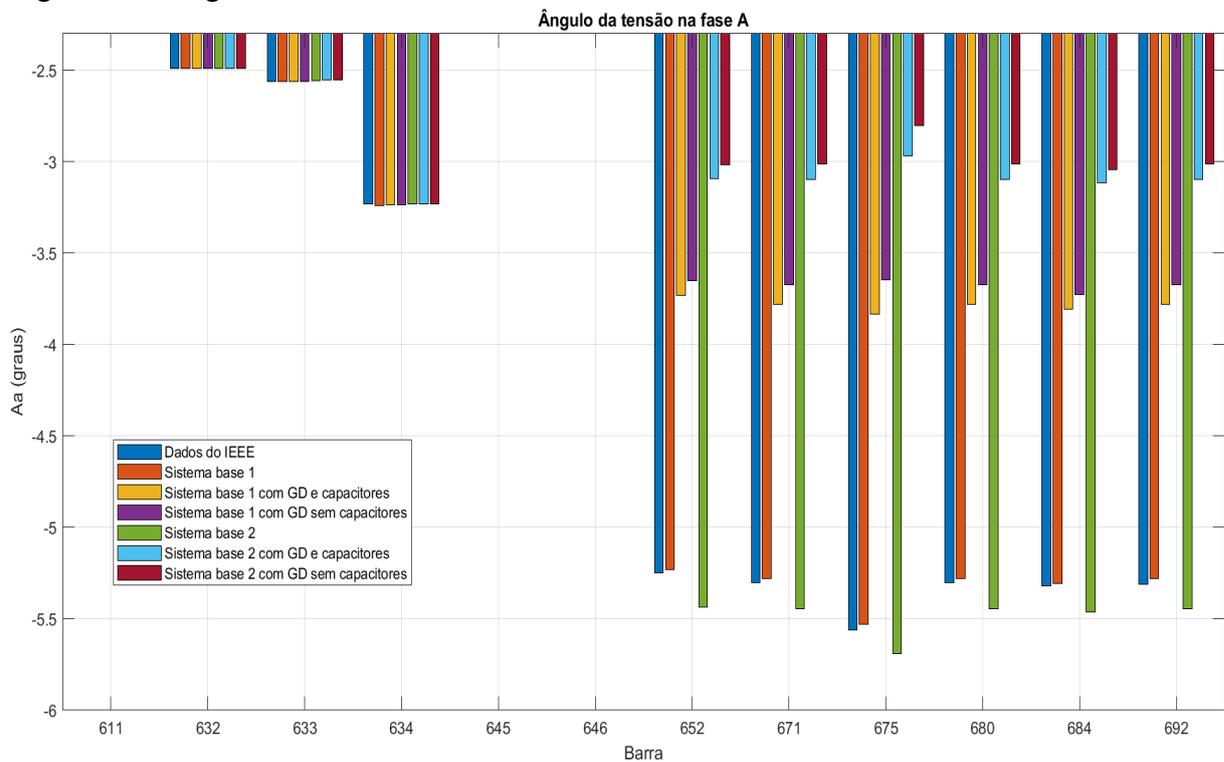
Ambos os circuitos base montados foram submetidos a testes envolvendo a inclusão de um bloco de geração distribuída baseado em um WTDFIG de 1,5 MW. Para analisar o seu impacto no sistema, a GD foi adicionada ao nó 675 por se tratar do ponto trifásico mais distante do barramento infinito. O objetivo é notar as mudanças que ocorrem nas tensões de cada uma das barras do circuito. Como se trata de um sistema desequilibrado, a análise dos resultados das simulações será feita individualmente em cada fase, e separando a magnitude e o ângulo. Deste modo, as figuras 22 e 23 apresentam a magnitude (em pu) e o módulo do ângulo (em graus) respectivamente da tensão na fase A de cada nó do circuito e em cada um dos casos simulados.

Figura 22 – Magnitude da tensão na fase A.



Fonte: elaborado pelo autor (2022).

Figura 23 – Ângulo da tensão na fase A.



Fonte: elaborado pelo autor (2022).

Observando as figuras 22 e 23, pode-se notar que tanto a magnitude quanto o ângulo

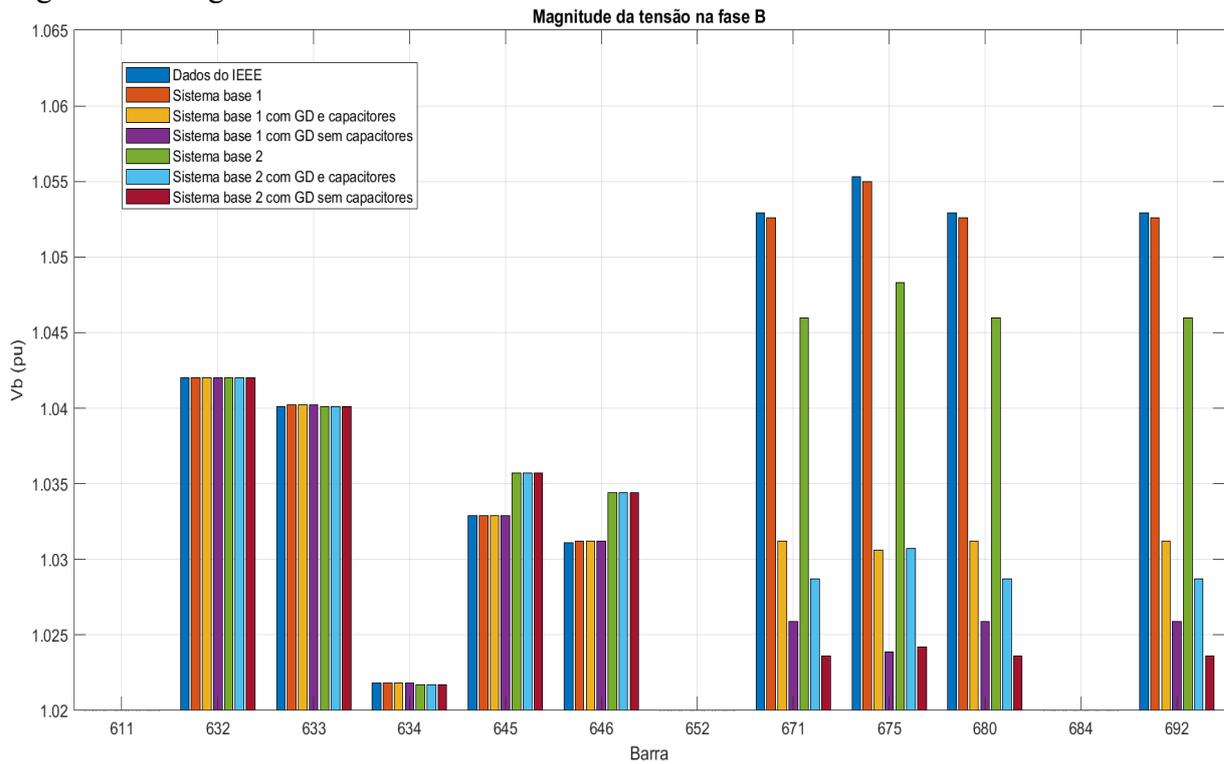
das tensões dos nós mais próximos à fonte de barramento infinito, como a 632, 633 e 634 tiveram uma diferença quase imperceptível em todos os testes realizados. A magnitude da tensão na fase A do sistema base 1 é de fato muito próxima a tensão no relatório do IEEE, enquanto o sistema base 2 apresenta valores um pouco maiores. O ângulo é praticamente o mesmo em ambos os sistemas bases.

Ao adicionar a GD nos sistemas bases, é possível notar que houve um incremento tanto na magnitude quanto no ângulo da tensão para os dois sistemas base, sendo ainda superior no caso do modelo com impedâncias de linha a parâmetros concentrados. Além disso, o maior aumento da magnitude ocorreu no nó 675, que é onde o gerador WTDFIG foi acoplado. Em relação ao ângulo, também ocorreu um aumento em seus valores absolutos, sendo ainda maior no sistema base 2.

Ao retirar os bancos de capacitores, permanecendo apenas a GD, é observada uma diminuição na magnitude da tensão em relação ao sistema base. Apesar disto, há uma exceção na barra 675 onde o seu valor é um pouco superior aos valores nos sistemas bases. Este comportamento está de acordo com a equação (2.25), mostrando que os BCs realmente levaram a um aumento na magnitude da tensão nos nós próximos de onde foram instalados. O ângulo sem o banco de capacitores é um pouco maior que o sistema com geração distribuída e a compensação reativa atuando em conjunto.

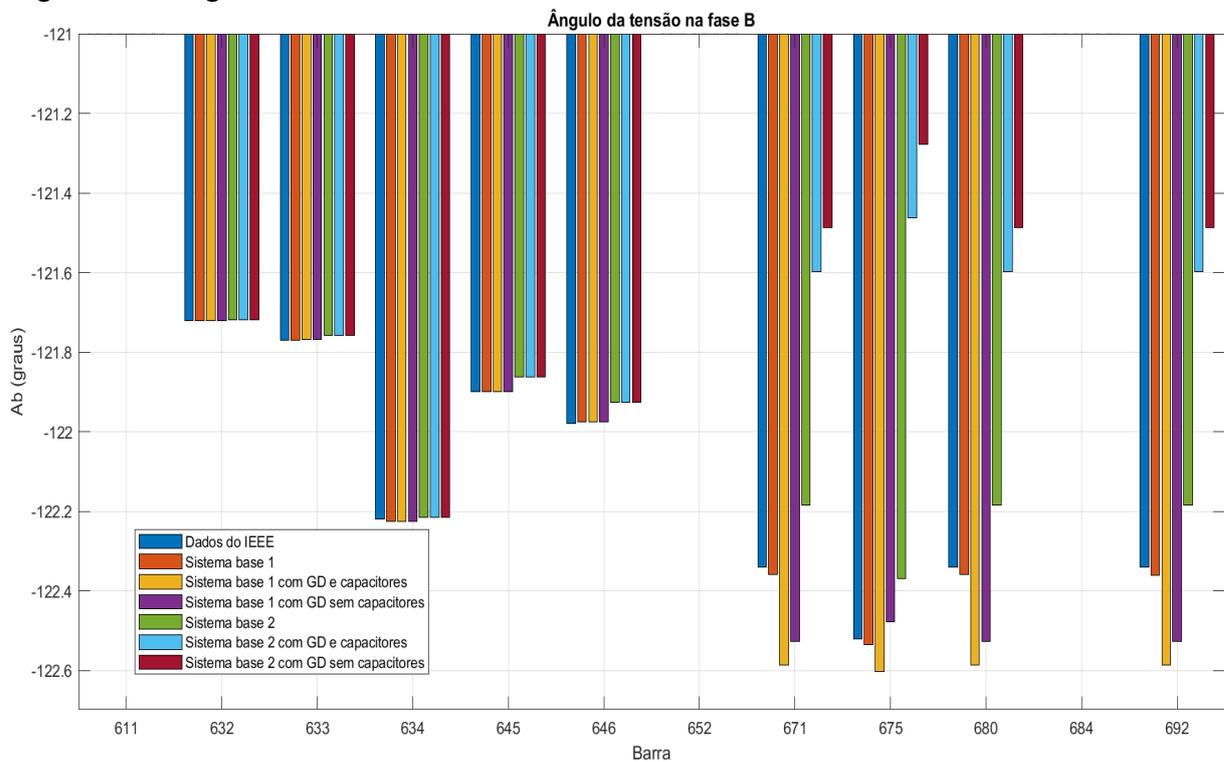
Para a fase B, as figuras 24 e 25 mostram a magnitude (em pu) e ângulo (em graus) respectivamente da tensão em cada nó de cada sistema implementado.

Figura 24 – Magnitude da tensão na fase B.



Fonte: elaborado pelo autor (2022).

Figura 25 – Ângulo da tensão na fase B.



Fonte: elaborado pelo autor (2022).

Analisando as figuras 24 e 25, percebe-se um comportamento diferente em relação a

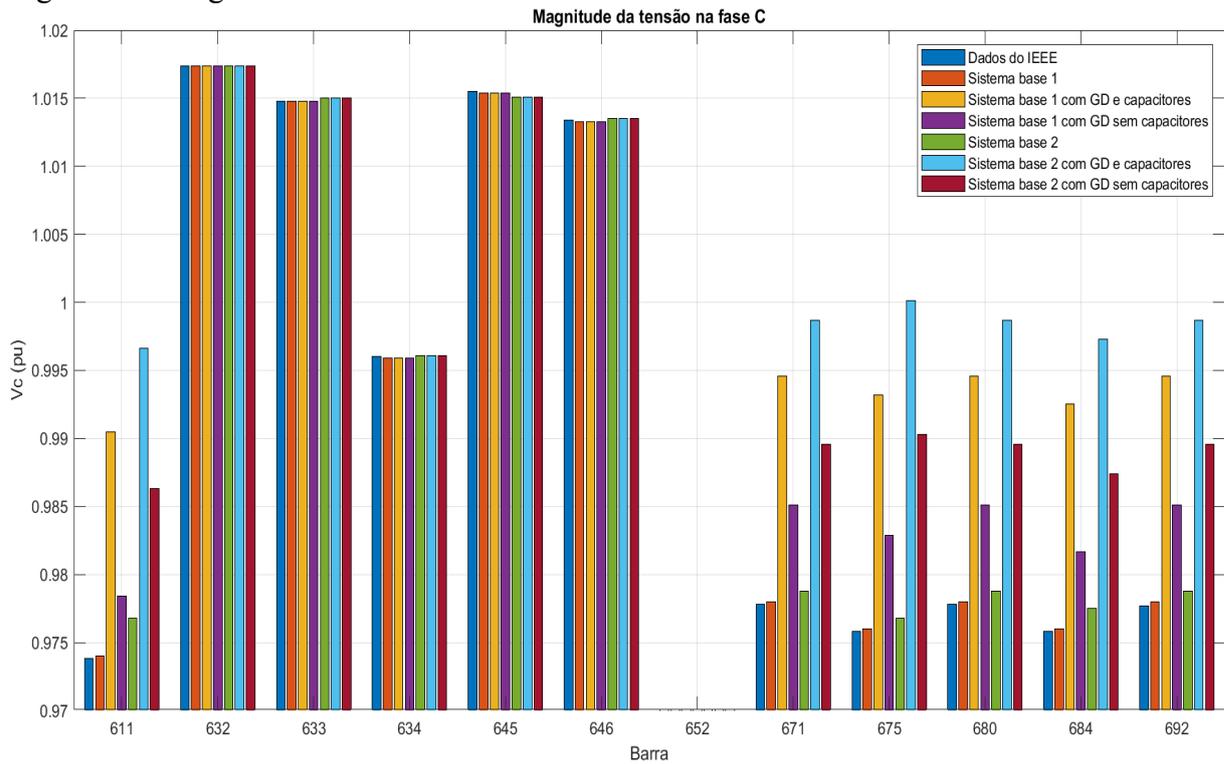
fase A. As tensões das barras 645 e 646 quase não se alteraram nos diferentes casos simulados, tendo valores de magnitude e ângulo maiores para o sistema base 2. Apesar disso, as demais barras apresentaram valores absolutos de magnitude e ângulo menores no sistema com modelo de impedância de linha a parâmetros concentrados, sendo o inverso ao que ocorre na fase A.

A geração distribuída levou a uma diminuição considerável na magnitude e a um aumento no ângulo da tensão na fase B. Assim como na fase A, esse impacto foi superior nas barras mais próximas à barra 675, sendo este o nó com maior diferença na tensão. Esta fase é a única que apresenta com classificação crítica segundo a resolução normativa N° 505 (ANEEL, 2001).

Após a remoção dos capacitores, as magnitudes apresentaram níveis inferiores em relação aos valores do relatório do IEEE e aos dois sistemas bases, sendo o sistema base 2 com menores valores. Com a retirada do banco de capacitores, o ângulo aumentou um pouco, mas ficando ainda inferior que nos seus respectivos sistemas base. Aqui é possível notar que os nós mais distantes do alimentador são mais impactados pelos capacitores e pela GD assim como na fase A. Apesar disso, a fase B se mostrou ser mais afetada pelos BCs, também possuindo os maiores valores para a magnitude da tensão em comparação com as demais fases.

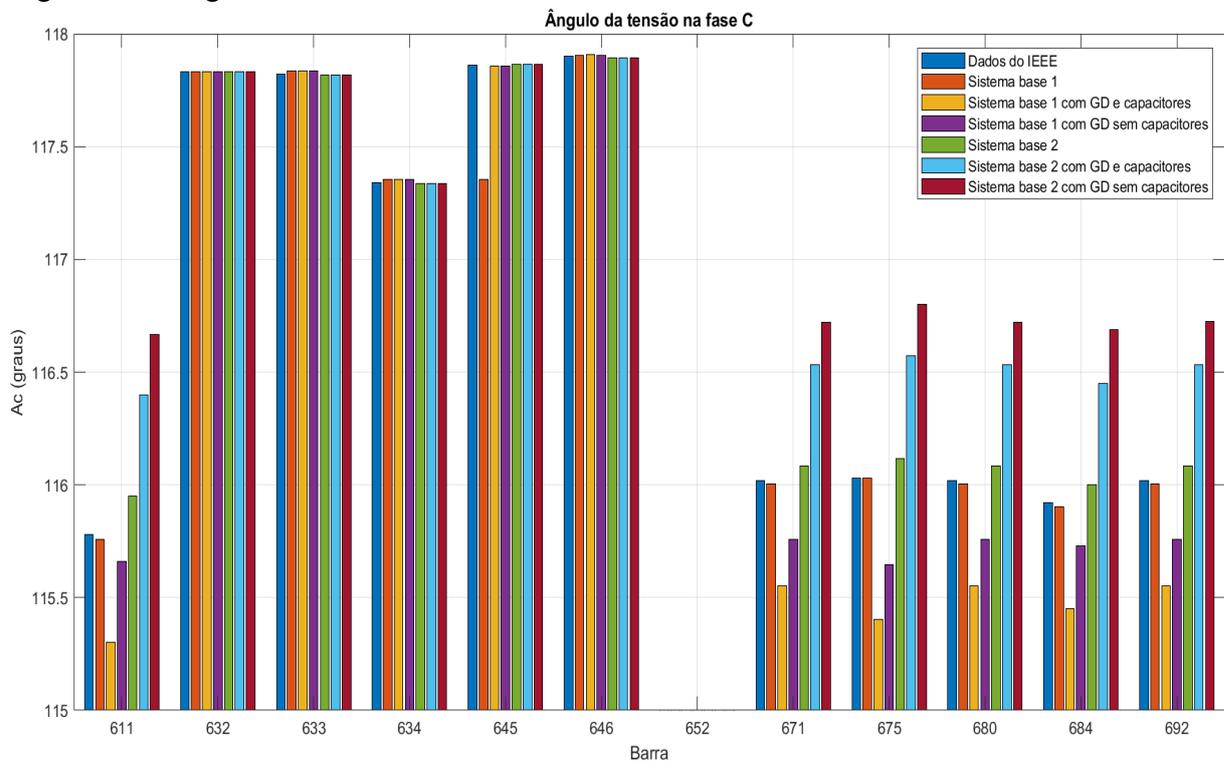
As figuras 26 e 27 exibem a magnitude (em pu) e ângulo (em graus) respectivamente da tensão da fase C para cada barra dos sistemas simulados.

Figura 26 – Magnitude da tensão na fase C.



Fonte: elaborado pelo autor (2022).

Figura 27 – Ângulo da tensão na fase C.



Fonte: elaborado pelo autor (2022).

As figuras 26 e 27 mostram que a fase C tem um comportamento semelhante ao da

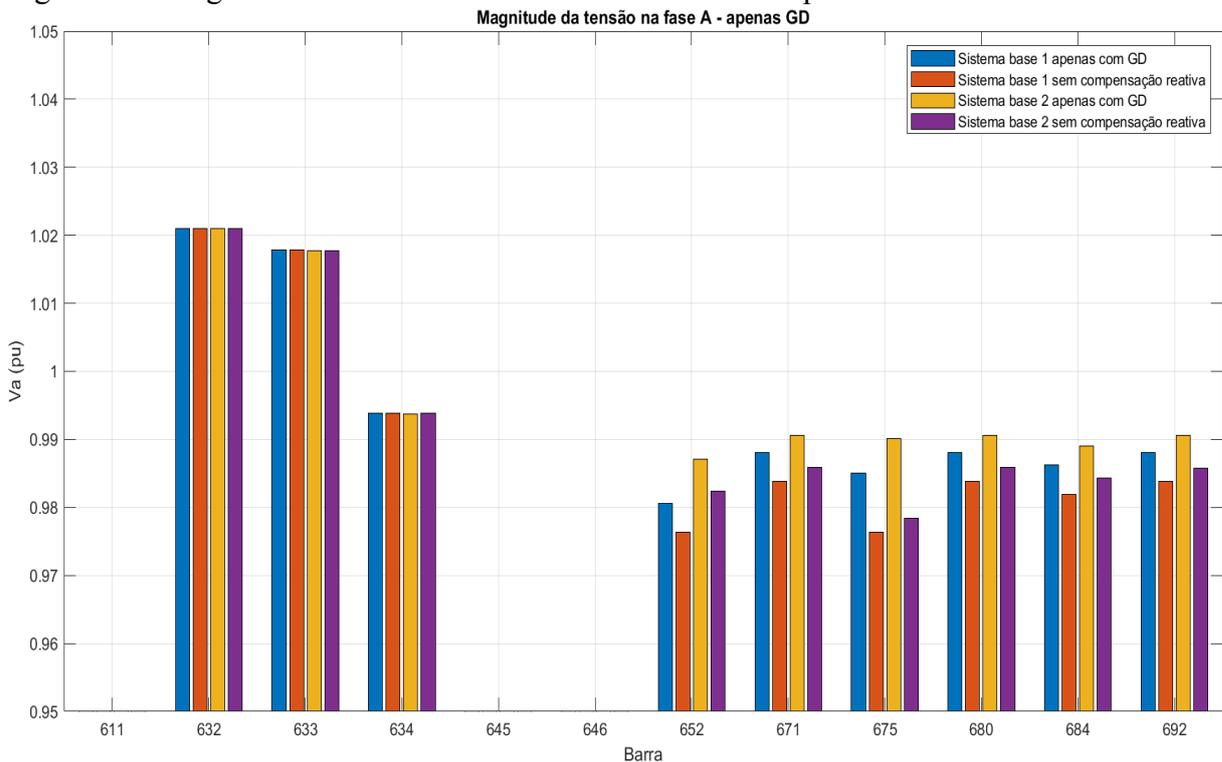
fase A, sendo que a magnitude e o ângulo são um pouco superiores no sistema base 2.

A adição do aerogerador provocou um aumento de tensão maior que nas demais fases. Por outro lado, o ângulo apresentou um comportamento peculiar. No sistema base 1, a inserção da GD causou uma diminuição nos valores, enquanto no sistema base 2 houve um aumento, sendo este impacto maior no nó 675.

A fase C é a única onde o sistema sem banco de capacitores possui magnitude de tensão superior ao circuito base. Em relação ao ângulo, a retirada do banco de capacitores gerou um aumento em seus valores para ambos os sistemas.

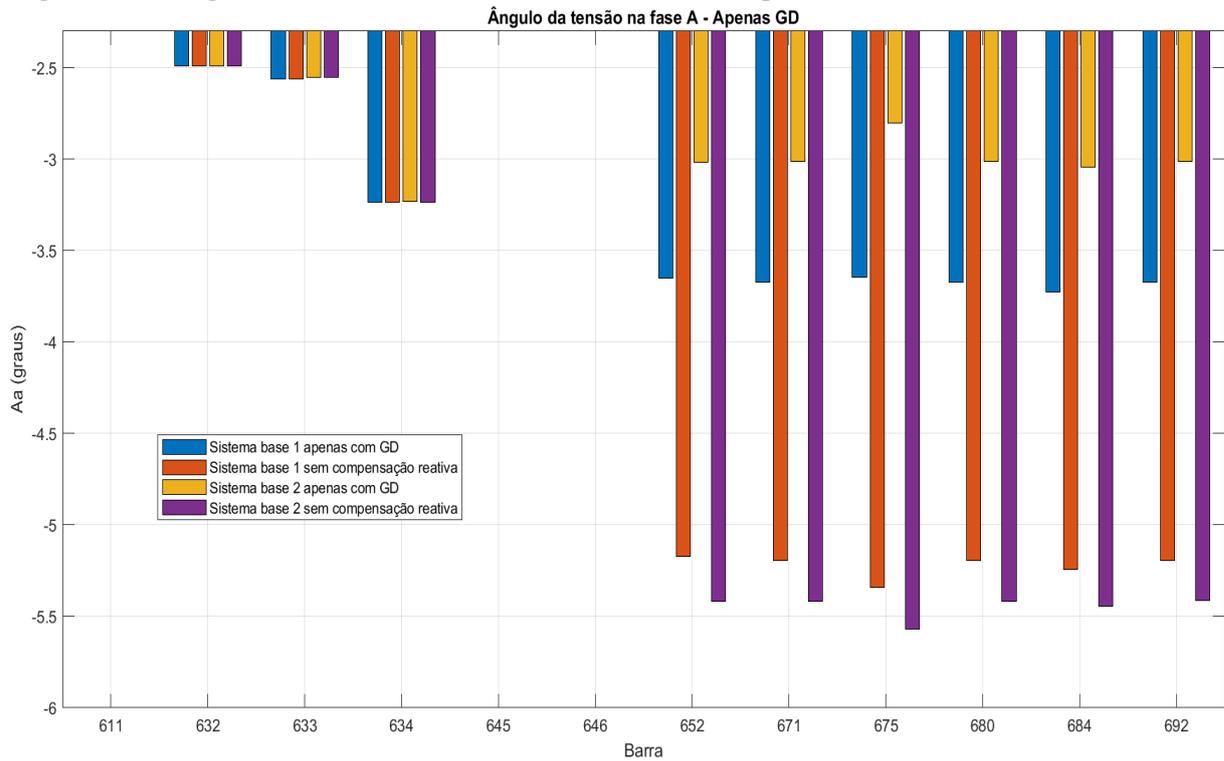
Para analisar a viabilidade da substituição dos BCs pelo bloco de geração distribuída, ambos os sistemas base foram submetidos à retirada dos capacitores e então comparados com o mesmo circuito sendo incluído apenas o bloco da turbina eólica. As figuras 28 e 29 exibem a magnitude (em pu) e ângulo (em graus) respectivamente da tensão da fase A para cada barra neste caso.

Figura 28 – Magnitude da tensão na fase A sem o banco de capacitores.



Fonte: elaborado pelo autor (2022).

Figura 29 – Ângulo da tensão na fase A sem o banco de capacitores.

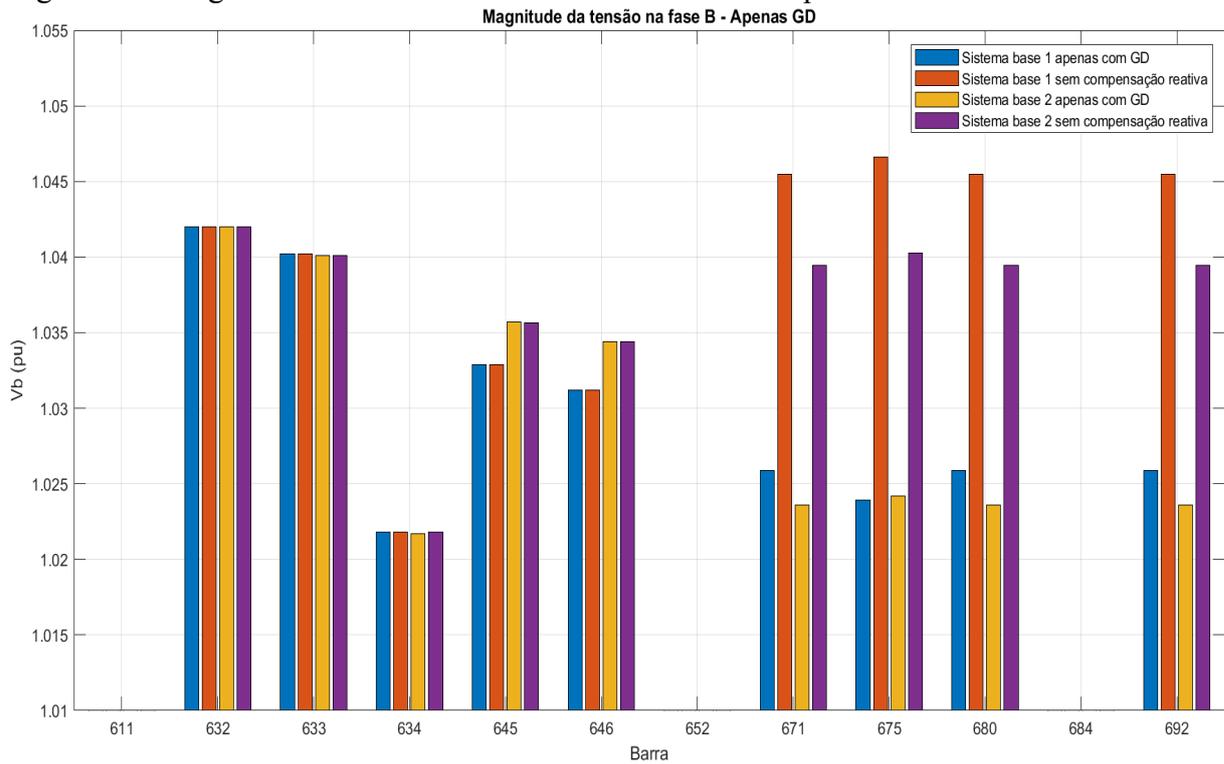


Fonte: elaborado pelo autor (2022).

A figura 28 mostra que a inclusão do bloco de GD ocasiona um pequeno aumento na magnitude da tensão, sendo este incremento quase o mesmo para ambos os sistemas base. Em relação ao ângulo, a figura 29 indica que a turbina eólica causa um grande aumento nos valores do ângulo para a tensão na fase A.

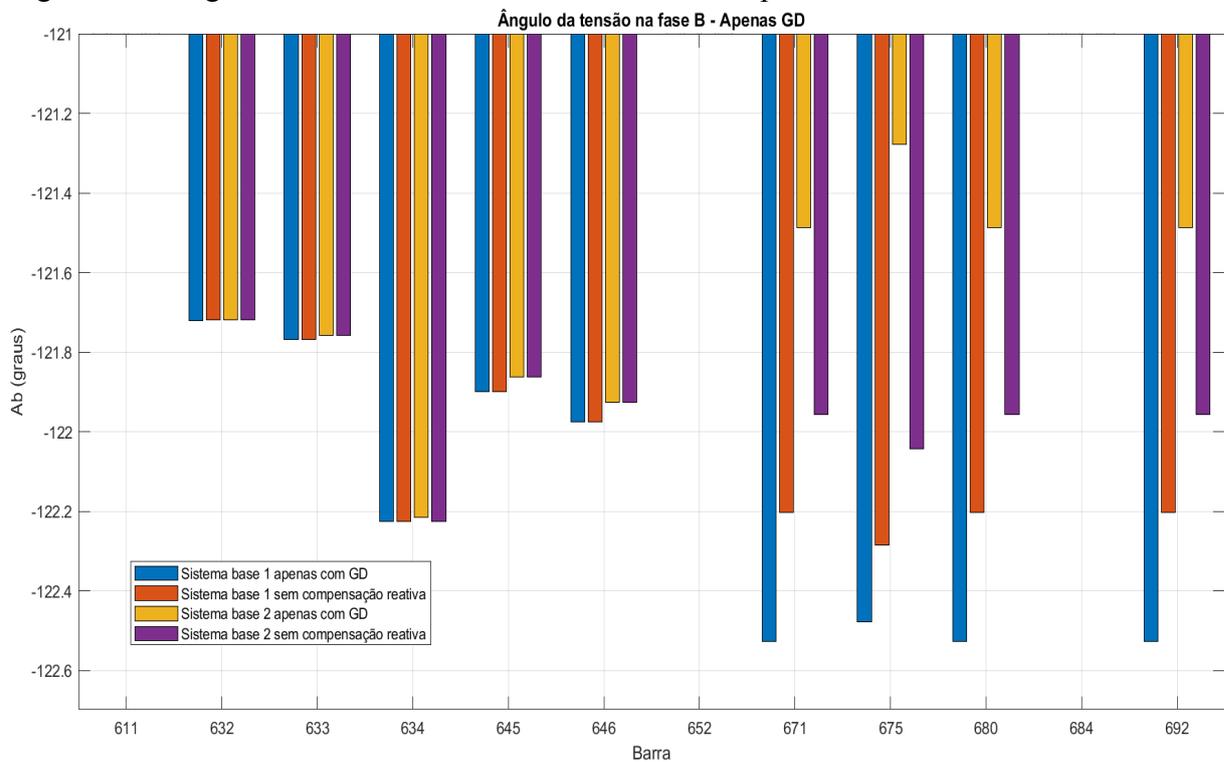
Para a fase B, as figuras 30 e 31 trazem a magnitude (em pu) e ângulo (em graus) respectivamente da tensão em cada uma das barras.

Figura 30 – Magnitude da tensão na fase B sem o banco de capacitores.



Fonte: elaborado pelo autor (2022).

Figura 31 – Ângulo da tensão na fase B sem o banco de capacitores.



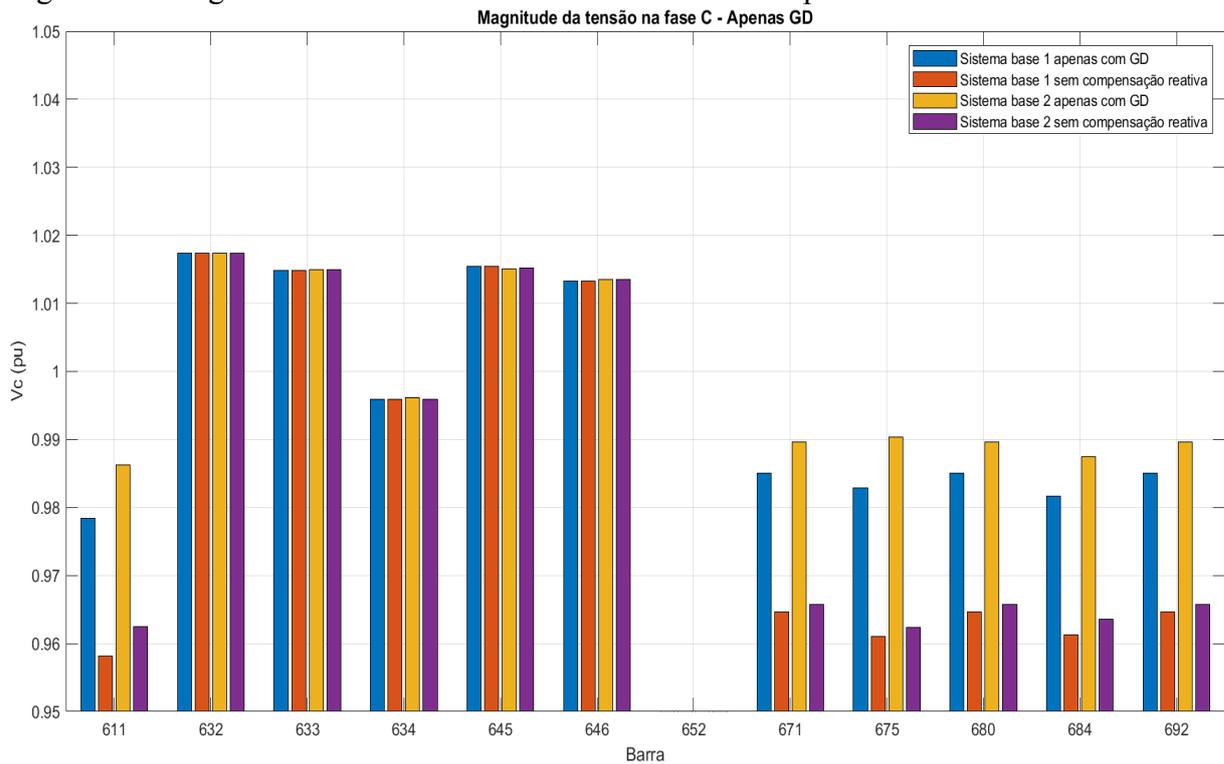
Fonte: elaborado pelo autor (2022).

As figuras 30 e 31 indicam que a fase B possui um comportamento diferente em

relação a fase A. A magnitude acaba sofrendo uma diminuição ainda mais significativa que o aumento que ocorreu na fase A. No ângulo também ocorre uma diminuição com a adição da geração distribuída ao sistema. Apesar disto, este efeito é semelhante ao que ocorreu na fase B nos casos anteriores.

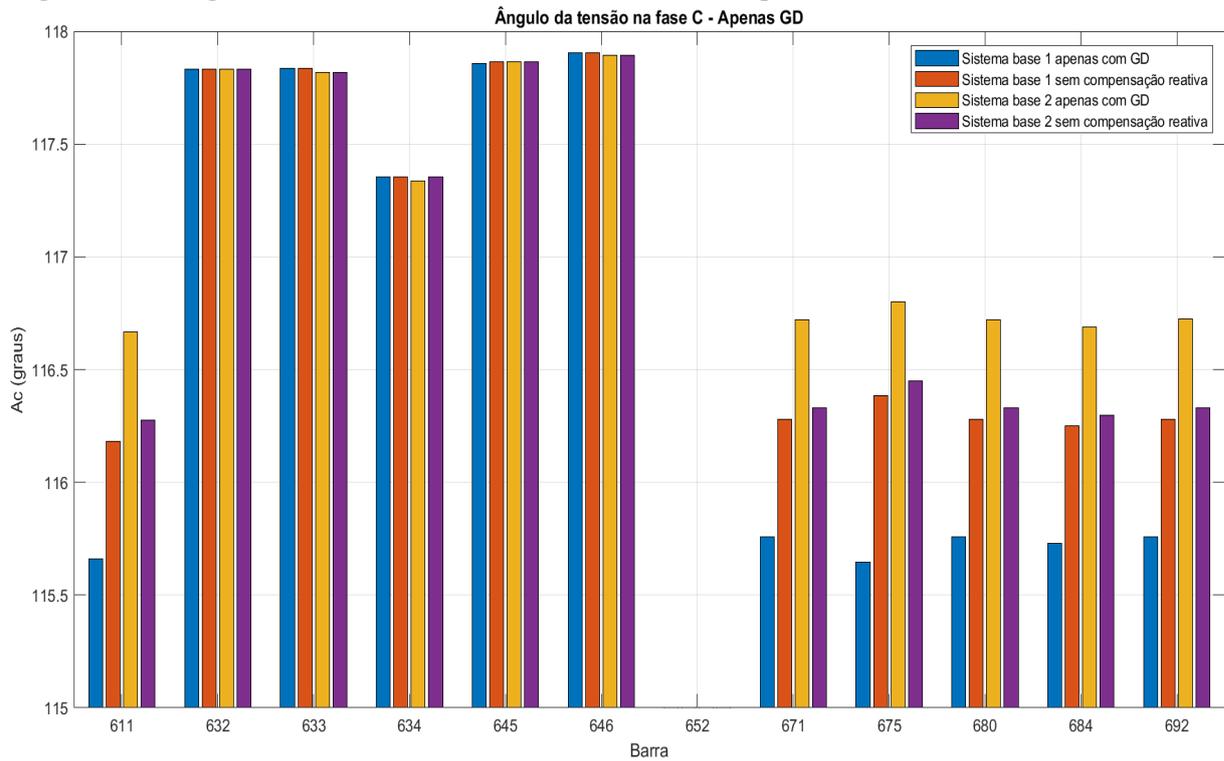
As figuras 32 e 33 apresentam a magnitude (em pu) e ângulo (em graus) respectivamente da tensão da fase C para cada um dos nós de ambos os sistemas bases.

Figura 32 – Magnitude da tensão na fase C sem o banco de capacitores.



Fonte: elaborado pelo autor (2022).

Figura 33 – Ângulo da tensão na fase C sem o banco de capacitores.



Fonte: elaborado pelo autor (2022).

As figuras 32 e 33 apontam que o bloco de GD causa um aumento considerável na magnitude e uma diminuição no ângulo da tensão. Nota-se também que para as três fases ocorre um comportamento semelhante aos sistemas anteriores, onde os nós próximos ao barramento infinito apresentam um impacto menor em relação aos nós mais distante, principalmente em relação aos BCs. Além disso, o nó 675 mostrou ser o mais afetado com a geração distribuída.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho foi avaliado a influência dos parâmetros de linhas de distribuição nos perfis de tensão do alimentador de distribuição de 13 nós do IEEE original (rede passiva), e uma variante dela, a conexão de geração eólica como geração distribuída (rede ativa).

Os modelos de parâmetros concentrados e parâmetros distribuídos foram avaliados no perfil de tensão e apresentaram comportamento e resultados muito similares, tanto para configuração de rede passiva como para configuração de rede ativa (conexão do aerogerador) e também para linhas aéreas quanto subterrâneas. Isso mostra que o modelo de linha que utiliza parâmetros concentrados é uma boa opção na modelagem de alimentadores primários de distribuição, pois sua implementação é mais simples e requer menos esforço computacional na solução do fluxo de carga, considerando o perfil de tensão em cada nó e o desequilíbrio entre as fases.

As simulações indicaram que este sistema de 13 nós é uma boa representação para sistemas desequilibrados, uma vez que cada fase possui comportamentos diferentes e são impactadas de maneira diferente pela geração distribuída e pelo banco de capacitores. Além disso, os BCs provocaram um aumento considerável na magnitude das tensões e na potência reativa das barras mais distantes do alimentador.

A inclusão do bloco de geração distribuída levou a um aumento na magnitude das tensões, sendo ainda mais impactante nas barras próximas ao nó onde foi acoplado. Apesar disso, não foi capaz de superar o aumento ocasionado pelos BCs, principalmente por se tratar de um aerogerador do tipo C que utiliza uma máquina de indução que necessita consumir reativo da rede. Por outro lado, o perfil de tensão foi melhorado e atua com valores mais próximos à tensão nominal de 1 pu, mostrando que a implementação de um aerogerador tipo C de 1,5 MW no nó 675 é uma boa alternativa neste sistema.

Finalmente, este trabalho mostra a importância da utilização de programas computacionais adequados que considerem a modelagem detalhada de todos os componentes do sistema de distribuição de energia elétrica, com o objetivo de realizar estudos nas áreas de planejamento e de operação, considerando condições de configuração passiva ou ativa e carregamento da rede, atuais e futuras.

REFERÊNCIAS

- ABAD; LÓPEZ; RODRÍGUEZ; MARROYO; IWANSKI. Doubly fed induction machine. IEEE Press, 2011.
- ACKERMANN, T. **Wind power in power systems**. [S. l.]: John Wiley & Sons, Ltd, 2005. v. 1ª Ed.
- AKHMATOV, V. Variable-speed wind turbines with doubly-fed induction generators, part i: Modelling in dynamic simulation tools. Wind Engineering Volume 26, Nº 2, 2002, 2002.
- ANEEL. Resolução normativa Nº 505 **Disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente**. Brasil: [S. n.], 2001.
- ANEEL. Artigo 14 do Decreto Nº 5.163 **Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências**. Brasil: [S. n.], 2004.
- CHAIRMAN. Standard load models for power flow and dynamic performance simulation. IEEE Transactions on Power Systems, 1995.
- DOMMEL, H. Digital computer solution of electromagnetic transients in single and multiple networks. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1969.
- EPE. **Matriz energética e elétrica**. 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 10 de março 2022.
- IEEE. **IEEE pes test feeder**. 2017. Disponível em: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>. Acesso em: 7 de abril 2022.
- INEE. **Geração distribuída**. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 30 de março 2022.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. d.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. [S. l.]: Blucher, 2010. v. 2ª Ed.
- KAGAN, N.; ROBBA, E. J. **Introdução a sistemas elétricos de potência: Componentes simétricas**. [S. l.]: Editoria Edgar Blücher, 1996. v. 2ª Ed.
- KERSTING, W. H. **Distribution system modeling and analysis**. [S. l.]: CRC Press, 2002.
- MILLER, N. W.; SANCHEZ-GASCA, J. J.; DELMERICO, R. W. Dynamic modeling of ge 1.5 and 3.6 mw wind turbine-generators for stability simulations. IEEE WTG Modeling panel, 2003.
- MONTICELLI, A.; GARCIA, A. **Introdução aos sistemas de energia elétrica**. [S. l.]: Editora Campinas, 2011. v. 2ª Ed.
- NILSSON, J. W.; RIEDEL, S. A. **Circuitos elétricos**. [S. l.]: Pearson Education do Brasil, 2015. v. 10ª Ed.
- PENA, R.; CLARE, J. C.; ASHER, G. M. Doubly fed induction generator using back-to-back pwm converters and its application to variable-speed wind-energy generation. IEEE Proceedings - Electric Power Applications, 1996.

PINTO, M. d. O. **Energia elétrica**: Geração, transmissão e sistemas interligados. [S. l.]: LTC, 2015. v. 1ª Ed.

SILVA, R. S. d. **Sistemas elétricos de potência I**. [S. l.]: Editora e Distribuidora educacional S. A., 2019. v. 1ª Ed.

SZUVOVIVSKI, I. **Alocação simultânea de bancos de capacitores e reguladores de tensão em sistemas de distribuição usando algoritmos genéticos e fluxo de potência ótimo**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Paraná, Paraná, 6 2008.

UMANS, S. D. **Máquinas elétricas de Fitzgerald e Kingsley**. [S. l.]: AMGH editora, 2014. v. 7ª Ed.

VASCONCELOS, F. M. d. **Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica**. [S. l.]: Editora e Distribuidora educacional S. A., 2017. v. 1ª Ed.

ZANETTA, L. C. J. **Fundamentos de sistemas elétricos de potência**. [S. l.]: Editoria Livraria da Física, 2005. v. 1ª Ed.

APÊNDICE A – PARÂMETROS DO SISTEMA TESTE DE 13 NÓS DO IEEE

Tabela 7 – Configuração das linhas aéreas.

Configuração	Sequência das fases	Cabo	Neutro	Espaçamento
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
603	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

Fonte: elaborado pelo autor (2022).

Tabela 8 – Configuração das linhas subterrâneas.

Configuração	Sequência das fases	Fase ACSR	Neutro ACSR	Espaçamento ID
606	A B C N	250,000 AA, CN	Nenhum	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 cu	520

Fonte: elaborado pelo autor (2022).

Tabela 9 – Dados dos segmentos de linha.

Nó A	Nó B	Comprimento (ft.)	Configuração
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XMF-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	672	0	Chave
684	611	300	605
692	675	500	606

Fonte: elaborado pelo autor (2022).

Tabela 10 – Dados do transformador.

	kVA	kV-high	kV-low	R-%	X-%
XMF-1	500	4.16 - Yg	0.48 - Yg	1.1	2

Fonte: elaborado pelo autor (2022).

Tabela 11 – Dados dos bancos de capacitores.

Nó	Fase A kVAr	Fase B kVAr	Fase C kVAr
675	200	200	200
611			100
Total	200	200	300

Fonte: elaborado pelo autor (2022).

Tabela 12 – Dados das cargas pontuais.

Nó	Carga Modelo	Fase A kW	Fase A kVAr	Fase B kW	Fase B kVAr	Fase C kW	Fase C kVAr
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
	Total	1158	606	973	627	1135	753

Fonte: elaborado pelo autor (2022).

Tabela 13 – Dados das cargas distribuídas.

Nó A	Nó B	Carga Modelo	Fase A kW	Fase A kVAr	Fase B kW	Fase B kVAr	Fase C kW	Fase C kVAr
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Fonte: elaborado pelo autor (2022).

Impedâncias:

Configuração 601:

$$Z_{601}\left(\frac{\Omega}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} 0,3465 + j1,0179 & 0,1560 + j0,5017 & 0,1580 + j0,4236 \\ 0,1560 + j0,5017 & 0,3375 + j1,0478 & 0,1535 + j0,3849 \\ 0,1580 + j0,4236 & 0,1535 + j0,3849 & 0,3414 + j1,0348 \end{pmatrix}.$$

$$Y_{601}\left(\frac{S}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} j6,2998 & -j1,9958 & -j1,2595 \\ -j1,9958 & j5,9597 & -j0,7417 \\ -j1,2595 & -j0,7417 & j5,6386 \end{pmatrix}.$$

Configuração 602:

$$Z_{602}\left(\frac{\Omega}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} 0,7526 + j1,1814 & 0,1580 + j0,4236 & 0,1560 + j0,5017 \\ 0,1580 + j0,4236 & 0,7475 + j1,1983 & 0,1535 + j0,3849 \\ 0,1560 + j0,5017 & 0,1535 + j0,3849 & 0,7436 + j1,2112 \end{pmatrix} .$$

$$Y_{602}\left(\frac{S}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} j5,6990 & -j1,0817 & -j1,6905 \\ -j1,0817 & j5,1795 & -j0,6588 \\ -j1,6905 & -j0,6588 & j5,4246 \end{pmatrix} .$$

Configuração 603:

$$Z_{603}\left(\frac{\Omega}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} 0 + j0 & 0 + j0 & 0 + j0 \\ 0 + j0 & 1,3294 + j1,3471 & 0,2066 + j0,4591 \\ 0 + j0 & 0,2066 + j0,4591 & 1,3238 + j1,3569 \end{pmatrix} .$$

$$Y_{603}\left(\frac{S}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} j0 & j0 & j0 \\ j0 & j4,7097 & -j0,8999 \\ j0 & -j0,8999 & j4,6658 \end{pmatrix} .$$

Configuração 604:

$$Z_{604}\left(\frac{\Omega}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} 1,3238 + j1,3569 & 0 + j0 & 0,2066 + j0,4591 \\ 0 + j0 & 0 + j0 & 0 + j0 \\ 0,2066 + j0,4591 & 0 + j0 & 1,3294 + j1,3471 \end{pmatrix} .$$

$$Y_{604}\left(\frac{S}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} j4,6658 & j0 & -j0,8999 \\ j0 & j0 & j0 \\ j0 & j0 & j4,7097 \end{pmatrix} .$$

Configuração 605:

$$Z_{605}\left(\frac{\Omega}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} 0 + j0 & 0 + j0 & 0 + j0 \\ 0 + j0 & 0 + j0 & 0 + j0 \\ 0 + j0 & 0 + j0 & 1,3292 + j1,3475 \end{pmatrix} .$$

$$Y_{605}\left(\frac{S}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} j0 & j0 & j0 \\ j0 & j0 & j0 \\ j0 & j0 & j4,5193 \end{pmatrix} .$$

Configuração 606:

$$Z_{606}\left(\frac{\Omega}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} 0,7982 + j0,4463 & 0,3192 + j0,0328 & 0,2849 - j0,0143 \\ 0,3192 + j0,0328 & 0,7891 + j0,4041 & 0,3192 + j0,0328 \\ 0,2849 - j0,0143 & 0,3192 + j0,0328 & 0,7982 + j0,4463 \end{pmatrix}.$$

$$Y_{606}\left(\frac{S}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} j96,8897 & j0 & j0 \\ j0 & j96,8897 & j0 \\ j0 & j0 & j96,8897 \end{pmatrix}.$$

Configuração 607:

$$Z_{607}\left(\frac{\Omega}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} 1,3225 + j0,5124 & 0 + j0 & 0 + j0 \\ 0 + j0 & 0 + j0 & 0 + j0 \\ 0 + j0 & 0 + j0 & 0 + j0 \end{pmatrix}.$$

$$Y_{607}\left(\frac{S}{\text{milha}}\right) = \begin{pmatrix} j88,9912 & j0 & j0 \\ j0 & j0 & j0 \\ j0 & j0 & j0 \end{pmatrix}.$$

**APÊNDICE B – ALGORITMO PARA CONVERSÃO DOS DADOS DO MODELO DE
PARÂMETROS DISTRIBUÍDOS PARA PARÂMETROS CONCENTRADOS NO
MATLAB®**

Código-fonte 1 – Algoritmo para conversão dos dados do modelo de parâmetros distribuídos para parâmetros concentrados no MATLAB®

```

1 % Configuracoes das linhas
2 % 1 milha = 1.60934 km
3
4 % configuracao 601
5 Z_601 = [0.3465+ i*1.0179  0.1560+ i*0.5017  0.1580+ i*0.4236
6           0.1560+ i*0.5017  0.3375+ i*1.0478  0.1535+ i*0.3849
7           0.1580+ i*0.4236  0.1535+ i*0.3849  0.3414+ i*1.0348];
8           % Ohms / milha
9
10 B_601 = [ 6.2998  -1.9958  -1.2595
11           -1.9958   5.9597  -0.7417
12           -1.2595  -0.7417   5.6386]*1 e -6; % Siemens / milha
13
14 % configuracao 602
15 Z_602 = [0.7526+ i*1.1814  0.1580+ i*0.4236  0.1560+ i*0.5017
16           0.1580+ i*0.4236  0.7475+ i*1.1983  0.1535+ i*0.3849
17           0.1560+ i*0.5017  0.1535+ i*0.3849  0.7436+ i*1.2112];
18           % Ohm / milha
19
20 B_602 = [ 5.6990  -1.0817  -1.6905
21           -1.0817   5.1795  -0.6588
22           -1.6905  -0.6588   5.4246]*1 e -6; % Siemens / milha
23
24 % configuracao 603
25 Z_603 = [0+ i*0           0+ i*0           0+ i*0
26           0+ i*0           1.3294+ i*1.3471  0.2066+ i*0.4591

```

```

25         0+ i *0      0.2066+ i *0.4591 1.3238+ i *1.3569];
26         % Ohm / milha
27
28 B_603 = [ 0      0      0
29           0      4.7097 -0.8999
30           0      -0.8999 4.6658]*1 e -6; % Siemens / milha
31
32 % configuracao 604
33 Z_604 = [1.3238+ i *1.3569 0+ i *0 0.2066+ i *0.4591
34           0+ i *0      0+ i *0 0+ i *0
35           0.2066+ i *0.4591 0+ i *0 1.3294+ i *1.3471]; % Ohm / milha
36
37 B_604 = [ 4.6658 0 -0.8999
38           0      0
39           0      0 4.7097]*1 e -6; % Siemens / milha
40
41 % configuracao 605
42 Z_605 = [0+ i *0 0+ i *0 0+ i *0
43           0+ i *0 0+ i *0 0+ i *0
44           0+ i *0 0+ i *0 1.3292+ i *1.3475]; % Ohm / milha
45
46 B_605 = [ 0      0      0
47           0      0      0
48           0      0      4.5193]*1 e -6; % Siemens / milha
49
50 % configuracao 606
51 Z_606 = [0.7982+ i *0.4463 0.3192+ i *0.0328 0.2849 - i *0.0143
52           0.3192+ i *0.0328 0.7891+ i *0.4041 0.3192+ i *0.0328
53           0.2849 - i *0.0143 0.3192+ i *0.0328 0.7982+ i *0.4463];
54           % Ohm / milha
55 B_606 = [ 96.8897 0 0

```

```

56         0          96.8897    0
57         0          0          96.8897]*1 e -6; % Siemens / milha
58
59 % configuracao 607
60 Z_607 = [1.3225+ i*0.5124  0+ i*0    0+ i*0
61         0+ i*0          0+ i*0    0+ i*0
62         0+ i*0          0+ i*0    0+ i*0]; % Ohm / milha
63
64 B_607 = [ 88.9912    0    0
65          0          0    0
66          0          0    0]*1 e -6; % Siemens / milha
67
68
69 R_601 = real ( Z_601 ) /1.60394;          % Ohm / km
70 L_601 = imag ( Z_601 ) /(1.60394*120* pi ); % H / km
71 C_601 = B_601 /(1.60934*120* pi ) ;      % F / km
72
73 R_602 = real ( Z_602 ) /1.60394;          % Ohm / km
74 L_602 = imag ( Z_602 ) /(1.60394*120* pi ); % H / km
75 C_602 = B_602 /(1.60934*120* pi ) ;      % F / km
76
77 R_603 = real ( Z_603 ) /1.60394;          % Ohm / km
78 L_603 = imag ( Z_603 ) /(1.60394*120* pi ); % H / km
79 C_603 = B_603 /(1.60934*120* pi ) ;      % F / km
80
81 R_604 = real ( Z_604 ) /1.60394;          % Ohm / km
82 L_604 = imag ( Z_604 ) /(1.60394*120* pi ); % H / km
83 C_604 = B_604 /(1.60934*120* pi ) ;      % F / km
84
85 R_605 = real ( Z_605 ) /1.60394;          % Ohm / km
86 L_605 = imag ( Z_605 ) /(1.60394*120* pi ); % H / km
87 C_605 = B_605 /(1.60934*120* pi ) ;      % F / km

```

```

88
89 R_606 = real ( Z_606 ) /1.60394;           % Ohm / km
90 L_606 = imag ( Z_606 ) / (1.60394*120* pi ); % H / km
91 C_606 = B_606 / (1.60934*120* pi );       % F / km
92
93 R_607 = real ( Z_607 ) /1.60394;           % Ohm / km
94 L_607 = imag ( Z_607 ) / (1.60394*120* pi ); % H / km
95 C_607 = B_607 / (1.60934*120* pi );       % F / km
96
97 %%Para Sequencias zero e positiva de R
98 Rs_601 = (1/3) * ( R_601 ( 1 ,1) + R_601 ( 2 ,2) + R_601 ( 3 ,3) ) ;
99 Rm_601 = (1/3) * ( R_601 ( 1 ,2) + R_601 ( 2 ,3) + R_601 ( 3 ,1) ) ;
100
101 Rabc = [ Rs_601 Rm_601 Rm_601
102          Rm_601 Rs_601 Rm_601
103          Rm_601 Rm_601 Rs_601 ];
104
105 R0_601 = Rs_601 +2* Rm_601           % Ohm / km
106 R1_601 = Rs_601 - Rm_601           % Ohm / km
107
108 Rs_602 = (1/3) * ( R_602 ( 1 ,1) + R_602 ( 2 ,2) + R_602 ( 3 ,3) ) ;
109 Rm_602 = (1/3) * ( R_602 ( 1 ,2) + R_602 ( 2 ,3) + R_602 ( 3 ,1) ) ;
110
111 Rabc = [ Rs_602 Rm_602 Rm_602
112          Rm_602 Rs_602 Rm_602
113          Rm_602 Rm_602 Rs_602 ];
114
115 R0_602 = Rs_602 +2* Rm_602           % Ohm / km
116 R1_602 = Rs_602 - Rm_602           % Ohm / km
117
118 Rs_603 = (1/3) * ( R_603 ( 1 ,1) + R_603 ( 2 ,2) + R_603 ( 3 ,3) ) ;
119 Rm_603 = (1/3) * ( R_603 ( 1 ,2) + R_603 ( 2 ,3) + R_603 ( 3 ,1) ) ;

```

```

120
121 Rabc = [ Rs_603 Rm_603 Rm_603
122           Rm_603 Rs_603 Rm_603
123           Rm_603 Rm_603 Rs_603 ];
124
125 R0_603 = Rs_603 +2* Rm_603      % Ohm / km
126 R1_603 = Rs_603 - Rm_603      % Ohm / km
127
128 Rs_604 = (1/3) *( R_604 (1 ,1) + R_604 (2 ,2) + R_604 (3 ,3) ) ;
129 Rm_604 = (1/3) *( R_604 (1 ,2) + R_604 (2 ,3) + R_604 (3 ,1) ) ;
130
131 Rabc = [ Rs_604 Rm_604 Rm_604
132           Rm_604 Rs_604 Rm_604
133           Rm_604 Rm_604 Rs_604 ];
134
135 R0_604 = Rs_604 +2* Rm_604      % Ohm / km
136 R1_604 = Rs_604 - Rm_604      % Ohm / km
137
138 Rs_605 = (1/3) *( R_605 (1 ,1) + R_605 (2 ,2) + R_605 (3 ,3) ) ;
139 Rm_605 = (1/3) *( R_605 (1 ,2) + R_605 (2 ,3) + R_605 (3 ,1) ) ;
140
141 Rabc = [ Rs_605 Rm_605 Rm_605
142           Rm_605 Rs_605 Rm_605
143           Rm_605 Rm_605 Rs_605 ];
144
145 R0_605 = Rs_605 +2* Rm_605      % Ohm / km
146 R1_605 = Rs_605 - Rm_605      % Ohm / km
147
148 Rs_606 = (1/3) *( R_606 (1 ,1) + R_606 (2 ,2) + R_606 (3 ,3) ) ;
149 Rm_606 = (1/3) *( R_606 (1 ,2) + R_606 (2 ,3) + R_606 (3 ,1) ) ;
150
151 Rabc = [ Rs_606 Rm_606 Rm_606

```

```

152         Rm_606 Rs_606 Rm_606
153         Rm_606 Rm_606 Rs_606 ];
154
155 R0_606 = Rs_606 +2* Rm_606      % Ohm / km
156 R1_606 = Rs_606 - Rm_606      % Ohm / km
157
158 Rs_607 = (1/3)*( R_607 (1 ,1) + R_607 (2 ,2) + R_607 (3 ,3) ) ;
159 Rm_607 = (1/3)*( R_607 (1 ,2) + R_607 (2 ,3) + R_607 (3 ,1) ) ;
160
161 Rabc = [ Rs_607 Rm_607 Rm_607
162         Rm_607 Rs_607 Rm_607
163         Rm_607 Rm_607 Rs_607 ];
164
165 R0_607 = Rs_607 +2* Rm_607      % Ohm / km
166 R1_607 = Rs_607 - Rm_607      % Ohm / km
167
168 %%Para Sequencias zero e positiva de L
169 Ls_601 = (1/3)*( L_601 (1 ,1) + L_601 (2 ,2) + L_601 (3 ,3) ) ;
170 Lm_601 = (1/3)*( L_601 (1 ,2) + L_601 (2 ,3) + L_601 (3 ,1) ) ;
171
172 Rabc = [ Ls_601 Lm_601 Lm_601
173         Lm_601 Ls_601 Lm_601
174         Lm_601 Lm_601 Ls_601 ];
175
176 L0_601 = Ls_601 +2* Lm_601      % Ohm / km
177 L1_601 = Ls_601 - Lm_601      % Ohm / km
178
179 Ls_602 = (1/3)*( L_602 (1 ,1) + L_602 (2 ,2) + L_602 (3 ,3) ) ;
180 Lm_602 = (1/3)*( L_602 (1 ,2) + L_602 (2 ,3) + L_602 (3 ,1) ) ;
181
182 Rabc = [ Ls_602 Lm_602 Lm_602
183         Lm_602 Ls_602 Lm_602

```

```

184         Lm_602 Lm_602 Ls_602 ];
185
186 L0_602 = Ls_602 +2* Lm_602      % Ohm / km
187 L1_602 = Ls_602 - Lm_602      % Ohm / km
188
189 Ls_603 = (1/3)*( L_603 (1 ,1) + L_603 (2 ,2) + L_603 (3 ,3) ) ;
190 Lm_603 = (1/3)*( L_603 (1 ,2) + L_603 (2 ,3) + L_603 (3 ,1) ) ;
191
192 Rabc = [ Ls_603 Lm_603 Lm_603
193          Lm_603 Ls_603 Lm_603
194          Lm_603 Lm_603 Ls_603 ];
195
196 L0_603 = Ls_603 +2* Lm_603      % Ohm / km
197 L1_603 = Ls_603 - Lm_603      % Ohm / km
198
199 Ls_604 = (1/3)*( L_604 (1 ,1) + L_604 (2 ,2) + L_604 (3 ,3) ) ;
200 Lm_604 = (1/3)*( L_604 (1 ,2) + L_604 (2 ,3) + L_604 (3 ,1) ) ;
201
202 Rabc = [ Ls_604 Lm_604 Lm_604
203          Lm_604 Ls_604 Lm_604
204          Lm_604 Lm_604 Ls_604 ];
205
206 L0_604 = Ls_604 +2* Lm_604      % Ohm / km
207 L1_604 = Ls_604 - Lm_604      % Ohm / km
208
209 Ls_605 = (1/3)*( L_605 (1 ,1) + L_605 (2 ,2) + L_605 (3 ,3) ) ;
210 Lm_605 = (1/3)*( L_605 (1 ,2) + L_605 (2 ,3) + L_605 (3 ,1) ) ;
211
212 Rabc = [ Ls_605 Lm_605 Lm_605
213          Lm_605 Ls_605 Lm_605
214          Lm_605 Lm_605 Ls_605 ];
215

```

```

216 L0_605 = Ls_605 +2* Lm_605      % Ohm / km
217 L1_605 = Ls_605 - Lm_605      % Ohm / km
218
219 Ls_606 = (1/3)*( L_606 (1 ,1) + L_606 (2 ,2) + L_606 (3 ,3) ) ;
220 Lm_606 = (1/3)*( L_606 (1 ,2) + L_606 (2 ,3) + L_606 (3 ,1) ) ;
221
222 Rabc = [ Ls_606  Lm_606  Lm_606
223           Lm_606  Ls_606  Lm_606
224           Lm_606  Lm_606  Ls_606 ];
225
226 L0_606 = Ls_606 +2* Lm_606      % Ohm / km
227 L1_606 = Ls_606 - Lm_606      % Ohm / km
228
229 Ls_607 = (1/3)*( L_607 (1 ,1) + L_607 (2 ,2) + L_607 (3 ,3) ) ;
230 Lm_607 = (1/3)*( L_607 (1 ,2) + L_607 (2 ,3) + L_607 (3 ,1) ) ;
231
232 Labc = [ Ls_607  Lm_607  Lm_607
233           Lm_607  Ls_607  Lm_607
234           Lm_607  Lm_607  Ls_607 ];
235
236 L0_607 = Ls_607 +2* Lm_607      % Ohm / km
237 L1_607 = Ls_607 - Lm_607      % Ohm / km
238 %%Para Sequencias zero e positiva de C
239
240 Cs_601 = (1/3)*( C_601 (1 ,1) + C_601 (2 ,2) + C_601 (3 ,3) ) ;
241 Cm_601 = (1/3)*( C_601 (1 ,2) + C_601 (2 ,3) + C_601 (3 ,1) ) ;
242
243 Rabc = [ Cs_601  Cm_601  Cm_601
244           Cm_601  Cs_601  Cm_601
245           Cm_601  Cm_601  Cs_601 ];
246
247 C0_601 = Cs_601 +2* Cm_601      % Ohm / km

```

```

248 C1_601 = Cs_601 - Cm_601          % Ohm / km
249
250 Cs_602 = (1/3) * ( C_602 (1 ,1) + C_602 (2 ,2) + C_602 (3 ,3) ) ;
251 Cm_602 = (1/3) * ( C_602 (1 ,2) + C_602 (2 ,3) + C_602 (3 ,1) ) ;
252
253 Rabc = [ Cs_602 Cm_602 Cm_602
254           Cm_602 Cs_602 Cm_602
255           Cm_602 Cm_602 Cs_602 ];
256
257 C0_602 = Cs_602 +2* Cm_602        % Ohm / km
258 C1_602 = Cs_602 - Cm_602          % Ohm / km
259
260 Cs_603 = (1/3) * ( C_603 (1 ,1) + C_603 (2 ,2) + C_603 (3 ,3) ) ;
261 Cm_603 = (1/3) * ( C_603 (1 ,2) + C_603 (2 ,3) + C_603 (3 ,1) ) ;
262
263 Rabc = [ Cs_603 Cm_603 Cm_603
264           Cm_603 Cs_603 Cm_603
265           Cm_603 Cm_603 Cs_603 ];
266
267 C0_603 = Cs_603 +2* Cm_603        % Ohm / km
268 C1_603 = Cs_603 - Cm_603          % Ohm / km
269
270 Cs_604 = (1/3) * ( C_604 (1 ,1) + C_604 (2 ,2) + C_604 (3 ,3) ) ;
271 Cm_604 = (1/3) * ( C_604 (1 ,2) + C_604 (2 ,3) + C_604 (3 ,1) ) ;
272
273 Rabc = [ Cs_604 Cm_604 Cm_604
274           Cm_604 Cs_604 Cm_604
275           Cm_604 Cm_604 Cs_604 ];
276
277 C0_604 = Cs_604 +2* Cm_604        % Ohm / km
278 C1_604 = Cs_604 - Cm_604          % Ohm / km
279

```

```

280 Cs_605 = (1/3)*( C_605 (1 ,1) + C_605 (2 ,2) + C_605 (3 ,3) ) ;
281 Cm_605 = (1/3)*( C_605 (1 ,2) + C_605 (2 ,3) + C_605 (3 ,1) ) ;
282
283 Rabc = [ Cs_605 Cm_605 Cm_605
284           Cm_605 Cs_605 Cm_605
285           Cm_605 Cm_605 Cs_605 ];
286
287 C0_605 = Cs_605 +2* Cm_605      % Ohm / km
288 C1_605 = Cs_605 - Cm_605      % Ohm / km
289
290 Cs_606 = (1/3)*( C_606 (1 ,1) + C_606 (2 ,2) + C_606 (3 ,3) ) ;
291 Cm_606 = (1/3)*( C_606 (1 ,2) + C_606 (2 ,3) + C_606 (3 ,1) ) ;
292
293 Rabc = [ Cs_606 Cm_606 Cm_606
294           Cm_606 Cs_606 Cm_606
295           Cm_606 Cm_606 Cs_606 ];
296
297 C0_606 = Cs_606 +2* Cm_606      % Ohm / km
298 C1_606 = Cs_606 - Cm_606      % Ohm / km
299
300 Cs_607 = (1/3)*( C_607 (1 ,1) + C_607 (2 ,2) + C_607 (3 ,3) ) ;
301 Cm_607 = (1/3)*( C_607 (1 ,2) + C_607 (2 ,3) + C_607 (3 ,1) ) ;
302
303 Rabc = [ Cs_607 Cm_607 Cm_607
304           Cm_607 Cs_607 Cm_607
305           Cm_607 Cm_607 Cs_607 ];
306
307 C0_607 = Cs_607 +2* Cm_607      % Ohm / km
308 C1_607 = Cs_607 - Cm_607      % Ohm / km

```

APÊNDICE C – ARTIGO SUBMETIDO NO CBA 2022

Neste apêndice encontra-se o artigo referente ao tema deste trabalho de conclusão de curso que foi submetido no XXIV Congresso Brasileiro de Automática.

Influência dos Parâmetros e Modelos de Linhas no Perfil de Tensão em Alimentadores Primários Ativos de Distribuição de Energia Elétrica

Pedro Fellipe Lima Brandão, Hugo de Magalhães Moura e Juan Carlos Pequeña Suni

Engenharia Elétrica, Campus Sobral, Universidade Federal do Ceará
CE-Brasil, (e-mail: pedrofelipe5249@gmail.com, hugomagalhaes264@gmail.com e jcarlosps@ufc.br)

Abstract: The growing demand for quality electricity supply, combined with trends in distributed generation and the change from traditional electrical systems to smart grids, require the development of tests and computer simulations, which is possible through the mathematical modeling of distribution systems. In the present work, a study and analysis of the influence of parameters and line models on the voltage profile of feeders of primary energy distribution is carried out. The mathematical modeling of the 13-node IEEE primary test feeder was implemented in Matlab®/Simulink® software as an original passive network and a modification to an active network with the insertion of a wind turbine as a distributed generation, covering the implementation and simulation of two transmission lines models, the distributed parameters model and lumped parameters model. The results obtained allow the validation of the models and the comparative analysis of the stress profiles in terms of precision and computational performance.

Resumo: A crescente demanda por fornecimento de energia elétrica de qualidade, aliada às tendências da geração distribuída e à mudança de sistemas elétricos tradicionais para redes inteligentes, exigem o desenvolvimento de testes e simulações computacionais, o que é possível através da modelagem matemática dos sistemas de distribuição. No presente trabalho é realizado um estudo e análise da influência de parâmetros e modelos de linha no perfil de tensão em alimentadores de distribuição de energia primária. A modelagem matemática do alimentador de teste primário IEEE de 13 nós foi implementada no software Matlab®/Simulink® como uma rede passiva original e uma modificação para uma rede ativa com a inserção de um aerogerador como geração distribuída, abrangendo a implementação e simulação de dois modelos de linhas de transmissão, o modelo de parâmetros distribuídos e o modelo de parâmetros concentrados. Os resultados obtidos permitem a validação dos modelos e a análise comparativa dos perfis de tensões em termos de precisão e desempenho computacional.

Keywords: Electric power systems; Distributed generation; Wind turbine; IEEE 13-node test feeder; Power flow; Transmission line models.

Palavras-chaves: Sistemas elétricos de potências; Geração distribuída; Turbina eólica; alimentador teste de 13 nós do IEEE; Fluxo de potência; Modelos de linha de transmissão.

1. INTRODUÇÃO

Os meios de transmissão de energia elétrica são de extrema importância para a vida humana, uma vez que a eletricidade se faz necessária em todas as esferas da sociedade. Os sistemas elétricos de potência são responsáveis por gerar, transmitir e distribuir a energia elétrica para todos os seus usuários. Mas para que a eletricidade gerada nas usinas seja entregue ao consumidor final, é preciso que ela seja transmitida por diferentes linhas, com distintos tamanhos e características. As transmissões de energia elétrica nestas linhas apresentam pequenas perdas, que faz com que os valores de tensão na geração não sejam iguais ao que é distribuído aos clientes. Essas reduções dependem de alguns fatores, como distância e impedância em cada trecho (Kagan, 2010).

Além disso, a crescente demanda do consumo de energia resultou na busca por fontes de energia alternativas, e que possam ser implementadas próximas ao consumidor final, sem a necessidade de percorrer grandes distâncias. Essa forma de suprimento energético é denominada de geração distribuída (GD) (Kagan, 2019).

Este trabalho tem como objetivo principal analisar o impacto dos parâmetros e modelos de linha nos perfis de tensão de um sistema de distribuição de energia elétrica, usando como base o sistema de 13 nós do IEEE (IEEE, 2021). A análise também irá englobar o impacto de uma GD baseada em uma turbina eólica no sistema. Os circuitos serão montados e analisados a partir de simulações realizadas através do ambiente de simulação matemática do Simulink®, que se trata de uma ferramenta para modelagem, simulação e análise de sistemas dinâmicos que está presente no software Matlab® (Matlab, 2012).

1.1 Geração distribuída

Segundo o INEE (Instituto Nacional de Eficiência Energética), ela é designada como a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es) independente da potência, tecnologia e fonte de energia. As tecnologias de GD têm evoluído para incluir potências cada vez menores, e inclui: co-geradores, geradores que usam como fonte de energia resíduos

$$Z_{abc} = \begin{pmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{pmatrix} \quad (1)$$

a impedância própria e impedância mútua são dados respectivamente como:

$$Z_s = \frac{Z_{aa} + Z_{bb} + Z_{cc}}{3} \quad (2)$$

$$Z_m = \frac{Z_{ab} + Z_{bc} + Z_{ca}}{3} = \frac{Z_{ac} + Z_{ba} + Z_{cb}}{3} \quad (3)$$

Dessa forma, a matriz impedância transformada seria:

$$Z_{abc} = \begin{pmatrix} Z_s & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_s \end{pmatrix} \quad (4)$$

A impedância de sequência positiva e a impedância de sequência zero seriam:

$$Z_{00} = Z_s + 2Z_m \quad (5)$$

$$Z_{11} = Z_{22} = Z_s - Z_m \quad (6)$$

2. METODOLOGIA

A metodologia deste trabalho consistiu em modelar, implementar e simular o sistema do alimentador de 13 nós do IEEE no ambiente de simulação matemática do Simulink® baseado nos dados obtidos em um relatório com resultados de um teste deste alimentador realizado e disponibilizado pelo próprio IEEE (IEEE, 2021). Este relatório apresenta alguns dos principais parâmetros do sistema como impedâncias, comprimento das linhas, cargas, fluxo de potência e localização dos nós. Este circuito montado no software servirá como base para a análise do impacto nas tensões de cada um dos nós causado pela mudança no modelo dos parâmetros das linhas de transmissão, além de testes envolvendo a adição de geração distribuída baseado em um aerogerador.

3.1 Sistema base com modelo de linha de parâmetros distribuídos

O circuito usado como base para os estudos foi implementado utilizando o modelo de linha a parâmetros distribuídos. Os dados do relatório do IEEE a respeito do circuito original foram utilizados para definir os principais valores do circuito montado no software, e os resultados do fluxo de potência serviram como referência para a validação do sistema simulado. Aquele circuito com modelo de linha a parâmetros distribuídos é denotado como sistema base 1, enquanto o que usa impedâncias de linha a parâmetros concentrados foi denominado sistema base 2.

A figura 1 mostra o diagrama do circuito de 13 nós. Em relação a este circuito foi feita uma adaptação que consistiu em substituir a barra 650 e o transformador regulador entre as

barras 650 e 632 por um barramento infinito, que fornece tensão e frequência constantes.

As cargas do sistema são uma combinação dos modelos de potência, impedância e corrente constante. Um detalhe importante a ser mencionado é que o sistema de 13 barras original utiliza bancos de capacitores nas barras 611 e 675 para melhorar os perfis de tensão do circuito.

O transformador entre as barras 633 e 634 é um trafo abaixador de 500 kVA de potência. A conexão adotada para o enrolamento primário e também para o secundário foi estrela-aterrado (Yg), onde o neutro aterrado serve para evitar que o sistema desequilibrado apresente elevados níveis de distorção (Pinto, 2017).

Para um fluxo de potência desbalanceado, como o circuito que está sendo analisado, é possível computar a tensão individual e o fluxo PQ para cada fase, onde P é a potência ativa e Q a potência reativa, além de ser possível obter a magnitude e o ângulo das tensões. Os seus parâmetros são utilizados apenas para inicialização do modelo e não têm impacto no desempenho da simulação. O Simulink® possui uma ferramenta capaz de calcular o fluxo de potência em regime estacionário nos sistemas simulados. Para este cálculo, foi utilizado o método de Newton-Raphson (Monticelli, 1983) para fornecer uma solução de convergência robusta e rápida, além de oferecer a maioria das funcionalidades de outros softwares de fluxo de carga disponíveis no setor de concessionárias de energia.

Como neste trabalho o foco principal é apenas na variação da magnitude e fase das tensões no regime estacionário, foi utilizado o modo fasorial que resolve os conjuntos de equações algébricas presentes na simulação calculando as tensão e correntes através de fasores em uma determinada frequência, que neste caso foi 60 Hz.

O sistema base implementado no software e fundamentado no sistema de 13 nós do IEEE usando modelo de impedâncias de linha a parâmetros distribuídos é mostrado na figura 3:

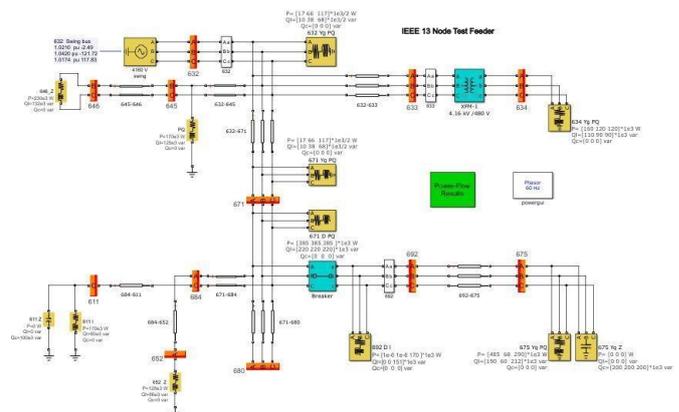


Fig. 3 Sistema base de parâmetros distribuídos.

3.2 Sistema com modelo de linha de parâmetros concentrados

A partir do circuito base, o sistema foi modificado utilizando o modelo de linha trifásica balanceada com parâmetros concentrados em uma seção PI.

Os dados do modelo a parâmetros distribuídos foram transformados para parâmetros concentrados utilizando as equações de Carson e o método de redução de Kron, conforme detalhado nas equações 1, 2, 3, 4, 5 e 6. Estes valores convertidos foram usados nos modelos de parâmetros concentrados.

3.3 Implementação da GD no sistema

A geração distribuída foi baseada em uma turbina eólica do tipo 3, quer dizer, equipada com gerador de indução duplamente alimentado (GIDA) e o sistema de controle é feito a partir da velocidade do vento (Heier, 1998). A potência da GD é de 1,5 MW, esta potência está de acordo com a potência total do sistema analisado. A GD foi adicionada no nó 675, por se tratar do nó trifásico mais crítico do sistema devido a necessidade da instalação de um banco de capacitores que ajudaria na melhora do perfil de tensão neste ponto, e foi conectada através de um transformador elevador, uma vez que a tensão da turbina é de 575 V rms enquanto a tensão primária do sistema é de 4,16 kV rms. A figura 4 apresenta o sistema base com a adição da geração distribuída baseada em uma turbina eólica ligada ao nó 675:

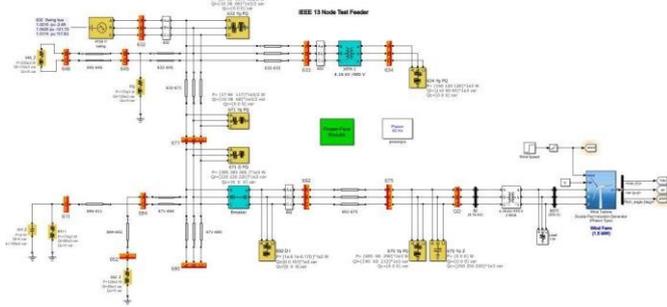


Fig. 4 Sistema base com turbina eólica.

A mesma turbina foi usada tanto para o sistema com modelos de linha de parâmetros distribuídos quanto concentrados, mantendo os mesmos valores e localização para os dois casos. O circuito também foi simulado retirando os bancos de capacitores e deixando apenas a GD no nó 675.

4. RESULTADOS

4.1 Sistema do IEEE simulado com modelo de linha de parâmetros distribuídos

Para validar os sistemas de 13 barras do IEEE desenvolvido no Simulink®, foram calculados os erros percentuais entre valores apresentados no relatório do IEEE em comparação aos dados obtidos na simulação, tanto para o circuito com parâmetros distribuídos quanto para o de parâmetros concentrados. As Tabelas 1 e 2 trazem a diferença percentual de magnitude e ângulo das tensões respectivamente entre cada uma das fases do circuito real em comparação com o que foi

simulado utilizando o modelo de linha de parâmetros distribuídos:

Tabela 1. Diferença percentual na magnitude das tensões no modelo com parâmetros distribuídos

Nó	Fase A	Fase B	Fase C
611	-	-	0,02
632	0,00	0,00	0,00
633	-0,02	0,01	-0,00
634	-0,02	0,01	-0,01
645	-	-0,01	-0,01
646	-	0,01	-0,01
652	-0,02	-	-
671	-0,02	-0,03	0,02
675	-0,02	-0,03	0,02
680	-0,02	-0,03	0,02
684	-0,02	-	0,02
692	-0,02	-0,03	0,03

Tabela 2. Diferença percentual no ângulo das tensões no modelo com parâmetros distribuídos

Nó	Fase A	Fase B	Fase C
611	-	-	-0,02
632	0,00	0,00	0,00
633	-0,04	-0,00	0,01
634	0,20	0,00	0,01
645	-	-0,00	-0,00
646	-	-0,01	0,00
652	-0,37	-	-
671	-0,32	0,02	-0,01
675	-0,58	0,01	-0,00
680	-0,32	0,02	-0,01
684	-0,28	-	-0,01
692	-0,52	0,02	-0,01

4.2 Sistema do IEEE simulado com modelo de linha de parâmetros concentrados

Para o caso do sistema com o modelo de linha de parâmetros concentrados, as tabelas 3 e 4 mostram a diferença percentual de magnitude e ângulo das tensões em cada uma das fases, ao comparar esse circuito aos dados do IEEE:

Tabela 3. Diferença percentual na magnitude das tensões no modelo com parâmetros distribuídos

Nó	Fase A	Fase B	Fase C
611	-	-	0,3110
632	-0,00	-0,00	0,00
633	-0,03	0,00	0,02
634	-0,03	-0,01	0,01
645	-	0,27	-0,04
646	-	0,32	0,01
652	0,66	-	-
671	0,25	-0,66	0,11
675	0,27	-0,66	0,10
680	0,25	-0,66	0,11
684	0,28	-	0,17
692	0,25	-0,66	0,12

Tabela 4. Diferença percentual no ângulo das tensões no modelo com parâmetros distribuídos

Barra	Fase A	Fase B	Fase C
611	-	-	0,1483
632	-0,02	0,00	0,00
633	-0,22	0,01	-0,00
634	0,06	-0,00	-0,00
645	-	-0,03	0,00
646	-	-0,04	-0,01
652	3,56	-	-
671	2,71	-0,13	0,05
675	2,33	-0,12	0,07
680	2,71	-0,13	0,06
684	2,67	-	0,07
692	2,51	-0,13	0,05

Ao analisar as tabelas 5 e 6, confere-se que a diferença percentual é inferior a 0,5 % em todos os nós do circuito, tanto para módulo quanto para o ângulo das tensões. As tabelas 7 e 8 apresentam diferenças menores que 0,7 % para as magnitudes e inferiores a 3 % nos ângulos. Desta forma, ambos os circuitos simulados podem ser considerados exemplos válidos para o sistema de 13 barras do IEEE.

4.2 Análise dos sistemas simulados

Ambos os sistemas base foram submetidos aos mesmos testes envolvendo a adição da GD baseada na turbina eólica de 1,5 MW, com e sem o banco de capacitores incluídos ao sistema. Como se trata de um circuito desequilibrado, a análise dos resultados das simulações será feita individualmente em cada fase. Deste modo, a figura 5 apresenta a magnitude da tensão na fase A de cada barra do sistema em cada um dos casos simulados em pu:

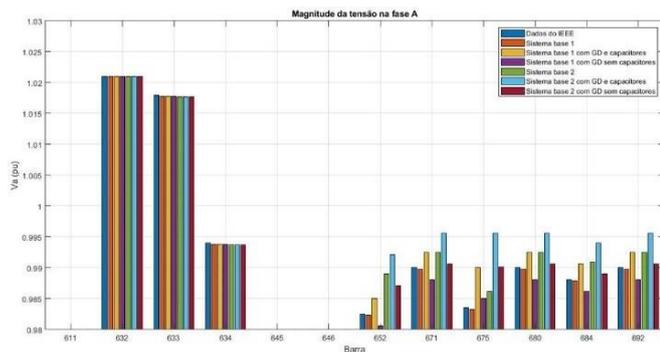


Fig. 5 Magnitude da tensão na fase A de cada nó.

Observando a figura 5, pode-se notar que as tensões das barras mais próximas à fonte de barramento infinito, como a 632, 633 e 634 tiveram uma diferença quase imperceptível em todos os testes realizados. A tensão na fase A do sistema base 1 é de fato muito próxima a tensão no relatório do IEEE. Mas por outro lado, o sistema base 2 apresenta uma tensão superior em relação aos demais casos base.

Ao adicionar a GD nos sistemas bases, é possível notar que houve um incremento na magnitude da tensão para os dois sistemas base, sendo ainda superior no caso do modelo com

impedâncias de linha a parâmetros concentrados. Além disso, o maior aumento de tensão ocorre na barra 675, que é onde a turbina eólica foi acoplada.

Ao retirar os bancos de capacitores, permanecendo apenas a GD, é observada uma diminuição na tensão em relação ao sistema base, principalmente na barra 652 e com exceção da barra 675.

Para a fase B, a figura 6 mostra a magnitude da tensão na fase B de cada barra do sistema em cada um dos casos simulados em pu:

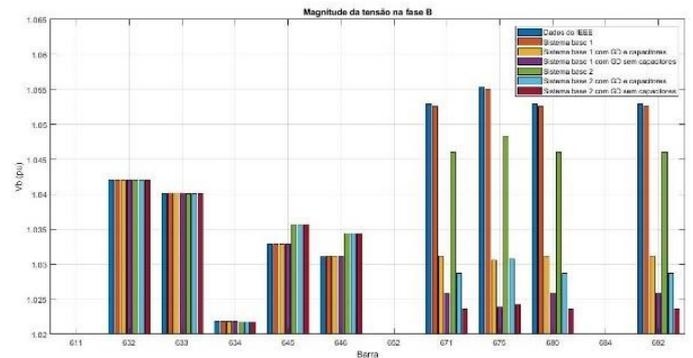


Fig. 6 Magnitude da tensão na fase B.

Analisando a figura 6, percebe-se um comportamento diferente em relação a fase A. As tensões das barras 645 e 646 quase não se alteraram nos diferentes casos simulados, tendo valores maiores para o sistema base 2. Apesar disso, as demais barras apresentam uma tensão menor que no sistema com modelo de impedância de linha a parâmetros concentrados, sendo o inverso ao que ocorre na fase A.

A geração distribuída levou a uma diminuição considerável na magnitude da tensão na fase B. Assim como na fase A, esse impacto foi superior nas barras mais próximas à barra 675, sendo este o nó com maior diferença de tensão.

Após a remoção dos capacitores, as tensões mostraram níveis inferiores em relação aos valores do IEEE e aos dois sistemas bases, sendo o sistema 2 com aquele com os menores valores. A figura 7 exibe a magnitude da tensão da fase C para cada barra dos sistemas simulados em pu:

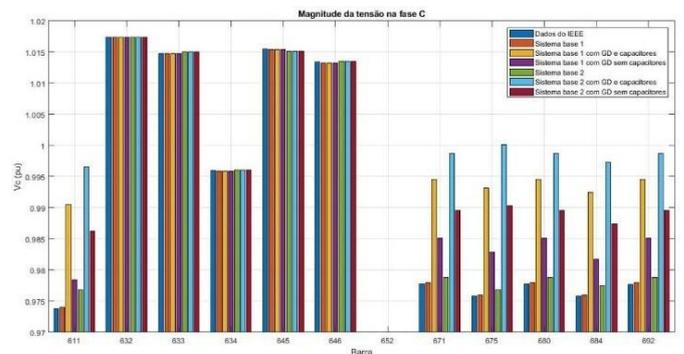


Fig. 7 Magnitude da tensão na fase C.

A figura 7 mostra que a fase C tem um padrão semelhante ao da fase A. Ambos os sistemas base têm valores próximos um ao outro e também em relação aos dados do IEEE.

A adição da GD provocou um aumento de tensão maior que nas demais fases, apesar que os níveis de tensão são um pouco inferiores (pico máximo de 1,02 pu). Além disso, esse incremento ocorreu com mais impacto em barras próximas à 675 e o sistema com impedâncias de linha a parâmetros concentrados teve valores maiores que os demais casos.

A fase C é a única onde o sistema sem banco de capacitores possui magnitude de tensão superior ao circuito base. Isto ocorre para todas as barras, com destaque para aquelas barras mais próximas a bloco de GD.

6. CONCLUSÕES

Neste trabalho foi avaliado a influência dos parâmetros de linhas de distribuição nos perfis de tensão do alimentador de distribuição de 13 nós do IEEE original, rede passiva, e uma variante dela, a conexão de geração eólica como geração distribuída, rede ativa.

Os modelos de parâmetros concentrados e parâmetros distribuídos foram avaliados no perfil de tensão, esses dois modelos apresentaram valores muito similares, tanto para configuração de rede passiva como para configuração de rede ativa (conexão do aerogerador) e para linhas aéreas quanto subterrâneas. Isso mostra que o modelo de linha que utiliza parâmetros concentrados é uma boa opção na modelagem de alimentadores primários de distribuição, pois sua implementação é mais simples e requer menos esforço computacional na solução do fluxo de carga, considerando o perfil de tensão em cada nó, desequilíbrio entre as fases, potências ativas e reativas, totais e por fase, e as perdas.

Finalmente este trabalho mostra a importância da utilização de programas computacionais adequados que considerem a modelagem detalhada de todos os componentes do sistema de distribuição de energia elétrica, com o objetivo de realizar estudos nas áreas de planejamento e de operação, considerando condições de configuração passiva ou ativa e carregamento da rede, atuais e futuras.

REFERÊNCIAS

- Heier, S. (1998). Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems. John Wiley & Sons Ltd (1ª ed.), *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*, 89. John Wiley & Sons Ltd.
- Instituto Nacional de Eficiência Energética (2022), *O que é geração distribuída*, available at: http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp (accessed 1 May 2022).
- Kersting, W. H. (2002). Distribution System Modeling and Analysis. CRC Press (1ª ed.), *Distribution System Modeling and Analysis*, 121. CRC Press.
- Monticelli, A. J. (1983). Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica. Cepel. Editora Blucher LTDA.
- Pinto, M. O. (2014). Energia Elétrica: Geração, Transmissão e Sistemas Interligados. LTC (1ª ed.), *Energia Elétrica: Geração, Transmissão e Sistemas Interligados*, 283. LTC.
- Vasconcelos, F. M. (2017). Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Editora e Distribuidora Educacional S.A. (1ª ed.), *Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica*, 228. Editora e Distribuidora Educacional S.A.
- Kagan, N., Oliveira, C.C.B. and Robba, E. B. (2010). Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Ed. Edgard Blücher (2ª ed.), *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*, 328. Ed. Edgard Blücher.
- Schneider, K. P., Mather, B. A., Pal, B. C., and Other A.N. (2017), "Analytic Considerations and Design Basis for the IEEE Distribution Test Feeders," IEEE Transactions on Power Systems, vol. PP, no. 99, pp. 1-1, available at: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/> (accessed 1 May 2022).