

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO-USP
ESCOLA POLITÉCNICA

Paulo Ricardo Radatz de Freitas

**Modelos avançados de análise de redes
elétricas inteligentes utilizando o
software OpenDSS**

São Paulo
2015

Paulo Ricardo Radatz de Freitas

**Modelos avançados de análise de redes
elétricas inteligentes utilizando o
*software OpenDSS***

Trabalho de Formatura apresentado à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Bacharel em Engenharia

São Paulo
2015

Paulo Ricardo Radatz de Freitas

**Modelos avançados de análise de redes
elétricas inteligentes utilizando o
*software OpenDSS***

Trabalho de Formatura apresentado à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Bacharel em Engenharia

Área de concentração: Energia e Automação Elétricas

Orientador: Nelson Kagan

São Paulo
2015

Catalogação-na-publicação

Radatz, Paulo Ricardo Radatz de Freitas

Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando
o software OpenDSS / P. R. R. F. Radatz -- São Paulo, 2015.
191 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São
Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Engenharia Elétrica 2.Sistemas Elétricos de Potência I.Universidade
de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e
Automação Elétricas II.t.

*Este trabalho é dedicado ,
a todos que participaram
dessa minha trajetória..*

Agradecimentos

Agradeço a Deus por me tornar uma pessoa capaz de superar dificuldades e, além disso, ter me proporcionado esse caminho pelo qual eu avancei.

Mãe e Tio, obrigado por todos esses anos que vocês se dedicaram em me fazer uma pessoa melhor. Sou eternamente grato e prometo que farei o mesmo pelo os meus filhos.

Gostaria de agradecer a minha amada noiva: Milena, muito obrigado por ser essa pessoa amiga, compreensiva e, além de tudo isso, ser meu alicerce. Finalmente, a POLI acabou e agora nos casaremos.

Professor Nelson Kagan, obrigado por me receber como um pai e confiar na minha capacidade. Estamos juntos!

Agradeço a Escola Politécnica da Universidade de São Paulo e aos meus professores que exigiram o melhor de mim. Em especial, gostaria de agradecer aos professores: Hernán Prieto Schmidt, Giovanni Manassero Junior e Water Kaiser.

Mark McGranaghan e Geraldine Poter, vocês me ensinaram a ser uma pessoa melhor, muito obrigado por tudo que vocês fizeram por mim. Roger Dugan, obrigado por ser esse amigo e esse professor fantástico. Jeff Smith, obrigado por ser esse *amazing boss*. Por fim, gostaria de agradecer todo o time da *Electric Power Research Institute*, vocês são *amazing*.

Agradeço ao meu GCEM, vocês fazem parte do que eu mais valorizo na vida. Sei que sempre poderei contar com o apoio de vocês.

Quero agradecer a todos os meus amigos da POLI que fizeram parte da minha história, vocês fizeram parte de um dos momentos mais importante da minha vida. Em especial, gostaria de agradecer aos amigos: Wellington Sperandio Silva, Anderson de Almeida Farias, Celso Rocha, Gustavo Himeno, Alexandre Maior e Danilo Souza. Que Deus retribua tudo o que vocês fizeram por mim.

Sabemos que Deus age em todas as coisas para o bem daqueles que o amam,
dos que foram chamados de acordo com o seu propósito.

Romanos 8 : 28

“Together... Shaping the Future of Electricity.”
(Electric Power Research Institute)

Resumo

Este projeto apresenta, inicialmente, a importância da mudança da estrutura atual do setor elétrico brasileiro através da implantação do conceito de redes elétricas inteligentes nos sistemas de distribuição. Nesse cenário é imprescindível a utilização de *softwares* capazes de dar suporte a essa evolução. No presente trabalho é utilizado o OpenDSS. Com o objetivo de descrever o conteúdo metodológico e verificar as funcionalidades desse *software* apresenta-se uma forma de construção das matrizes de admitâncias nodais dos elementos de rede, de uma rede completa, a descrição do método utilizado para cálculo de fluxo de potência e, além disso, são apresentados os diferentes modos de cálculo de fluxo de potência e os modelos de geração distribuída disponibilizados pelo *software* para a simulação da rede teste IEEE 13 barras. Por fim, são apresentados os resultados das simulações realizadas em um sistema de distribuição real com a finalidade de se analisar os níveis de suas tensões. O sistema é modelado no *software* OpenDSS através de dados fornecidos por uma distribuidora americana de energia elétrica. Esse estudo é realizado em conjunto com o EPRI e tem como principal objetivo atender as demandas de planejamento da distribuidora americana.

Palavras-chave: Redes Elétricas Inteligentes. OpenDSS. Fluxo de Potência. Geração Distribuída. Nível das Tensões.

Abstract

This project puts forward the necessary changes in the current Brazilian electric sector structure by implementing the smart grids concept to distributing systems. It is, therefore, imperative to use softwares that are able to support the system development, such as OpenDSS, used in the project. Aiming to describe the software methodological content and its features, a method of building nodal admittances matrix is presented, as well as the description of its power flow computation methods and distributed generation models used to simulate a IEE 13 bars test grid. Finally the simulation results of an existing distributing system are presented to analyze its voltage levels. The system is modeled in OpenDSS by the data provided by an American utility. The study is developed jointly with EPRI and its main aim is to meet the American electricity distributor demands.

Keywords: Smart Grid. OpenDSS. Power Flow. DER. Voltage Level.

Listas de ilustrações

Figura 1	Estrutura do <i>software</i> OpenDSS	36
Figura 2	Barra com N nós	36
Figura 3	Terminal com N conectores	37
Figura 4	Elemento de transporte de energia com dois terminais, o primeiro com N conectores e o segundo com M conectores	37
Figura 5	Elemento de conversão de energia	38
Figura 6	Modelo de uma fase do transformador	41
Figura 7	Rede elétrica ou elemento de rede com suas tensões nodais e correntes injetadas	53
Figura 8	Modelo por fase do transformador estrela-estrela aterradas por impedâncias	56
Figura 9	Círculo para obter a 1º coluna da matriz de admitâncias nodais	57
Figura 10	Círculo para obter a 4º coluna da matriz de admitâncias nodais	58
Figura 11	Modelo por fase do transformador estrela-estrela solidamente aterradas	59
Figura 12	Modelo por fase do transformador triângulo-estrela aterrada por impedância	60
Figura 13	Modelo por fase do transformador triângulo-estrela solidamente aterrada	61
Figura 14	Modelo por fase do transformador bifásico aterrado por impedâncias	62
Figura 15	Modelo por fase do transformador bifásico aterrado por impedâncias	63
Figura 16	Gerador trifásico solidamente aterrado	63
Figura 17	Modelo da carga monofásica AN	65
Figura 18	Modelo da carga bifásica AB	65
Figura 19	Modelo da carga trifásica desequilibrada em estrela	65
Figura 20	Modelo da carga trifásica desequilibrada em triângulo	66
Figura 21	Linha à 4 fios sem capacitores <i>shunt</i>	66
Figura 22	Elemento de circuito A	68
Figura 23	Elemento de circuito B	69

Figura 24	Elemento de circuito C	70
Figura 25	Caso 1 da conexão cascata dos elementos de circuito A e B	71
Figura 26	Caso 2 da conexão cascata dos elementos de circuito A e B	73
Figura 27	Caso da conexão em ramificação dos elementos de circuito	76
Figura 28	Conexão genérica	78
Figura 29	Representação do sistema antes e depois do condicionamento para a resolução do fluxo de potência	86
Figura 30	Diagrama unifilar da rede teste Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) 13 barras	92
Figura 31	Postes de distribuição utilizados na rede teste IEEE 13 barras	93
Figura 32	Configuração das linhas subterrâneas da rede teste IEEE 13 barras	93
Figura 33	Curvas de carga	99
Figura 34	Potência ativa e reativa fornecida pela subestação	100
Figura 35	Tensões elétricas na barra 680 antes da conexão das Geração Distribuída (GD)	101
Figura 36	Perfil da Tensão no momento de máxima demanda	102
Figura 37	Diagrama de blocos do modelo do sistema fotovoltaico	106
Figura 38	Curvas utilizadas para caracterizar o modelo do sistema fotovoltaico	108
Figura 39	Diagrama unifilar da rede teste IEEE 13 barras com a presença do sistema fotovoltaico	110
Figura 40	Resultados das grandezas do elemento <i>PVSystem</i>	111
Figura 41	Potência fornecida pela subestação no cenário com o sistema fotovoltaico	112
Figura 42	Potência ativa fornecida pelo sistema fotovoltaico e as tensões no ponto de conexão	113
Figura 43	Curva que descreve o controle <i>voltvar</i> do inversor	114
Figura 44	Diagrama unifilar da rede teste IEEE 13 barras com a presença do gerador eólico	117
Figura 45	Potência fornecida pela máquina em <i>pu</i> e a potência fornecida pela subestação no cenário com o sistema eólico sem banco de capacitores	118
Figura 46	Potência fornecida pelo sistema eólico e as tensões no ponto de conexão	119
Figura 47	Perfil da Tensão no momento de máxima demanda com a presença do sistema eólico sem capacitor	120
Figura 48	Potência fornecida pela subestação no cenário com o sistema eólico com banco de capacitores	121
Figura 49	Potência fornecida pelo sistema eólico	122
Figura 50	Perfil da Tensão no momento de máxima demanda com a presença do sistema eólico com capacitor	123
Figura 51	Diagrama de blocos simplificado do modelo do elemento <i>Storage</i>	124

Figura 52	Potência fornecida pela subestação no cenário com o sistema armazeador de energia	126
Figura 53	Potência ativa fornecida pelo sistema armazenador de energia	127
Figura 54	Tensão na saída do sistema armazenador de energia	128
Figura 55	Alimentador no <i>software CYME 7.1 r06</i> (CYME)	130
Figura 56	Carregamento dos três alimentadores	132
Figura 57	Curvas da potência de saída do gerador eólico	134
Figura 58	Curvas de irradiação	137
Figura 59	Curvas de carga para os consumidores	140
Figura 60	Variáveis para a simulação utilizando o modo <i>SnapShot</i>	141
Figura 61	Perfil do cenário base, do cenário 16 e a sua diferença	144
Figura 62	Variáveis para a simulação utilizando o modo <i>Daily</i>	146
Figura 63	A: Tensões ao longo do tempo na barra da geração eólica existente para o conjunto 8 e cenário 1; B: Tensões ao longo do tempo na barra da geração eólica adicionada para o conjunto 8 e cenário 1; C: Tensões ao longo do tempo na barra da geração fotovoltaica para o conjunto 8 e cenário 1	149
Figura 64	A: Perfil da tensões no alimentador para o baixo carregamento diário; B: Perfil da tensões no alimentador para o alto carregamento diário . .	150
Figura 65	A: Tensões ao longo do tempo na barra do sistema fotovoltaico sem controle <i>VoltVar</i> ; B: Mesma situação do A, porém com a função <i>VoltVar</i>	151
Figura 66	A: Tensões ao longo do tempo na barra da geração eólica adicionada para o conjunto 10 e cenário 1; B: Tensões ao longo do tempo na barra da geração fotovoltaica para o conjunto 8 e cenário 8 sem controle <i>VoltVar</i> ; C: Mesma situação de B, porém com o controle <i>VoltVar</i> . .	152
Figura 67	ΔV máximo para os dois modos de cálculo	155
Figura 68	Tela principal da <i>Graphical User Interface</i> (GUI)	156
Figura 69	Estrutura do programa PauloRadatz_TCC.exe	156

Lista de tabelas

Tabela 1	Parâmetros básicos do elemento <i>Circuit</i>	39
Tabela 2	Parâmetros básicos do elemento <i>Generator</i>	40
Tabela 3	Parâmetros básicos do elemento <i>Transformer</i>	41
Tabela 4	Parâmetros básicos do elemento <i>RegControl</i>	46
Tabela 5	Parâmetros básicos do elemento <i>LineCode</i>	47
Tabela 6	Parâmetros básicos do elemento <i>Line</i>	48
Tabela 7	Principais modelos de carga	49
Tabela 8	Parâmetros básicos do elemento <i>Load</i>	49
Tabela 9	Parâmetros básicos do elemento <i>LoadShape</i>	50
Tabela 10	Parâmetros básicos do elemento <i>Capacitor</i>	51
Tabela 11	Matriz \bar{Y} do elemento A	78
Tabela 12	Matriz \bar{Y} do elemento B	79
Tabela 13	Matriz \bar{Y} do elemento C	79
Tabela 14	\bar{Y} do sistema completo	79
Tabela 15	Inclusão do elemento A na matriz \bar{Y} do sistema completo	80
Tabela 16	Inclusão do elemento A e B na matriz \bar{Y} do sistema completo	80
Tabela 17	Inclusão do elemento A na matriz \bar{Y} do sistema completo	81
Tabela 18	Arranjos da linhas aéreas da rede teste IEEE 13 barras	92
Tabela 19	Arranjos da linhas subterrâneas da rede teste IEEE 13 barras	92
Tabela 20	Características das linhas da rede teste IEEE 13 barras	95
Tabela 21	Transformadores da rede teste IEEE 13 barras	95
Tabela 22	Capacitores da rede teste IEEE 13 barras	95
Tabela 23	Regulador da rede teste IEEE 13 barras	96
Tabela 24	Cargas concentradas da rede teste IEEE 13 barras	96
Tabela 25	Carga distribuída da rede teste IEEE 13 barras	96
Tabela 26	Comparação das tensões entre o OpenDSS e o IEEE para rede teste IEEE 13 barras	97

Tabela 27	Comparação dos ângulos das tensões entre o OpenDSS e o IEEE para rede teste IEEE 13 barras	97
Tabela 28	Comparação das correntes entre o OpenDSS e o IEEE para rede teste IEEE 13 barras	98
Tabela 29	Comparação dos ângulos das correntes entre o OpenDSS e o IEEE para rede teste IEEE 13 barras	98
Tabela 30	Cargas e suas respectivas curvas de carga	99
Tabela 31	Parâmetros básicos do elemento <i>PVSystem</i>	107
Tabela 32	Dados do sistema fotovoltaico conectado na rede teste 13 barras	110
Tabela 33	Dados elétricos do transformador elevador conectado entre o sistema fotovoltaico e a rede	110
Tabela 34	Dados elétricos do gerador conectado na rede teste 13 barras	116
Tabela 35	Dados elétricos do transformador elevador conectado entre o sistema eólico e a rede	117
Tabela 36	Parâmetros básicos do elemento <i>Storage</i>	124
Tabela 37	Dados do sistema armazenador de energia conectado na rede teste 13 barras	125
Tabela 38	Dados da topologia e equipamentos do alimentador	131
Tabela 39	Dados do equivalente de Thévenin da transmissão, do transformador da subestação e do seu <i>Load Tap Changer</i> (LTC)	131
Tabela 40	Dados dos controles dos bancos de capacitores	133
Tabela 41	Dados do sistema eólico existente	133
Tabela 42	Arquivos do OpenDSS criados através da conversão	135
Tabela 43	Potências de base para as curvas dos alimentadores	138
Tabela 44	Potências de base e os carregamentos para os consumidores do alimentador <i>A</i> e para os alimentadores	142
Tabela 45	Resultados dos controles da simulação do caso base para a condição de alto carregamento	142
Tabela 46	Resultados das simulações no modo <i>SnapShot</i> considerando a condição de alto carregamento	143
Tabela 47	Resultados dos controles da simulação do caso base para a condição de baixo carregamento	143
Tabela 48	Resultados das simulações no modo <i>SnapShot</i> considerando baixo carregamento	145
Tabela 49	Combinações de conexão do sistema eólico e do sistema fotovoltaico .	147
Tabela 50	Cenários possíveis quando não há o sistema fotovoltaico	147
Tabela 51	Cenários possíveis quando há o sistema fotovoltaico	148
Tabela 52	Resultados das simulações no modo <i>Daily</i>	148

Tabela 53	Máxima penetração sem a função <i>VoltVar</i>	153
Tabela 54	Máxima penetração com a função <i>VoltVar</i>	153
Tabela 55	Resultados da comparação entre o <i>SnapShot</i> e o <i>Daily</i>	154

Lista de siglas

ADA Automação Avançada de Distribuição

AMI Medição Inteligente

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

COM *Component Object Model*

CYME *CYME 7.1 r06*

DFIG *Doubly-fed Induction Generator*

DLL *Dynamic-link Library*

DSS *Distribution System Simulator*

EPRI *Electric Power Research Institute*

FSWT *Fixed-speed Wind Turbine*

GD Geração Distribuída

GUI *Graphical User Interface*

IEEE Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos

LTC *Load Tap Changer*

MATLAB *MAtrix LABoratory*

MP ponto de máxima potência

MS *Microsoft*

Pmp Potência nominal do painel no ponto de máxima potência

WSWT *Wide-slip Wind Turbine*

VBA *Visual Basic for Applications*

Sumário

1	Introdução	29
1.1	O Sistema Elétrico	29
1.2	Sistemas de Distribuição Convencionais	30
1.3	Redes Elétricas Inteligentes - <i>Smart Grids</i>	30
1.4	Geração Distribuída (GD)	31
1.5	Simulação das Redes Elétricas	31
1.5.1	<i>Software</i> Utilizado no Projeto	32
1.6	Organização do Documento	32
2	O <i>Software</i> OpenDSS	35
2.1	História do <i>Software</i> OpenDSS	35
2.2	Estrutura do OpenDSS	35
2.3	Modelos Básicos	36
2.3.1	Barra	36
2.3.2	Terminal	37
2.3.3	Elemento de Transporte de Energia	37
2.3.4	Elemento de Conversão de Energia	38
2.4	Elementos Básicos	38
2.4.1	Equivalente de Thévenin	38
2.4.2	Gerador	40
2.4.3	Transformador	41
2.4.4	Regulador	45
2.4.5	Linha	46
2.4.6	Carga	48
2.4.7	Capacitor	50
2.5	Modos de Simulação	51
2.5.1	Fluxo de Potência	51
2.5.2	Comandos	52

3	Modelos Trifásicos dos Elementos do Sistema Elétrico	53
3.1	Matriz de Admitâncias Nodais	53
3.1.1	Montagem da Matriz de Admitâncias Nodais	54
3.2	Montagem da Matriz de Admitâncias Nodais dos Elementos de Rede	55
3.2.1	Transformador	55
3.2.2	Gerador	63
3.2.3	Carga	64
3.2.4	Linha	66
3.3	Construção da Matriz de Admitâncias Nodais da Rede Completa	68
3.3.1	Elementos de Circuito	68
3.3.2	Conexão em Cascata	70
3.3.3	Conexão em Ramificação	75
3.3.4	Formação Genérica da $[\bar{Y}]$	77
4	Fluxo de Potência no OpenDSS	83
4.1	Introdução	83
4.1.1	Métodos para a Transmissão de Energia	83
4.1.2	Métodos para a Distribuição de Energia	84
4.2	Algoritmo no OpenDSS	84
4.2.1	Conceito do Método Padrão	84
4.2.2	Procedimento Realizado pelo OpenDSS e <i>KLUsolve</i>	86
4.3	Pontos Positivos e Negativos do OpenDSS	88
4.3.1	Pontos Positivos	88
4.3.2	Pontos Negativos	89
5	Estudo de caso de Rede de Distribuição no OpenDSS	91
5.1	Redes Teste do IEEE	91
5.1.1	Rede Teste IEEE 13 Barras	91
5.2	Simulação diária	98
5.2.1	Grandezas elétricas da subestação	100
5.2.2	Tensões elétricas no ponto de conexão	100
5.2.3	Perfil da tensão	101
5.3	Conexão de GD	102
6	Modelagem dos Equipamentos de Geração Distribuída Conectados na Rede Elétrica	105
6.1	Modelo do Sistema Fotovoltaico	105
6.1.1	Modelo Conectado na Rede Teste 13 Barras	109
6.1.2	Simulação do Sistema Fotovoltaico	110
6.1.3	Inversor Operando no Modo <i>voltvar</i>	113

6.2	Modelo do sistema eólico	114
6.2.1	Modelo conectado na rede teste 13 barras	116
6.2.2	Simulação do sistema eólico sem o banco de capacitores	118
6.2.3	Simulação do sistema eólico com o banco de capacitores	120
6.3	Modelo do Sistema Armazenador de Energia	122
6.3.1	Sistema Armazenador de Energia	123
6.3.2	Modelo Conectado na Rede Teste 13 Barras	125
6.3.3	Simulação do sistema armazenador de energia	125
7	Sistema de Distribuição Real	129
7.1	Dados do Sistema de Distribuição	129
7.1.1	Alimentador	129
7.1.2	Transmissão e Transformador da Subestação	130
7.1.3	Dados do Carregamento dos Alimentadores	131
7.1.4	Dados dos Controles dos Bancos de Capacitores	133
7.1.5	Dados do Gerador Eólico	133
7.2	Modelagem do sistema de distribuição no <i>software</i> OpenDSS	134
7.2.1	Modelagem do Alimentador	134
7.2.2	Modelagem da Subestação	135
7.2.3	Modelagem dos Consumidores do A e dos Dois Alimentadores	135
7.2.4	Modelagem dos Sistemas Eólicos	135
7.2.5	Modelagem do Sistema Fotovoltaico	136
7.2.6	Definição das Curvas de Geração e de Carga	136
7.3	Simulações	139
7.3.1	Simulação Utilizando o Modo de Cálculo <i>SnapShot</i>	139
7.3.2	Simulação Utilizando o Modo de Cálculo <i>Daily</i>	144
7.3.3	Comparação Entre os Dois Métodos	153
7.4	Interface	154
7.4.1	Estrutura da GUI	155
Conclusão		159
Referências		161
Apêndices		163
APÊNDICE A Arquivos para as simulações da Rede Teste IEEE 13 Barras		165
A.1	Arquivos OpenDSS	165
A.1.1	Subestação	166

A.1.2	Alimentador	168
A.1.3	Consumidores	171
A.1.4	Geração distribuída	172
A.1.5	Configuração dos comandos para as soluções	175
A.1.6	Monitores	175
A.2	Arquivo OpenDSS para a simulação na condição de carregamento específico	178
A.3	Arquivo OpenDSS para a simulação na condição de carregamento diário .	179
A.4	Arquivo OpenDSS para a simulação da rede com o sistema eólico	180
A.4.1	Simulação sem o banco de capacitores	181
A.4.2	Simulação com o banco de capacitores	182
A.5	Arquivo OpenDSS para a simulação da rede com o sistema fotovoltaico .	183
A.6	Arquivo OpenDSS para a simulação da rede com o sistema armazenador de energia	184
APÊNDICE B	Arquivos para as simulações da Rede Real	187
B.0.1	Modelagem da Subestação	187
B.0.2	Modelagem do sistema eólico	188
B.0.3	Modelagem do segundo sistema eólico	188
B.0.4	Modelagem do sistema fotovoltaico	188
B.0.5	Modelagem do controle <i>VoltVar</i>	189

CAPÍTULO 1

Introdução

1.1 O Sistema Elétrico

Os sistemas elétricos foram concebidos para propiciarem um negócio rentável e garantir atendimento aos consumidores de forma confiável. Contudo, para alcançar esses objetivos, os sistemas elétricos sofrem constantes mudanças que não dependem apenas de aspectos técnicos e científicos mas também de aspectos econômicos, sociais e políticos. Na década de 1990, o governo brasileiro implementou a reestruturação organizacional do setor elétrico, que se baseava na privatização de empresas e da atração de capital privado visando o melhor atendimento dos consumidores e a segura expansão do setor. Além dessa medida, o governo, visando um mercado mais competitivo, realizou a desverticalização das empresas de energia elétrica e a criação de empresas com funções e responsabilidades específicas de geração, transmissão e distribuição, conforme referências (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005), (ONS, 2015) e (ZILBER, 2009). Nesse novo cenário, foi essencial a criação do órgão regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), para o estabelecimento de novas regras com o propósito de garantir a qualidade da energia entregue aos consumidores, a eficiência dos sistemas e a redução de custos, conforme a referência (ANEEL, 2010).

Com o aumento da demanda de energia elétrica vinculado com a necessidade de atender tanto os níveis mínimos de qualidade estabelecidos pela ANEEL quanto as restrições ambientais, surge a necessidade de mudanças na estrutura vertical do sistema elétrico atual, que é configurado por grandes centros de geração de energia elétrica, em geral, distantes dos centros de consumo, forçando assim, a existência de um sistema de transmissão que transporte esses grandes blocos de energia aos sistemas de distribuição responsáveis por entregar essa energia aos consumidores finais.

Uma forma de alterar essa estrutura vertical é a modernização dos sistemas de distribuição, tornando-os capazes de conter geração de energia elétrica, em especial, oriunda de fontes renováveis. Essa solução gera benefícios, como a diversificação da matriz energética nacional, aumento da confiabilidade da entrega da energia aos consumidores finais,

redução das perdas técnicas, dentre outros.

1.2 Sistemas de Distribuição Convencionais

As redes aéreas de distribuição, que representam a maior parte no país, apresentam característica radiais e operam com objetivo de entregar energia elétrica recebida da transmissão para o usuário final, respeitando um nível mínimo de confiabilidade, eficiência do sistema e qualidade da energia. Para atender a essas exigências mínimas impostas pela ANEEL, a rede de distribuição vem sendo aparelhada com sensores, chaves, religadores manuais ou automáticos, banco de capacitores e transformadores com mudança de Tap (reguladores), dentre outros. Esses equipamentos possibilitam o controle e a automação da rede. Alguns deles podem ser controlados por um Centro de Controle via telecomando e, outros, apresentam apenas um controle local ou manual.

A modernização da tradicional rede de distribuição pode ser implementada com a utilização de Automação Avançada de Distribuição (ADA), Medição Inteligente (AMI) e a adoção de GD utilizando energia proveniente de fontes renováveis, sobre uma estrutura de telecomunicação e tecnologia da informação, o que caracteriza as redes elétricas inteligentes *Smart Grids*, segundo a referência (KAGAN et al., 2013).

1.3 Redes Elétricas Inteligentes - *Smart Grids*

Recentemente, as pesquisas acadêmicas crescem a respeito das redes elétricas inteligentes. Esse novo conceito visa garantir um fornecimento de energia elétrica confiável no futuro. As redes elétricas inteligentes alteram a relação entre produtor, distribuidor e consumidor, uma vez que, se baseiam na utilização da tecnologia digital para o monitoramento, proteção, medição, supervisão e controle dos sistemas.

As redes elétricas inteligentes podem impactar diversas características do sistema elétrico, segundo a referência (ARRITT; DUGAN, 2011), sendo elas:

- ❑ Comunicação e controle: com a utilização de equipamentos digitais torna-se possível a comunicação entre os dispositivos presentes na rede, tanto para realizar o controle ou medição quanto para avaliar o estado da rede;
- ❑ Confiabilidade: essa nova tecnologia possibilita a localização de faltas automaticamente, restauração do sistema de forma automática e, além disso, com um adequado planejamento dos locais de instalação de chaves de socorro e/ou religadores, torna o sistema elétrico mais confiável na entrega de energia ao consumidor final;
- ❑ Eficiência: a utilização de técnicas de controle que reduzam as perdas técnicas na entrega da energia e a aquisição de informações do estado da rede, que é efetu-

ado pelos equipamentos digitais, torna possível melhorar a eficiência energética do sistema;

- ❑ GD: As redes elétricas inteligentes são capazes de incluir unidades de GD, utilizando fontes de energia renováveis, tanto de produtores independentes quanto de consumidores que produzem energia. Consequentemente, a relação entre os produtores, distribuidores e consumidores é alterada.

1.4 Geração Distribuída (GD)

Com o aumento da demanda por energia elétrica, aliada com a dificuldade de construir grandes empreendimentos para a sua geração torna necessária a modificação da estrutura do Sistema Elétrico atual, sendo a inclusão de GD na rede de distribuição fundamental para essa mudança.

A GD consiste na produção independente de energia elétrica em todos os níveis de tensão e, em especial, no nível de tensão de distribuição. Além disso, há ainda a possibilidade de o consumidor também produzir energia, mudando seu perfil de consumo e atuando como “prosumidor”.

Nesse contexto, a adoção de GD possui os seguintes benefícios: reduzir as perdas técnicas e os impactos ambientais, aumentar a eficiência energética, melhorar no controle do nível de tensão e no suporte de reativos.

1.5 Simulação das Redes Elétricas

A inclusão de GD e de novos equipamentos configura um novo cenário para as redes elétricas de distribuição de energia que atualmente apresentam características radiais. Nesse novo cenário é essencial utilizar *softwares* capazes de realizar os cálculos elétricos e modelar esses novos elementos, com o objetivo de se realizar simulações ao longo de um período de estudo e, então, poder prever o comportamento das redes de distribuição com os novos equipamentos. Dessa forma, é possível realizar estudos relacionados com os seguintes tópicos:

- ❑ Planejamento de expansão;
- ❑ Planejamento de operação;
- ❑ Automação;
- ❑ Otimização do sistema;
- ❑ Estimação da máxima capacidade de geração distribuída.

1.5.1 Software Utilizado no Projeto

O primeiro fator que justifica a escolha do *software* OpenDSS é a sua capacidade de lidar com redes que apresentam unidades de GD e realizar fluxo de potência ao longo de um período determinado. O segundo fator é a adoção do *software* pela ANEEL, conforme a Nota Técnica nº 057/2014-SRD/ANEEL, para calcular o fluxo de potência das distribuidoras e, consequentemente, mensurar o nível de perdas técnicas de forma mais assertiva que o modelo simplificado previamente adotado, conforme a referência (ANEEL, 2014). Por fim, o autor desse trabalho foi estagiário do *Electric Power Research Institute* (EPRI), proprietário do OpenDSS, durante a elaboração dessa obra.

1.6 Organização do Documento

O Trabalho de Formatura é dividido em três partes.

No Capítulo 1, apresenta-se a situação do Sistema Elétrico nacional, o qual vem sofrendo uma restruturação significativa, devido principalmente a problemas ambientais. Em particular, uma possível solução é a aplicação do conceito de redes elétricas inteligentes nas redes de distribuição de energia elétrica, possibilitando a inclusão de GD e a utilização da tecnologia digital para o monitoramento, proteção, medição, supervisão e controle dos sistemas. Por fim, é ressaltada a importância em se utilizar *softwares* capazes de simular e modelar as novas redes.

O Capítulo 2 é dedicado a apresentação das principais características do *software* OpenDSS. Devido a sua importância nesse trabalho, é dada ênfase na organização da estrutura do *software*, nos objetos utilizados para definir as redes elétricas, na descrição e exemplos de como representar os principais elementos que definem as redes elétricas e, além disso, são exibidos os modos de simulação, dando prioridade ao fluxo de potência.

No Capítulo 3 são demonstradas as técnicas de montagem das matrizes de admitâncias nodais para caracterizar os modelos n-fásicos dos principais elementos do sistema elétrico, os quais são base para a construção da matriz de admitâncias nodais do sistema completo.

No Capítulo 4, explica-se o método padrão de cálculo de fluxo de potência realizado pelo *software* OpenDSS salientando a importância da utilização do *KLUsolve* nesse processo. Finalizando o presente capítulo, são exibidos os pontos positivos e negativos do *software* OpenDSS.

No Capítulo 5, apresenta-se a modelagem da rede teste IEEE 13 barras no *software* OpenDSS com o propósito de realizar o fluxo de potência para um carregamento específico e para um carregamento diário. Os resultados obtidos na simulação para um carregamento específico são comparados com os fornecidos pelo IEEE. Os resultados obtidos para a simulação utilizando um carregamento diário são usados como caso base para comparações com os resultados obtidos com a inclusão de GD no Capítulo 6.

O Capítulo 6 faz uma introdução aos benefícios da inclusão da geração distribuída e trata da importância de planejamentos utilizando um período de estudo, ou seja, realizar simulações que consideram um intervalo de tempo como, por exemplo, um dia, um ano, dentre outros. Também são exibidos os modelos de GD presentes no *software* OpenDSS. Utilizando a rede teste IEEE 13 barras pode-se obter os resultados das simulações no modo diário, o qual trata também da inclusão dos diferentes modelos das gerações distribuídas.

O Capítulo 7 mostra os dados fornecidos por uma distribuidora de energia elétrica, o procedimento realizado para modelagem do sistema e os métodos utilizados para execução das simulações. Ao fim do Capítulo 7 é descrita a GUI desenvolvida para facilitar a realização das simulações e a visualização dos resultados.

CAPÍTULO 2

O *Software OpenDSS*

2.1 História do *Software OpenDSS*

O desenvolvimento do *Distribution System Simulator* (DSS) iniciou-se em 1997 na *Electrotek Concepts, Inc.* por Roger Dugan e Thomas McDemott.

Segundo a referência (DUGAN; MCDERMOTT, 2011), as principais finalidades do *software* naquele momento consistiam em dar apoio às análises de redes com a presença de GD, ser uma ferramenta flexível capaz de realizar análises que outras ferramentas não realizavam e ter um desenvolvimento constante com o objetivo de criar soluções para novos desafios relativos aos sistemas de distribuição.

Em 2004, o DSS foi comprado pelo EPRI e, em 2008, o EPRI apresentou sob licença de código aberto o chamado *software OpenDSS*, a fim de contribuir para o desenvolvimento da área de *Smart Grids*.

2.2 Estrutura do OpenDSS

O *software OpenDSS* é um programa baseado em linhas de comandos e, em geral, é configurado como apresentado na Figura 1. As linhas de comandos, que definem os circuitos, podem ser oriundas do usuário, de um arquivo de texto fixo ou de programas externos.

Os usuários podem definir os circuitos utilizando as linhas de comandos diretamente no executável autônomo ou os importando de um arquivo texto fixo.

O programa disponibiliza a interface *Component Object Model* (COM) da *Microsoft* (MS) , permitindo que programadores possam desenvolver e executar novas soluções customizadas através de programas externos. A partir dessa interface o programa pode ser acionado de forma totalmente independente de qualquer banco de dados ou arquivo de texto fixo que defina um circuito. O *software OpenDSS* pode ser controlado por programas como Python, *MATrix LABoratory* (MATLAB), dentre outros e, também, por ferramentas do MS *Office*, em destaque o *Visual Basic for Applications* (VBA). Outra

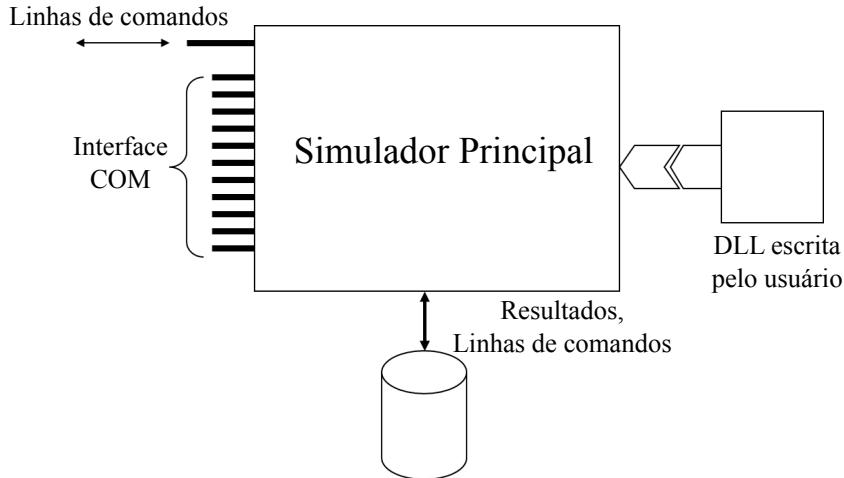


Figura 1: Estrutura do *software* OpenDSS

característica versátil do OpenDSS é permitir que desenvolvedores de *software*, visando customizar o programa para solucionar algo muito específico, criem suas próprias DLL.

2.3 Modelos Básicos

Nessa seção, são descritos os modelos básicos para a definição das redes elétricas.

2.3.1 Barra

A barra no OpenDSS é um elemento de circuito que contém nós, como apresentado na Figura 2. A função principal da barra é conectar em seus nós os terminais dos elementos elétricos. Outra característica da barra é apresentar as tensões nodais em relação ao seu nó 0, nó de referência que apresenta tensão nula que não necessariamente é o terra do circuito. Uma característica do OpenDSS é que a barra não é definida antes dos elementos, ou seja, as barras são definidas como consequência da criação de novos elementos.

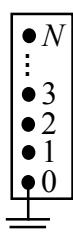


Figura 2: Barra com N nós

2.3.2 Terminal

Os elementos elétricos possuem um ou mais terminais que podem conter diversos conectores. Cada terminal deve ser conectado em apenas uma barra. A Figura 3 apresenta um elemento com um terminal que contém N conectores.

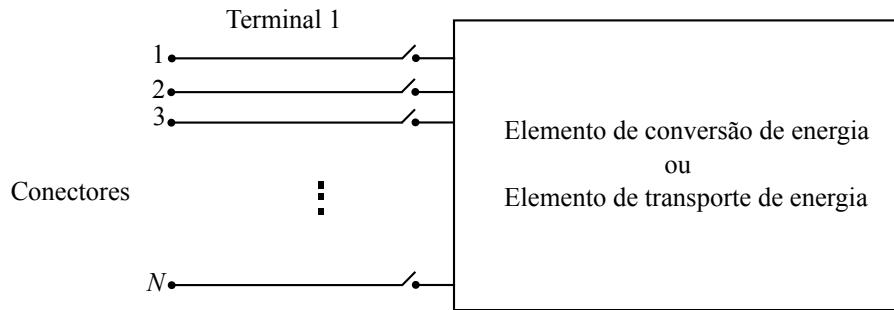


Figura 3: Terminal com N conectores

2.3.3 Elemento de Transporte de Energia

Os elementos de transporte de energia, Figura 4, possuem um ou mais terminais, como por exemplo:

- Uma linha a 4 fios apresenta dois terminais com 4 conectores cada;
- Um transformador monofásico de três enrolamentos apresenta 3 terminais com 2 conectores cada;
- Um banco de capacitores trifásico apresenta apenas um terminal com 3 conectores.

A função básica dos elementos de transporte de energia é transportar energia de um ponto para o outro. Essa regra não se aplica a bancos de capacitores e reatores, entretanto, esse elementos também são definidos como elementos de transporte de energia são basicamente caracterizados pela sua matriz de admitâncias nodais.

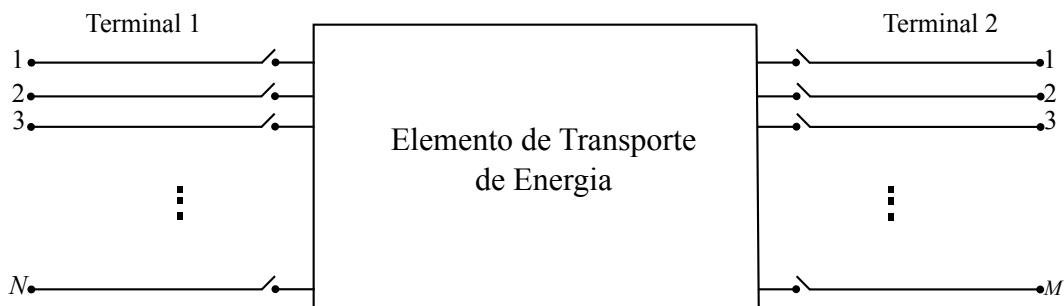


Figura 4: Elemento de transporte de energia com dois terminais, o primeiro com N conectores e o segundo com M conectores

2.3.4 Elemento de Conversão de Energia

Os elementos de conversão de energia convertem energia elétrica para outra forma de energia, ou vice-versa. Eles são basicamente os geradores, cargas, acumuladores de energia, equivalentes de Thévenin, dentre outros. Em geral, apresentam apenas um terminal com N conectores.

É possível caracterizar os elementos de conversão de energia através de uma matriz de impedâncias nodais que contempla a parcela linear e/ou um complexo conjunto de equações diferenciais que produz uma equação de injeção ou compensação de corrente, conforme apresentado na Figura 5. A questão da corrente de injeção ou corrente de compensação é apresentada com maiores detalhes no Capítulo 4.

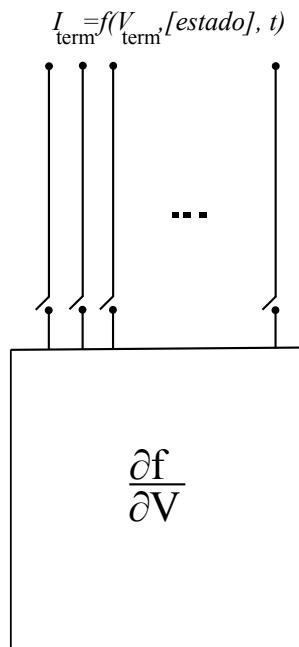


Figura 5: Elemento de conversão de energia

2.4 Elementos Básicos

Nessa seção, são apresentados os comandos, em linguagem de programação utilizada pelo OpenDSS, dos elementos básicos de circuitos comumente utilizados para a construção de um sistema de distribuição. Vale ressaltar que não será relevante para essa seção apresentar a modelagem matemática, ou seja, a construção das matrizes de admitâncias nodais dos elementos listados a seguir. Tal descrição encontra-se no Capítulo 3.

2.4.1 Equivalente de Thévenin

O equivalente de Thévenin pode representar o equivalente da transmissão vista pela subestação ou o equivalente da subestação vista por um alimentador ou qualquer outro

tipo de equivalente que se deseja definir. Portanto, é necessário se conhecer o que se deseja representar pelo equivalente.

Todo circuito definido no OpenDSS deve ser inicializado pelo elemento de circuito *Circuit*. Ele é um elemento de conversão de energia, que apresenta apenas um terminal. Esse elemento de circuito representa um equivalente de Thévenin e, portanto, para os cálculos é considerado como o componente que possui os dados de fronteira, ou seja, a barra *swing*.

Na Tabela 1 estão os principais parâmetros utilizados para se definir o elemento de circuito *Circuit*.

Tabela 1: Parâmetros básicos do elemento *Circuit*

Parâmetro	Descrição
<i>basekV</i>	Tensão de linha nominal em <i>kV</i>
<i>bus1</i>	Nome da barra a qual o terminal do elemento é conectado
<i>R1</i>	Resistência de sequência positiva da fonte Ω
<i>X1</i>	Reatância de sequência positiva da fonte Ω
<i>mvasc3</i>	Potência de curto-círcuito trifásico <i>MVA</i>
<i>mvasc1</i>	Potência de curto-círcuito monofásico <i>MVA</i>
<i>pu</i>	Valor por unidade da tensão na barra

Deve-se definir o par (*R1*, *X1*) ou (*Mvasc3*, *Mvasc1*).

A seguir estão dois exemplos de códigos em OpenDSS para se definir o elemento *Circuit*¹:

Equivalentes de Thévenin

- Equivalente de Thévenin na barra BarraFronteiraA de 13,8 *kV* com tensão de 1 *pu*, potência de curto-círcuito trifásico de 2000 *MVA* e potência de curto-círcuito monofásico de 2000 *MVA*.

```
New Circuit.SubestaçãoA bus1=BarraFronteiraA basekv=13.8 pu=1.000
~ mvasc3=2000.0 mvasc1=2000.0
```

- Equivalente de Thévenin na barra BarraFronteiraB de 13,8 *kV* com tensão de 1 *pu* e reatância de sequência direta de 0,0001 *pu*.

```
New Circuit.SubestaçãoB bus1=BarraFronteiraB basekv=13.8 pu=1.000
~ r1=0 x1=0.0001
```

Para se definir um barramento infinito é preciso estabelecer valores elevados para as potências de curto-circuitos, exemplo:

¹O símbolo ~ permite a continuação do comando na linha seguinte.

Barramento infinito

```
New Circuit.BarramentoInfinito bus1=BarraFronteira basekv=13.8 pu=1.000
~ mvasc3=10000000000.0 mvasc1=10000000000.0
```

O barramento infinito não representa a realidade, porém essa é uma alternativa simples de se obter tensão nominal na primeira barra, sem a necessidade de utilização de reguladores ou LTC.

2.4.2 Gerador

O gerador é um elemento de conversão de energia. Para caracterizar o gerador é necessário que se defina sua potência nominal, seu fator de potência, sua tensão e o modelo utilizado.

A potência despachada pode ser definida por uma curva de despacho, possibilitando a realização do fluxo de potência ao longo de um período de estudo.

Os principais modelos do gerador para simulação de fluxo de potência são:

1. Potência ativa e potência reativa constantes segundo uma curva apropriada;
2. Impedância constante;
3. Modelo de gerador como barra PV.
4. Potência ativa constante seguindo o despacho e potência reativa fixa;
5. Modelo descrito pelo usuário

Na Tabela 2 estão os principais parâmetros utilizados para se definir o elemento *Generator*.

Tabela 2: Parâmetros básicos do elemento *Generator*

Parâmetro	Descrição
<i>kV</i>	Tensão de linha nominal em <i>kV</i>
<i>bus1</i>	Nome da barra a qual o terminal do elemento é conectado
<i>kW</i>	Potência nominal do gerador em <i>kW</i>
<i>PF</i>	Fator de potência
<i>model</i>	Seleciona o modelo
<i>phases</i>	Número de fases do gerador
<i>maxkvar</i>	Valor máximo de potência reativa em <i>Mvar</i> . Para o modelo 3
<i>minkvar</i>	Valor mínimo de potência reativa em <i>Mvar</i> . Para o modelo 3

A seguir é apresentado um exemplo de código em OpenDSS para se definir o elemento *Generator*:

- Gerador com tensão 13,2 *kV* conectado na barra BarraNome, potência de 40 *MW*, modelo 3 e com potência reativa entre 1 e 50 *Mvar*.

```
New Generator.GeradorA bus=BarraNome kV=13.2 kW=40000 model=3
~ maxkvar=50000 minkvar=1000
```

2.4.3 Transformador

Os transformadores são elementos fornecedores de energia que apresentam dois ou mais enrolamentos. Esses equipamentos podem ser monofásicos ou multifásicos e, em geral, apresentam dois terminais, sendo que, cada terminal possui um conector a mais que o seu número de fases.

Para caracterizar o transformador, geralmente, é necessário que se defina a quantidade de enrolamentos, o seu número de fases, seus elementos elétricos que caracterizam o circuito equivalente e as barras nas quais os terminais do transformador estão conectados.

Na Figura 6, tem-se o modelo do transformador por fase representado por sua reatância de dispersão, L_s , resistência série dos enrolamentos, R_s , resistência de perdas no ferro, R_p e reatância de magnetização, L_m .

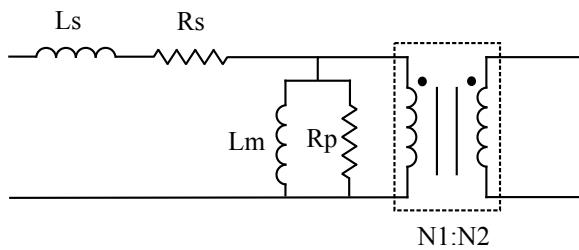


Figura 6: Modelo de uma fase do transformador

Na Tabela 3 estão os principais parâmetros utilizados para se definir o elemento *Transformer*.

Tabela 3: Parâmetros básicos do elemento *Transformer*

Parâmetro	Descrição
<i>Phases</i>	Número de fases (o <i>default</i> é 3)
<i>Windings</i>	Número de enrolamentos (o <i>default</i> é 2)
<i>XLH</i>	Reatância série em pu
<i>%loadloss</i>	Porcentagem da perda total com base na carga nominal
<i>%noloadloss</i>	Porcentagem da perda em vazio com base na carga nominal
<i>Wdg</i>	Enrolamento que receberá os parâmetros a seguir
<i>bus</i>	Nome da barra a qual o terminal do elemento é conectado
<i>conn</i>	Ligaçāo dos enrolamentos (estrela ou triângulo)
<i>kV</i>	Tensāo de linha nominal do terminal (enrolamento) em kV
<i>kVA</i>	Potēncia nominal do terminal em kVA
<i>tap</i>	Tensāo em pu do <i>Tap</i> utilizado

A seguir são apresentados exemplos de códigos em OpenDSS para definição de determinadas configurações dos transformadores:

Transformador trifásico estrela-estrela aterradas

Transformador trifásico de 6 MVA ligado em estrela-estrela aterradas. Seu primeiro terminal com 4 conectores conectados na barra BarraPrimario de tensão nominal de 12,47 kV, seu secundário com 4 conectores conectados na barra BarraSecundario de tensão nominal de 4,16 kV com o *Tap* ajustado em 1,05 pu. Sendo a perda em carga nominal de 0,5 %, perda em vazio de 0,2 % e valor de reatância de curto-círcuito de 6 %.

```
New transformer.trafoA xhl=6 %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2
~ wdg=1 bus=BarraPrimario conn=wy'e kV=12.47 kVA=6000 tap=1
~ wdg=2 bus=BarraSecundario conn=wy'e kV=4.16 kVA=6000 tap=1.05
```

Transformador trifásico delta-estrela aterrada

Transformador trifásico de 6 MVA ligado em delta-estrela aterrada. Seu primeiro terminal com 3 conectores conectados na barra BarraPrimario de tensão nominal de 12,47 kV, seu secundário com 4 conectores conectados na barra BarraSecundario de tensão nominal de 4,16 kV com o *Tap* ajustado em 1,05 pu. Sendo a perda em carga nominal de 0,5 %, perda em vazio de 0,2 % e valor de reatância de curto-círcuito de 6 %.

```
New transformer.trafoB xhl=6 %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2
~ wdg=1 bus=BarraPrimario conn=delta kV=12.47 kVA=6000 tap=1
~ wdg=2 bus=BarraSecundario conn=wy'e kV=4.16 kVA=6000 tap=1.05
```

Transformador trifásico de 3 enrolamentos

Transformador trifásico de 3 enrolamentos com 150 kVA. Seu primeiro terminal com 3 conectores conectados na barra primario de tensão nominal de 13,8 kV, seu secundário com 3 conectores conectados na barra secundario de tensão nominal de 0,38 kV com o *Tap* ajustado em 1,05 pu e, por fim, seu terciário com 4 conectores conectados na barra terciario de tensão nominal de 0,22 kV. Sendo a perda em carga nominal de 0,5 %, perda em vazio de 0,2 % e valores de reatâncias de 2,72, 2,04 e 1,36 %.

```
New Transformer.trafoC phases=3 windings=3 xhl=2.72 xht=2.04 xlt=1.36
~ %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2
~ wdg=1 bus=primario conn=delta kV=13.8 kVA=150 tap=1
~ wdg=2 bus=secundario conn=delta kV=0.38 kVA=100 tap =1.05
~ wdg=3 bus=terciario conn=wy'e kV=0.22 kVA=50 tap =1
```

Transformador bifásico de 2 enrolamentos

Transformador bifásico de 2 enrolamentos de 150 kVA. Seu primeiro terminal com 2 conectores conectados na barra primario de tensão nominal de 13,8 kV, seu secundário com 2 conectores conectados na barra secundario de tensão nominal de 0,38 kV com o Tap ajustado em 1,05 pu. Sendo a perda em carga nominal de 0,5 %, perda em vazio de 0,2 % e valor de reatância de curto-circuito de 2,72 %.

```
New Transformer.trafoD phases=1 windings=2 xhl=2.72
~ %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2
~ wdg=1 bus=primario.1.2 conn=delta kV=13.8 kVA=150 tap=1
~ wdg=2 bus=secundario.1.2 conn=delta kV=0.38 kVA=150 tap =1.05
```

Transformador monofásico de 2 enrolamentos

Transformador monofásico de 2 enrolamentos de 150 kVA. Seu primeiro terminal com 2 conectores conectados na barra primario de tensão nominal de 13,8 kV, seu secundário com 2 conectores conectados na barra secundario de tensão nominal de 0,38 kV com o Tap ajustado em 1,05 pu. Sendo a perda em carga nominal de 0,5 %, perda em vazio de 0,2 % e valor de reatância de curto-circuito de 2,72 %.

```
New Transformer.trafoE phases=1 windings=2 xhl=2.72
~ %loadloss=0.5 %noloadloss=0.2
~ wdg=1 bus=primario.1.0 conn=wye kV=7.967 kVA=150 tap=1
~ wdg=2 bus=secundario.1.0 conn=wye kV=0.220 kVA=150 tap =1.05
```

Transformador monofásico à 5 fios, primário fase-terra

Transformador monofásico à 5 fios, primário fase-terra, com 150 kVA. Seu primeiro terminal com 2 conectores conectados na barra primario de tensão nominal de 13,8 kV, seu secundário com 2 conectores conectados na barra secundario de tensão nominal de 0,22 kV e, por fim, seu terciário com 2 conectores conectados na barra secundario de tensão nominal de 0,22 kV. Sendo a perda em carga nominal de 0,5 %, perda em vazio de 0,10 % e valores de reatâncias de 3,75, 3,75 e 2,50 %.

```
New Transformer.trafoF phases=1 windings=3 xhl=3.75 xht=3.75 xlt=2.50
~ %loadloss=0.5 %noloadloss=0.10
~ wdg=1 bus=primario.1.0 conn=wye kV=7.97 kVA=100 tap=1
~ wdg=2 bus=secundario.1.0 conn=wye kV=0.11 kVA=50 tap=1
~ wdg=3 bus=secundario.0.2 conn=wye kV=0.11 kVA=50 tap=1
```

Transformador monofásico à 5 fios, primário fase-fase

Transformador monofásico à 5 fios, primário fase-fase, com 150 kVA. Seu primeiro terminal com 2 conectores conectados na barra primario de tensão nominal de 13,8 kV, seu secundário com 2 conectores conectados na barra secundario de tensão nominal de 0,22 kV e, por fim, seu terciário com 2 conectores conectados na barra secundario de tensão nominal de 0,22 kV. Sendo a perda em carga nominal de 0,5 %, perda em vazio de 0,10 % e valores de reatâncias de 3,75, 3,75 e 2,50 %.

```
New Transformer.trafoG phases=1 windings=3 xhl=3.75 xht=3.75 xlt=2.50
~ %loadloss=0.5 %noloadloss=0.10
~ wdg=1 bus=primario.1.2 conn=delta kV=13.8 kVA=100 tap=1
~ wdg=2 bus=secundario.1.0 conn=wye kV=0.11 kVA=50 tap=1
~ wdg=3 bus=secundario.0.2 conn=wye kV=0.11 kVA=50 tap=1
```

Transformador em delta aberto

O transformador em delta aberto é a associação de dois transformadores monofásicos, o de força com 2 enrolamentos e o de luz com 3 enrolamentos.

```
New Transformer.Força phases=1 windings=2 xhl=5
~ %loadloss=0 %noloadloss=0.10
~ wdg=1 bus=BarraA.3.0 conn=wye kV=7.97 kVA=25 tap=1
~ wdg=2 bus=BarraB.2.3 conn=delta kV=0.22 kVA=25 tap=1
```

```
New Transformer.Luz phases=1 windings=3 xhl=3.75 xht=3.75 xlt=2.5
~ %loadloss=0 %noloadloss=0.10
~ wdg=1 bus=BarraA.1.0 conn=wye kV=7.97 kVA=100 tap=1
~ wdg=2 bus=BarraB.1.0 conn=wye kV=0.11 kVA=50 tap=1
~ wdg=3 bus=BarraB.0.2 conn=wye kV=0.11 kVA=50 tap=1
```

Transformador em delta fechado

O transformador em delta fechado é a associação de três transformadores monofásicos, dois de força com 2 enrolamentos cada e um de luz com 3 enrolamentos.

```
New Transformer.Força1 phases=1 windings=2 xhl=5
~ %loadloss=0 %noloadloss=0.10
~ wdg=1 bus=BarraA.3.4 conn=wye kV=7.97 kVA=25 tap=1
~ wdg=2 bus=BarraB.3.1 conn=delta kV=0.22 kVA=25 tap=1
```

```
New Transformer.Força2 phases=1 windings=2 xhl=5
~ %loadloss=0 %noloadloss=0.10
~ wdg=1 bus=BarraA.2.4 conn=wye kV=7.97 kVA=25 tap=1
~ wdg=2 bus=BarraB.2.3 conn=delta kV=0.22 kVA=25 tap=1
```

```
New Transformer.Luz phases=1 windings=3 xhl=3.75 xht=3.75 xlt=2.5
~ %loadloss=0 %noloadloss=0.10
~ wdg=1 bus=BarraA.1.4 conn=wye kV=7.97 kVA=100 tap=1
~ wdg=2 bus=BarraB.1.0 conn=wye kV=0.11 kVA=50 tap=1
~ wdg=3 bus=BarraB.0.2 conn=wye kV=0.11 kVA=50 tap=1
```

Banco trifásico

O banco trifásico contém três transformadores monofásicos.

```
New Transformer.trafo1 phases=1 windings=2 xhl=2.72
~ %loadloss=0.50 %noloadloss=0.20
~ wdg=1 bus=BarraA.1 conn=delta kV=13.8 kVA=150 tap=1
~ wdg=2 bus=BarraB.1 conn=delta kV=0.38 kVA=150 tap=1
```

```
New Transformer.trafo2 phases=1 windings=2 xhl=2.72
~ %loadloss=0.50 %noloadloss=0.20
~ wdg=1 bus=BarraA.2 conn=delta kV=13.8 kVA=150 tap=1
~ wdg=2 bus=BarraB.2 conn=delta kV=0.38 kVA=150 tap=1
```

```
New Transformer.trafo3 phases=1 windings=2 xhl=2.72
~ %loadloss=0.50 %noloadloss=0.20
~ wdg=1 bus=BarraA.3 conn=delta kV=13.8 kVA=150 tap=1
~ wdg=2 bus=BarraB.3 conn=delta kV=0.38 kVA=150 tap=1
```

2.4.4 Regulador

O regulador é um elemento de controle definido pelo elemento *RegControl*. Esse elemento tem a função de controlar e monitorar a tensão no enrolamento do transformador ao qual foi associado. O controle da tensão é possível alterando-se o *Tap* do enrolamento do transformador. O regulador apresenta, também, a função de compensação de queda

de tensão na linha. Essa função do regulador emula a impedância vista até o ponto no qual se deseja controlar a tensão. Em geral, o controle é realizado alterando o *Tap* do primário do transformador. O *Tap* é alterado respeitando um atraso para enquadrar a tensão no terminal monitorado dentro de uma banda definida.

Na Tabela 4 estão os principais parâmetros utilizados para se definir o elemento *RegControl*.

Tabela 4: Parâmetros básicos do elemento *RegControl*

Parâmetro	Descrição
<i>Transformer</i>	Nome do transformador controlado
<i>Winding</i>	Enrolamento controlado
<i>Vreg</i>	Tensão de referência
<i>pratio</i>	Relação de transformação do transformador de potencial
<i>Band</i>	Valor da tensão que define a banda envolta do valor de referência

A seguir é apresentado um exemplo de código em OpenDSS para definição do regulador:

Transformador trifásico estrela-estrela aterradas com regulador no secundário

```
New transformer.trafoA xhl=6 %loadloss=0.5 %noloadloss=.2
~ wdg=1 bus=BarraPrimario conn=wy'e kV=12.47 kVA=6000
~ wdg=2 bus=BarraSecundário conn=wy'e kV=4.16 kVA=6000
~ numtap=15.0 mintap=0.90 maxtap=1.10

New regcontrol.reg transformer=trafoA winding=2
~ vreg=100 ptratio=138.0
```

2.4.5 Linha

As linhas são elementos fornecedores de energia. Elas apresentam dois terminais e são modeladas utilizando o modelo π com capacitores *shunt*. Para caracterizar uma linha é preciso que se defina sua matriz de admitâncias nodais, o que é feito a partir das informações de suas impedâncias sequenciais, matrizes de resistências e de reatâncias ou através do elemento geral do OpenDSS, *LineCode*.

2.4.5.1 *LineCode*

Pode-se definir todas as características de arranjo de linha e armazenar no elemento geral *LineCode*. É conveniente usar esse elemento para armazenar as características de todos os arranjos utilizados no circuito. Assim, ao se definir uma linha da rede de distribuição é necessário apenas declarar o arranjo utilizado, através do elemento *LineCode*.

Essa prática organiza o algoritmo, pois na maioria dos casos, o sistema é composto por centenas de linhas que apresentam as mesmas características.

Na Tabela 5 estão os principais parâmetros utilizados para se definir o elemento *LineCode*:

Tabela 5: Parâmetros básicos do elemento *LineCode*

Parâmetro	Descrição
<i>Nphases</i>	Número de fases
<i>baseFreq</i>	Frequência base das reatâncias
<i>R1</i>	Resistência de sequência positiva em Ω por unidade de distância
<i>R0</i>	Resistência de sequência zero em Ω por unidade de distância
<i>X1</i>	Reatância de sequência positiva em Ω por unidade de distância
<i>X0</i>	Reatância de sequência zero por em Ω unidade de distância
<i>C1</i>	Capacitância total de sequência positiva em nF por unidade de distância
<i>C0</i>	Capacitância total de sequência zero em nF por unidade de distância
<i>Rmatrix</i>	Matriz de resistências da linha por unidade de distância
<i>Xmatrix</i>	Matriz de reatâncias da linha por unidade de distância
<i>units</i>	Unidade de distância utilizada
<i>Normamps</i>	Corrente nominal da linha

A seguir são apresentados exemplos de códigos em OpenDSS para definição das características de determinadas configurações de linhas.

Características da linha à 4 fios

```
New Linecode.Linha4fios nphases=4 basefreq=60 units=km
~ normamps=419.0
~ rmatrix = (0.25 / 0.06 0.25 / 0.06 0.06 0.25 / 0.06 0.06 0.06 0.25 )
~ xmatrix = (0.80 / 0.54 0.80 / 0.48 0.54 0.80 / 0.43 0.43 0.42 0.80 )
```

Características da linha monofásica

```
New Linecode.11 nphases=2 basefreq=60 units=km normamps=419.0
~ rmatrix = (0.25 / 0.06 0.25 )
~ xmatrix = (0.80 / 0.60 0.80 )
```

Características da linha bifásica à 3 fios

```
New Linecode.10 nphases=3 basefreq=60 units=km normamps=419.0
~ rmatrix = (0.25 / 0.06 0.25 / 0.06 0.06 0.25 )
~ xmatrix = (0.80 / 0.60 0.80 / 0.60 0.55 0.80 )
```

2.4.5.2 Caracterização de Linhas

As linhas são caracterizadas a partir do elemento *lineCode*, informações de conexão e comprimento.

Na Tabela 6 estão os principais parâmetros utilizados para se definir o elemento *Line*.

Tabela 6: Parâmetros básicos do elemento *Line*

Parâmetro	Descrição
<i>Phases</i>	Número de fases (o <i>default</i> é 3)
<i>Bus1</i>	Nome da barra a qual o terminal 1 é conectado
<i>Bus2</i>	Nome da barra a qual o terminal 2 é conectado
<i>LineCode</i>	Contém as informações da linha
<i>Length</i>	Comprimento da linha

A seguir são apresentados exemplos de códigos em OpenDSS para definição de determinadas configurações de linhas:

Linha trifásica à 4 fios

```
New Line.Linha4 phases=4 bus1=BarraA.1.2.3.4 bus2=BarraB.1.2.3.4
~ linecode=Linha4fios length=0.3
```

Linha monofásica

```
New Line.Linha1 phases=2 bus1=BarraA.1.4 bus=BarraB.1.4
~ linecode=Linha2fios length=0.3
```

Linha bifásica à 3 fios

```
New Line.Linha2 phases=3 bus1=BarraA.1.2.4 bus2=BarraB.1.2.0
~ linecode=Linha3fios length=0.3
```

2.4.6 Carga

As cargas são elementos de conversão de energia que apresentam um único terminal. Para caracterização de uma carga é preciso que se defina os valores de um dos seguintes pares:

- potência ativa nominal em *kW* e fator de potência *FP*;
- potência ativa nominal em *kW* e potência reativa nominal em *kvar*;
- potência aparente nominal em *kVA* e fator de potência *FP*.

As cargas são modeladas de acordo com os modelos de carga descritos na Tabela 7.

Para garantir a convergência do cálculo do fluxo de potência, todos os modelos de carga comportam-se como modelo de impedância constante caso a tensão fique fora de

Tabela 7: Principais modelos de carga

Modelo	Descrição
1	Potência ativa e reativa constantes
2	Impedância constante
3	Potência ativa constante e potência reativa quadrática (motor)
4	Potência ativa não linear e potência reativa quadrática
5	Corrente constante
8	Especial ZIP

um intervalo pré-definido. As cargas são caracterizadas pela sua matriz de admitâncias nodais que é calculada para tensão nominal e por uma fonte de corrente em paralelo que representa a corrente de compensação necessária para contemplar os diferentes modelos de cargas. Esses conceitos são exemplificados no Capítulo 3 e no Capítulo 4.

Na Tabela 8 estão os principais parâmetros utilizados para se definir o elemento *Load*.

Tabela 8: Parâmetros básicos do elemento *Load*

Parâmetro	Descrição
<i>Phases</i>	Número de fases
<i>Bus1</i>	Nome da barra a qual a carga é conectada
<i>kV</i>	Tensão nominal
<i>KVA</i>	Potência aparente nominal
<i>KW</i>	Potência ativa nominal
<i>Kvar</i>	Potência reativa nominal
<i>FP</i>	Fator de potência
<i>Daily</i>	Nome da curva diária associada, para análise diária

A seguir são apresentados exemplos de códigos em OpenDSS para definição de determinadas configurações de cargas:

Carga trifásica equilibrada em estrela aterrada

```
New load.cargaA phases=3 model=5 bus=BarraA
~ kV=0.38 kW=30 kvar=18 conn=wye
```

Carga trifásica equilibrada em estrela isolada

```
New load.cargaA phases=3 model=5 bus=BarraA.1.2.3.4
~ kV=0.38 kW=30 kVar=18 conn=wye
```

Carga trifásica equilibrada em triângulo

```
New load.cargaA phases=3 model=5 bus=BarraA
~ kV=0.38 kW=30 kVar=18 conn=delta
```

Carga bifásica *AB*

```
New load.cargaA phases=1 model=5 bus=BarraA.1.2
~ kV=0.38 kW=30 kVAr=18 conn=delta
```

Carga monofásica *AN*

```
New load.cargaA phases=1 model=5 bus=BarraA.1.4
~ kV=0.22 kW=30 kVAr=18 conn=wye
```

2.4.6.1 Curva de Carga

As curvas de cargas são definidas pelo elemento geral *LoadShape*. Esse elemento é importante para realização do fluxo de potência no modo diário ou anual.

Na Tabela 9 são apresentados os principais parâmetros utilizados para definição do objeto *LoadShape*.

Tabela 9: Parâmetros básicos do elemento *LoadShape*

Parâmetro	Descrição
<i>Ntps</i>	Número de pontos da curva de carga
<i>Interval</i>	Intervalo entre os pontos da curva de carga em horas
<i>Mult</i>	Vetor com os multiplicadores dos valores da carga em <i>pu</i>

A seguir é apresentado um exemplo de código em OpenDSS para definição de uma curva de carga:

```
New Loadshape.203 npts=24 interval=1
~ mult=(0.75 0.69 0.64 0.57 0.56 0.70 1.04 1.00 1.26 1.00 1.02 0.98 1.01 0.76
0.88 0.75 0.98 1.04 1.24 1.47 1.80 1.58 1.16 0.99)
```

2.4.7 Capacitor

Os capacitores são elementos fornecedores de energia reativa que, em geral, apresentam um terminal configurado na ligação shunt. Há também a possibilidade de conectá-lo em série, nesse caso contendo dois terminais.

Na Tabela 10 são apresentados os principais parâmetros utilizados para definição do elemento *Capacitor*.

A seguir são apresentados exemplos de código em OpenDSS para definição do objeto *Capacitor*.

Tabela 10: Parâmetros básicos do elemento *Capacitor*

Parâmetro	Descrição
<i>Phases</i>	Número de fases
<i>Bus1</i>	Barra a qual o primeiro terminal será conectado
<i>Bus2</i>	Barra a qual o segundo terminal será conectado, quando for necessário
<i>kV</i>	Tensão nominal
<i>kvar</i>	Potência reativa

Capacitor de 13,8 kV e 6 Mvar conectado em estrela não aterrada

New Capacitor.C1 Bus1=B1 Bus2=B1.4.4.4
~ Phases=3 kvar=6000 kV=13.8

Capacitor de 13,8 kV e 6 Mvar conectado em estrela aterrada

New Capacitor.C1 Bus1=B1
~ Phases=3 kvar=6000 kV=13.8

2.5 Modos de Simulação

O software OpenDSS apresenta diferentes recursos para simular os circuitos. A seguir são listados os principais recursos presentes na versão 7.6.4.73:

- ❑ Fluxo de Potência;
- ❑ Curto-Circuito;
- ❑ Fluxo de Harmônicos;
- ❑ Estabilidade;
- ❑ Crescimento da Demanda.

No presente trabalho é dado foco no cálculo do fluxo de potência. A Subseção 2.5.1 apresenta as principais características desse recurso.

2.5.1 Fluxo de Potência

O fluxo de potência pode ser executado em diferentes modos, incluindo o modo padrão, o modo diário ou anual, o modo de Monte Carlo e, por fim, o modo que permite que a carga varie em função do tempo.

O modo padrão realiza o cálculo de fluxo de potência para um condição particular, em geral, esse modo é usado para estudos que se pretende conhecer as condições limites do circuito, ou seja, máxima e minima demanda.

O segundo modo, modo diário, em geral realiza 24 vezes o cálculo de fluxo de potência, correspondentes a cada hora do dia, porém é possível que o dia seja discretizado em minutos ou até mesmo em segundos, nesse caso o OpenDSS deve realizar 1440 e 86400 vezes o cálculo do fluxo de potência, respectivamente. Além modo diário existe também o modo anual, no qual se espera calcular 8760 vezes o fluxo de potência e, por fim, o modo *dutycycle* que permite ao usuário selecionar o período de tempo e em quantas vezes esse período deve ser particionado.

2.5.2 Comandos

Nesse item são apresentados os principais comandos necessários para realizar o fluxo de potência no modo padrão e modo diário.

Primeiro, é necessário fornecer as tensões de base para o *software*. Para isso utiliza-se os seguintes comandos:

```
Set voltagebases=[13.800 0.38]
Calcvolages
```

Nesse exemplo tem-se um circuito com duas tensões de base 13.8 kV e 0.38 kV. Esses comandos são importantes para que o OpenDSS forneça os resultados também em *pu*.

Depois disso, configura-se o modo de estudo, como pode ser visto nos exemplos que se seguem:

Modo Padrão

```
Set mode = snapshot
Solve
```

Modo Diário

```
Set controlmode=static
Set mode=daily stepsize=1.0h number=24
Solve
```

Como pode ser visto, no modo diário é possível alterar o *stepsize* e o *number* para acomodar as diferentes bases de tempo, como segundos, minutos ou horas.

Por fim, vale ressaltar que esse material não tem como objetivo apresentar por completo todas as funcionalidades do *software* OpenDSS, e sim, fornecer as principais aplicações que são necessárias para o desenvolvimento dos próximos itens.

CAPÍTULO 3

Modelos Trifásicos dos Elementos do Sistema Elétrico

A matriz de admitâncias nodais do sistema completo é construída a partir das matrizes de admitâncias nodais de cada um dos elementos de rede. Tendo isso em vista, o objetivo desse capítulo é apresentar a técnica utilizada para obter as matrizes de admitâncias nodais dos principais elementos e sua composição para formar a matriz de admittance da rede completa. Entretanto, O *Software* OpenDSS constrói apenas as matrizes de admitâncias nodais de cada elemento e as entrega para o *KLUsolve*, que é responsável por formar a matriz de admitâncias nodais da rede completa, veja Subseção 4.2.2 para mais detalhes desse processo.

3.1 Matriz de Admitâncias Nodais

Para o cálculo genérico da matriz de admitâncias nodais é considerado uma rede ou um elemento de rede com $N + M$ nós, conforme a Figura 7.

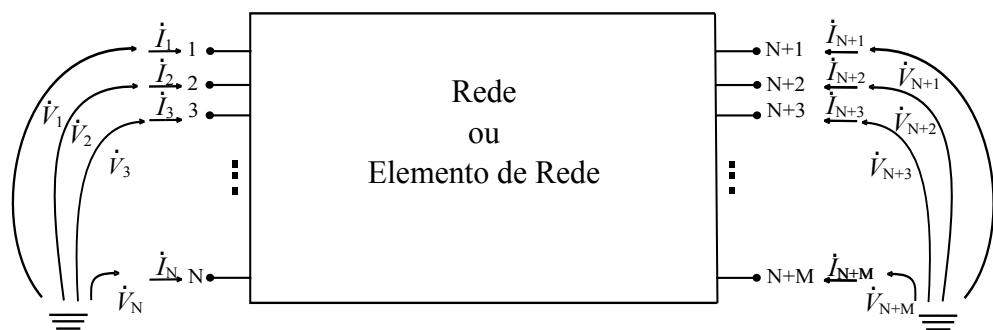


Figura 7: Rede elétrica ou elemento de rede com suas tensões nodais e correntes injetadas

A matriz de admitâncias nodais relaciona correntes injetadas nos nós e tensões nodais conforme a Equação 1.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \vdots \\ \dot{I}_N \\ \vdots \\ \dot{I}_{(N+M)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \dots & \bar{Y}_{1N} & \dots & \bar{Y}_{1(N+M)} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{N1} & \dots & \bar{Y}_{NN} & \dots & \bar{Y}_{N(N+M)} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{(N+M)1} & \dots & \bar{Y}_{(N+M)N} & \dots & \bar{Y}_{(N+M)(N+M)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \vdots \\ \dot{V}_N \\ \vdots \\ \dot{V}_{(N+M)} \end{bmatrix} \quad (1)$$

O vetor coluna de correntes injetadas e o vetor coluna de tensões nodais apresentam dimensões $(N + M) \times 1$ como se pode observar na Equação 2 e na Equação 3. A matriz de admitâncias nodais, que relaciona os vetores colunas, apresenta a dimensão $(N + M) \times (N + M)$ como apresentado na Equação 4

$$[\dot{I}] = \underbrace{\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \vdots \\ \dot{I}_N \\ \vdots \\ \dot{I}_{(N+M)} \end{bmatrix}}_{(N+M) \times 1} \quad (2)$$

$$[\dot{V}] = \underbrace{\begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \vdots \\ \dot{V}_N \\ \vdots \\ \dot{V}_{(N+M)} \end{bmatrix}}_{(N+M) \times 1} \quad (3)$$

$$[\bar{Y}] = \underbrace{\begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \dots & \bar{Y}_{1N} & \dots & \bar{Y}_{1(N+M)} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{N1} & \dots & \bar{Y}_{NN} & \dots & \bar{Y}_{N(N+M)} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{(N+M)1} & \dots & \bar{Y}_{(N+M)N} & \dots & \bar{Y}_{(N+M)(N+M)} \end{bmatrix}}_{(N+M) \times (N+M)} \quad (4)$$

3.1.1 Montagem da Matriz de Admitâncias Nodais

Existem diversas técnicas de montagem da matriz de admitâncias nodais. Porém, nesse documento, é dado enfoque para a técnica chamada de montagem pela definição, segundo a referência (GRAINGER; STEVENSON, 1994). Esta escolha se baseia na facilidade que o método apresenta para se construir as matrizes de admitâncias nodais dos diversos elementos de rede, em particular os transformadores.

Reescrevendo a Equação 1 tem-se a Equação 5. Dessa forma, é possível obter uma coluna i genérica da matriz de admitâncias nodais, alimentando o nó i com \dot{V}_i e aterrando todos os outros nós, ou seja, $\dot{V}_j = 0$ sendo $j = 1 \dots (N + M)$ e $j \neq i$.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \vdots \\ \dot{I}_N \\ \vdots \\ \dot{I}_{(N+M)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} \\ \vdots \\ \bar{Y}_{N1} \\ \vdots \\ \bar{Y}_{(N+M)1} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_1 \end{bmatrix} + \dots \begin{bmatrix} \bar{Y}_{1(N+M)} \\ \vdots \\ \bar{Y}_{N(N+M)} \\ \vdots \\ \bar{Y}_{(N+M)(N+M)} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_{(N+M)} \end{bmatrix} \quad (5)$$

Posto isso, a Equação 6 e a Equação 7 apresentam a forma genérica de se calcular os elementos da coluna i da matriz de admitâncias nodais.

$$\bar{Y}_{ii} = \frac{\dot{I}_i}{\dot{V}_i} \quad (6)$$

$$\bar{Y}_{ji} = \frac{\dot{I}_j}{\dot{V}_i} \quad (7)$$

O \bar{Y}_{ii} é chamado de admitância de entrada do nó i e o \bar{Y}_{ji} é chamado de admitância de transferência entre os nós i e j .

3.2 Montagem da Matriz de Admitâncias Nodais dos Elementos de Rede

Nessa seção aplica-se a técnica apresentada na Subseção 3.1.1 para a construção das matrizes de admitâncias nodais dos principais elementos das redes de distribuição.

3.2.1 Transformador

Nas subseções seguintes, a técnica pela definição para construção da matriz de admitâncias nodais é aplicada para os principais transformadores, sendo eles:

- Transformador estrela-estrela aterradas por impedâncias;
- Transformador estrela-estrela solidamente aterradas;
- Transformador triângulo-estrela aterrada por impedância;
- Transformador triângulo-estrela solidamente aterrada;
- Transformador bifásico aterrado por impedâncias;
- Transformador monofásico aterrado por impedâncias.

Os transformadores são modelados considerando apenas a impedância série, também chamada de impedância de curto-circuito, por ser obtida a partir do ensaio de curto-circuito.

3.2.1.1 Transformador Estrela-Estrela Aterradas por Impedâncias

A Figura 8 apresenta o modelo por fase do transformador estrela-estrela aterradas por impedâncias.

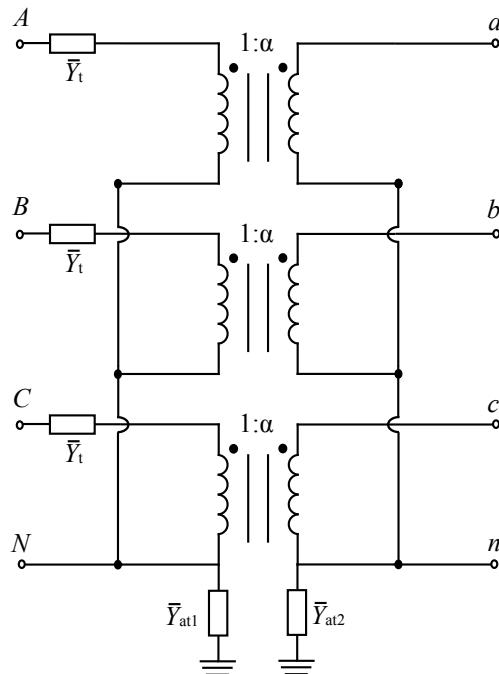


Figura 8: Modelo por fase do transformador estrela-estrela aterradas por impedâncias

Alimentando no nó A com \dot{V}_A e aterrando todos os outros, conforme a Figura 9, é possível obter a primeira coluna da matriz de admitâncias nodais.

A corrente \dot{I}_A pode ser calculada através da 2º Lei de Kirchhoff no primário do transformador. Observando que os enrolamentos do secundário do transformador estão curto-circuitados se conclui que as tensões nos enrolamentos do primário do transformador são nulas. Portanto, tem-se Equação 8.

$$\frac{\dot{I}_A}{\dot{V}_A} = \bar{Y}_t \quad (8)$$

Logo, a Equação 9 fornece a relação entre as correntes injetadas nos 8 nós e a tensão aplicada em A .

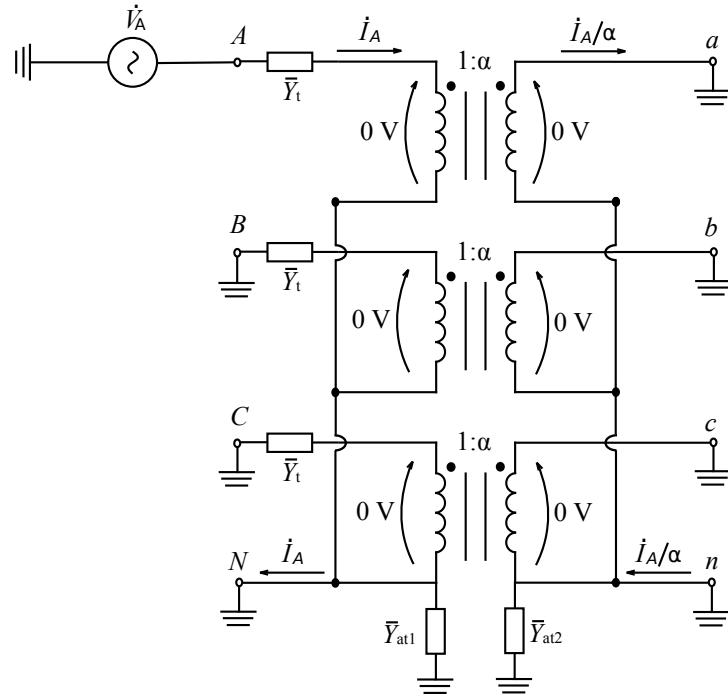


Figura 9: Circuito para obter a 1º coluna da matriz de admitâncias nodais

$$\left[\bar{Y} \right]_{1^{\circ} Coluna} = \begin{bmatrix} \frac{\dot{I}_A}{\dot{V}_A} \\ \frac{\dot{I}_B}{\dot{V}_A} \\ \frac{\dot{I}_C}{\dot{V}_A} \\ \frac{\dot{I}_N}{\dot{V}_A} \\ \frac{\dot{V}_A}{\dot{I}_a} \\ \frac{\dot{V}_A}{\dot{I}_b} \\ \frac{\dot{V}_A}{\dot{I}_c} \\ \frac{\dot{V}_A}{\dot{I}_n} \\ \frac{\dot{V}_A}{\dot{V}_A} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\dot{I}_A}{\dot{V}_A} \\ 0 \\ 0 \\ -\frac{\dot{I}_A}{\dot{V}_A \cdot \alpha} \\ -\frac{\dot{V}_A}{\dot{I}_A} \\ 0 \\ 0 \\ \frac{\dot{I}_A}{\dot{V}_A \cdot \alpha} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_t \\ 0 \\ 0 \\ -\bar{Y}_t \\ -\bar{Y}_t \\ 0 \\ 0 \\ \bar{Y}_t \\ \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} \end{bmatrix} \quad (9)$$

A 2º e a 3º colunas são obtidas de forma muito similar a feita para a 1º coluna.

Para se calcular a 4º coluna, deve-se alimentar o nó N com \dot{V}_N e aterrizar todos os outros, conforme a Figura 10. A Equação 10, Equação 11 e Equação 12 expressam as relações das correntes.

$$\frac{\dot{I}_A}{\dot{V}_N} = -\bar{Y}_t \quad (10)$$

$$\frac{\dot{I}_T}{\dot{V}_N} = \bar{Y}_{at1} \quad (11)$$

$$\dot{I}_N = \dot{I}_T - 3\dot{I}_A = [\bar{Y}_{at1} - 3(\bar{Y}_t)]\dot{V}_N \quad (12)$$

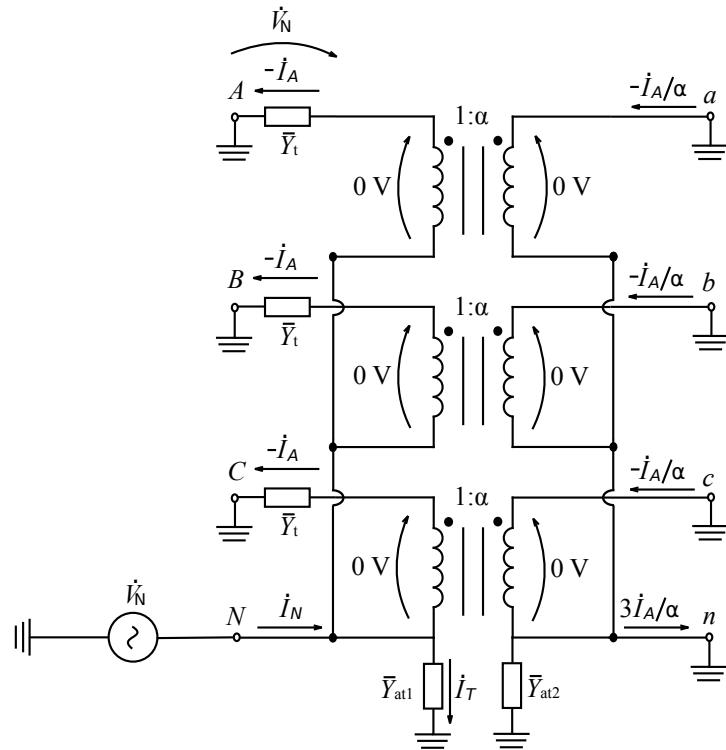


Figura 10: Circuito para obter a 4º coluna da matriz de admitâncias nodais

$$[\bar{Y}]_{4^{\circ} Coluna} = \begin{bmatrix} \frac{\dot{I}_A}{\dot{V}_N} \\ \frac{\dot{I}_B}{\dot{V}_N} \\ \frac{\dot{I}_C}{\dot{V}_N} \\ \frac{\dot{I}_N}{\dot{V}_N} \\ \frac{\dot{I}_a}{\dot{V}_N} \\ \frac{\dot{I}_b}{\dot{V}_N} \\ \frac{\dot{I}_c}{\dot{V}_N} \\ \frac{\dot{I}_n}{\dot{V}_N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\bar{Y}_t \\ -\bar{Y}_t \\ -\bar{Y}_t \\ 3\bar{Y}_t + \bar{Y}_{at1} \\ \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} \\ \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} \\ \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} \\ -\frac{3\bar{Y}_t}{\alpha} \end{bmatrix} \quad (13)$$

Realizando de forma análoga esse procedimento para todos os nós do secundário do transformador, obtém-se a matriz de admitâncias nodais, apresentada na Equação 14.

$$[\bar{Y}] = \begin{bmatrix} \bar{Y}_t & 0 & 0 & -\bar{Y}_t & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & 0 & 0 & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} \\ 0 & \bar{Y}_t & 0 & -\bar{Y}_t & 0 & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & 0 & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} \\ 0 & 0 & \bar{Y}_t & -\bar{Y}_t & 0 & 0 & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} \\ -\bar{Y}_t & -\bar{Y}_t & -\bar{Y}_t & 3\bar{Y}_t + \bar{Y}_{at1} & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & -3\frac{\bar{Y}_t}{\alpha} \\ -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & 0 & 0 & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha^2} & 0 & 0 & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha^2} \\ 0 & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & 0 & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & 0 & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha^2} & 0 & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha^2} \\ 0 & 0 & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & 0 & 0 & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha^2} & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha^2} \\ \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & -3\frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha^2} & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha^2} & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha^2} & 3\frac{\bar{Y}_t}{\alpha^2} + \bar{Y}_{at2} \end{bmatrix} \quad (14)$$

3.2.1.2 Transformador Estrela-Estrela Solidamente Aterradas

A Figura 11 apresenta o modelo por fase do transformador estrela-estrela aterradas por impedâncias.

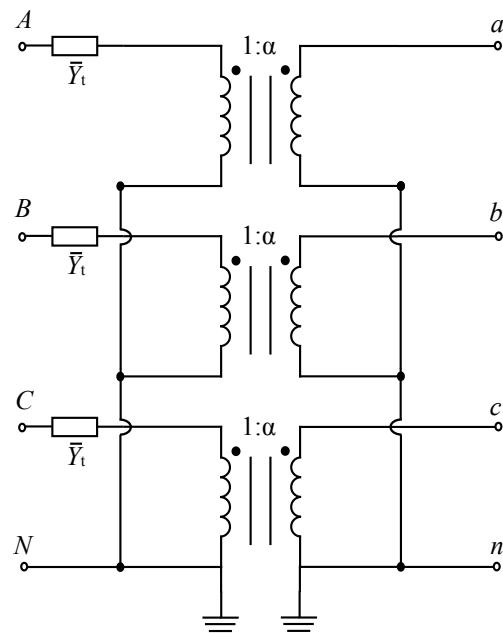


Figura 11: Modelo por fase do transformador estrela-estrela solidamente aterradas

De forma muito similar ao feito para o transformador estrela-estrela aterradas por impedância, é possível obter a Equação 15.

$$[\bar{Y}] = \begin{bmatrix} \bar{Y}_t & 0 & 0 & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & 0 & 0 \\ 0 & \bar{Y}_t & 0 & 0 & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & 0 \\ 0 & 0 & \bar{Y}_t & 0 & 0 & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha} \\ -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & 0 & 0 & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha^2} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & 0 & 0 & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha^2} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & 0 & 0 & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha^2} \end{bmatrix} \quad (15)$$

3.2.1.3 Transformador Triângulo-Estrela Aterrada

A Figura 12 apresenta o modelo por fase do transformador triângulo-estrela aterrada por impedância e a Equação 16 exibe a matriz calculada utilizando a técnica apresentada no Subseção 3.1.1.

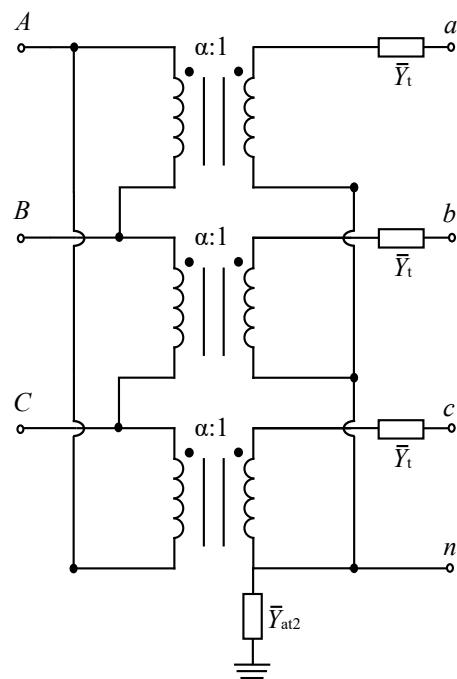


Figura 12: Modelo por fase do transformador triângulo-estrela aterrada por impedância

$$[\bar{Y}] = \begin{bmatrix} \frac{2}{3\alpha^2}\bar{Y}_t & -\frac{1}{3\alpha^2}\bar{Y}_t & -\frac{1}{3\alpha^2}\bar{Y}_t & -\frac{1}{\sqrt{3}\alpha}\bar{Y}_t & 0 & \frac{1}{\sqrt{3}\alpha}\bar{Y}_t & 0 \\ -\frac{1}{3\alpha^2}\bar{Y}_t & \frac{2}{3\alpha^2}\bar{Y}_t & -\frac{1}{3\alpha^2}\bar{Y}_t & \frac{1}{\sqrt{3}\alpha}\bar{Y}_t & -\frac{1}{\sqrt{3}\alpha}\bar{Y}_t & 0 & 0 \\ -\frac{1}{3\alpha^2}\bar{Y}_t & -\frac{1}{3\alpha^2}\bar{Y}_t & \frac{2}{3\alpha^2}\bar{Y}_t & 0 & \frac{1}{\sqrt{3}\alpha}\bar{Y}_t & -\frac{1}{\sqrt{3}\alpha}\bar{Y}_t & 0 \\ -\frac{1}{\sqrt{3}\alpha^2}\bar{Y}_t & \frac{1}{\sqrt{3}\alpha^2}\bar{Y}_t & 0 & \bar{Y}_t & 0 & 0 & -\bar{Y}_t \\ 0 & -\frac{1}{\sqrt{3}\alpha}\bar{Y}_t & \frac{1}{\sqrt{3}\alpha}\bar{Y}_t & 0 & \bar{Y}_t & 0 & -\bar{Y}_t \\ \frac{1}{\sqrt{3}\alpha}\bar{Y}_t & 0 & -\frac{1}{\sqrt{3}\alpha}\bar{Y}_t & 0 & 0 & \bar{Y}_t & -\bar{Y}_t \\ 0 & 0 & 0 & -\bar{Y}_t & -\bar{Y}_t & -\bar{Y}_t & 3\bar{Y}_t + \bar{Y}_{at2} \end{bmatrix} \quad (16)$$

3.2.1.4 Transformador Triângulo-Estrela Solidamente aterrada

A Figura 13 apresenta o modelo por fase do transformador triângulo-estrela solidamente aterrada e a Equação 17 exibe a matriz calculada utilizando a técnica apresentada no Subseção 3.1.1.

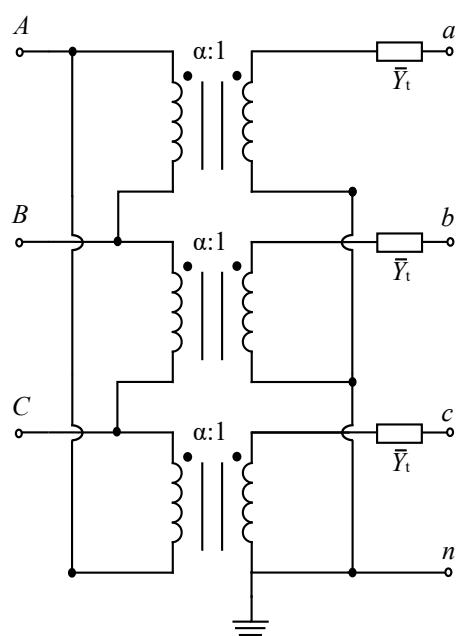


Figura 13: Modelo por fase do transformador triângulo-estrela solidamente aterrada

$$[\bar{Y}] = \begin{bmatrix} \frac{2}{3\alpha^2}\bar{Y}_t & -\frac{1}{3\alpha^2}\bar{Y}_t & -\frac{1}{3\alpha^2}\bar{Y}_t & -\frac{1}{\sqrt{3}\alpha}\bar{Y}_t & 0 & \frac{1}{\sqrt{3}\alpha}\bar{Y}_t \\ -\frac{1}{3\alpha^2}\bar{Y}_t & \frac{2}{3\alpha^2}\bar{Y}_t & -\frac{1}{3\alpha^2}\bar{Y}_t & \frac{1}{\sqrt{3}\alpha}\bar{Y}_t & -\frac{1}{\sqrt{3}\alpha}\bar{Y}_t & 0 \\ -\frac{1}{3\alpha^2}\bar{Y}_t & -\frac{1}{3\alpha^2}\bar{Y}_t & \frac{2}{3\alpha^2}\bar{Y}_t & 0 & \frac{1}{\sqrt{3}\alpha}\bar{Y}_t & -\frac{1}{\sqrt{3}\alpha}\bar{Y}_t \\ -\frac{1}{\sqrt{3}\alpha}\bar{Y}_t & \frac{1}{\sqrt{3}\alpha}\bar{Y}_t & 0 & \bar{Y}_t & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{\sqrt{3}\alpha}\bar{Y}_t & \frac{1}{\sqrt{3}\alpha}\bar{Y}_t & 0 & \bar{Y}_t & 0 \\ \frac{1}{\sqrt{3}\alpha}\bar{Y}_t & 0 & -\frac{1}{\sqrt{3}\alpha}\bar{Y}_t & 0 & 0 & \bar{Y}_t \end{bmatrix} \quad (17)$$

3.2.1.5 Transformador Bifásico Aterrado por Impedâncias

A Figura 14 apresenta o modelo por fase do transformador bifásico aterrado por impedâncias e a Equação 18 exibe a matriz calculada utilizando a técnica apresentada no Subseção 3.1.1.

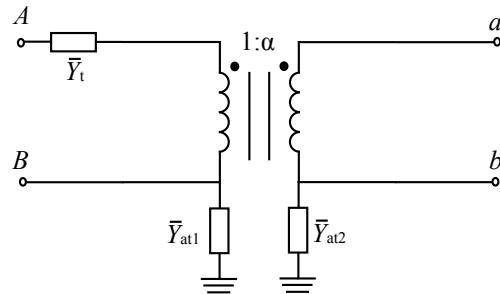


Figura 14: Modelo por fase do transformador bifásico aterrado por impedâncias

$$[\bar{Y}] = \begin{bmatrix} \bar{Y}_t & -\bar{Y}_t & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} \\ -\bar{Y}_t & \bar{Y}_t + \bar{Y}_{at1} & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha} \\ -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha^2} & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha^2} \\ \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha^2} & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha^2} + \bar{Y}_{at2} \end{bmatrix} \quad (18)$$

3.2.1.6 Transformador Monofásico Aterrado por Impedâncias

A Figura 15 apresenta o modelo por fase do transformador monofásico aterrado por impedâncias e a Equação 19 exibe a matriz calculada utilizando a técnica apresentada no Subseção 3.1.1.

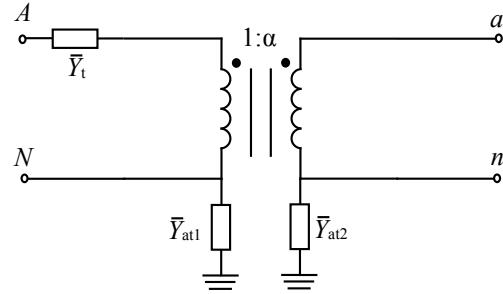


Figura 15: Modelo por fase do transformador bifásico aterrado por impedâncias

$$[\bar{Y}] = \begin{bmatrix} \bar{Y}_t & -\bar{Y}_t & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} \\ -\bar{Y}_t & \bar{Y}_t + \bar{Y}_{at1} & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha} \\ -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & \frac{\bar{Y}_t}{\alpha^2} & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha^2} \\ \frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha} & -\frac{\bar{Y}_t}{\alpha^2} & \bar{Y}_t + \bar{Y}_{at2} \end{bmatrix} \quad (19)$$

3.2.2 Gerador

A Figura 16 apresenta um gerador trifásico solidamente aterrado.

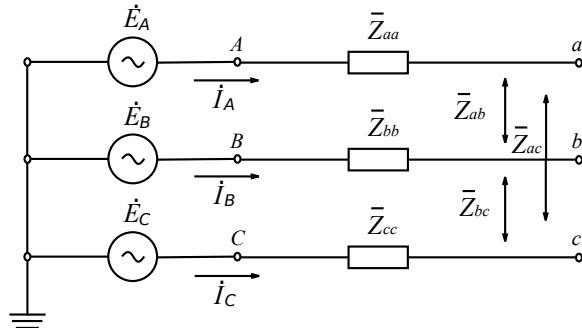


Figura 16: Gerador trifásico solidamente aterrado

Pode-se escrever a equação da segunda lei de Kirchhoff, como apresentado na Equação 20.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{E}_A \\ \dot{E}_B \\ \dot{E}_C \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{ac} \\ \bar{Z}_{ba} & \bar{Z}_{bb} & \bar{Z}_{bc} \\ \bar{Z}_{ca} & \bar{Z}_{cb} & \bar{Z}_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} \quad (20)$$

Portanto, define-se a matriz de impedâncias dos elementos, conforme a Equação 21, e a matriz de admitância dos elementos, conforme Equação 22.

$$\begin{bmatrix} \bar{Z}_{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{ac} \\ \bar{Z}_{ba} & \bar{Z}_{bb} & \bar{Z}_{bc} \\ \bar{Z}_{ca} & \bar{Z}_{cb} & \bar{Z}_{cc} \end{bmatrix} \quad (21)$$

$$\begin{bmatrix} \bar{Y}_{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{abc} \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{aa} & \bar{Y}_{ab} & \bar{Y}_{ac} \\ \bar{Y}_{ba} & \bar{Y}_{bb} & \bar{Y}_{bc} \\ \bar{Y}_{ca} & \bar{Y}_{cb} & \bar{Y}_{cc} \end{bmatrix} \quad (22)$$

Para construir a matriz de admitâncias nodais é necessário expressar as correntes nodais em relação as tensões nodais, para isso, deve-se atentar a Equação 23. Posto isso, é possível escrever a Equação 24 e a Equação 25

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} \quad (23)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \bar{Y}_{aa} & \bar{Y}_{ab} & \bar{Y}_{ac} \\ \bar{Y}_{ba} & \bar{Y}_{bb} & \bar{Y}_{bc} \\ \bar{Y}_{ca} & \bar{Y}_{cb} & \bar{Y}_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{E}_A \\ \dot{E}_B \\ \dot{E}_C \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{Y}_{aa} & \bar{Y}_{ab} & \bar{Y}_{ac} \\ \bar{Y}_{ba} & \bar{Y}_{bb} & \bar{Y}_{bc} \\ \bar{Y}_{ca} & \bar{Y}_{cb} & \bar{Y}_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} \quad (24)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{aa} & \bar{Y}_{ab} & \bar{Y}_{ac} \\ \bar{Y}_{ba} & \bar{Y}_{bb} & \bar{Y}_{bc} \\ \bar{Y}_{ca} & \bar{Y}_{cb} & \bar{Y}_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{E}_A \\ \dot{E}_B \\ \dot{E}_C \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \bar{Y}_{aa} & \bar{Y}_{ab} & \bar{Y}_{ac} \\ \bar{Y}_{ba} & \bar{Y}_{bb} & \bar{Y}_{bc} \\ \bar{Y}_{ca} & \bar{Y}_{cb} & \bar{Y}_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} \quad (25)$$

Por fim, a partir da Equação 24 e da Equação 25, constrói-se a matriz de admitâncias nodais do gerador trifásico solidamente aterrado.

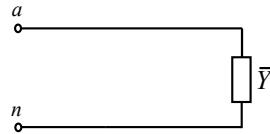
$$\begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \\ \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \end{bmatrix} = \left[\begin{array}{ccc|ccc} \bar{Y}_{aa} & \bar{Y}_{ab} & \bar{Y}_{ac} & -\bar{Y}_{aa} & -\bar{Y}_{ab} & -\bar{Y}_{ac} \\ \bar{Y}_{ba} & \bar{Y}_{bb} & \bar{Y}_{bc} & -\bar{Y}_{ba} & -\bar{Y}_{bb} & -\bar{Y}_{bc} \\ \bar{Y}_{ca} & \bar{Y}_{cb} & \bar{Y}_{cc} & -\bar{Y}_{ca} & -\bar{Y}_{cb} & -\bar{Y}_{cc} \\ \hline -\bar{Y}_{aa} & -\bar{Y}_{ab} & -\bar{Y}_{ac} & \bar{Y}_{aa} & \bar{Y}_{ab} & \bar{Y}_{ac} \\ -\bar{Y}_{ba} & -\bar{Y}_{bb} & -\bar{Y}_{bc} & \bar{Y}_{ba} & \bar{Y}_{bb} & \bar{Y}_{bc} \\ -\bar{Y}_{ca} & -\bar{Y}_{cb} & -\bar{Y}_{cc} & \bar{Y}_{ca} & \bar{Y}_{cb} & \bar{Y}_{cc} \end{array} \right] \cdot \begin{bmatrix} \dot{E}_A \\ \dot{E}_B \\ \dot{E}_C \\ \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} \quad (26)$$

3.2.3 Carga

3.2.3.1 Carga Monofásica AN

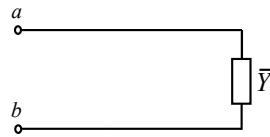
A Figura 17 apresenta o modelo da carga monofásica AN e a Equação 27 a sua matriz de admitâncias nodais.

$$\begin{bmatrix} \bar{Y} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y} & -\bar{Y} \\ -\bar{Y} & \bar{Y} \end{bmatrix} \quad (27)$$

Figura 17: Modelo da carga monofásica AN

3.2.3.2 Carga Bifásica AB

A Figura 18 apresenta o modelo da carga bifásica AB e a Equação 28 a sua matriz de admitâncias nodais.

Figura 18: Modelo da carga bifásica AB

$$[\bar{Y}] = \begin{bmatrix} \bar{Y} & -\bar{Y} \\ -\bar{Y} & \bar{Y} \end{bmatrix} \quad (28)$$

3.2.3.3 Carga Trifásica em estrela

A Figura 19 apresenta o modelo da carga trifásica desequilibrada em estrela e a Equação 29 a sua matriz de admitâncias nodais.

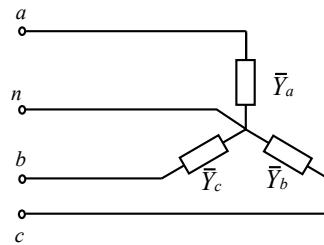


Figura 19: Modelo da carga trifásica desequilibrada em estrela

$$[\bar{Y}] = \begin{bmatrix} \bar{Y}_a & 0 & 0 & -\bar{Y}_a \\ 0 & \bar{Y}_b & 0 & -\bar{Y}_b \\ 0 & 0 & \bar{Y}_c & -\bar{Y}_c \\ -\bar{Y}_a & -\bar{Y}_b & -\bar{Y}_c & \bar{Y}_a + \bar{Y}_b + \bar{Y}_c \end{bmatrix} \quad (29)$$

Para o caso particular de carga trifásica equilibrada, tem-se a Equação 30.

$$[\bar{Y}] = \begin{bmatrix} \bar{Y} & 0 & 0 & -\bar{Y} \\ 0 & \bar{Y} & 0 & -\bar{Y} \\ 0 & 0 & \bar{Y} & -\bar{Y} \\ -\bar{Y} & -\bar{Y} & -\bar{Y} & 3\bar{Y} \end{bmatrix} \quad (30)$$

3.2.3.4 Carga Trifásica em Triângulo

A Figura 20 apresenta o modelo da carga trifásica desequilibrada em triângulo e a ?? a sua matriz de admitâncias nodais.

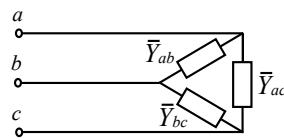


Figura 20: Modelo da carga trifásica desequilibrada em triângulo

$$[\bar{Y}] = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{ab} + \bar{Y}_{ac} & -\bar{Y}_{ab} & -\bar{Y}_{ac} \\ -\bar{Y}_{ab} & \bar{Y}_{ab} + \bar{Y}_{bc} & -\bar{Y}_{bc} \\ -\bar{Y}_{ac} & -\bar{Y}_{bc} & \bar{Y}_{ac} + \bar{Y}_{bc} \end{bmatrix} \quad (31)$$

Para o caso particular de carga trifásica equilibrada, tem-se a Equação 32.

$$[\bar{Y}] = \begin{bmatrix} 2\bar{Y} & -\bar{Y} & -\bar{Y} \\ -\bar{Y} & 2\bar{Y} & -\bar{Y} \\ -\bar{Y} & -\bar{Y} & 2\bar{Y} \end{bmatrix} \quad (32)$$

3.2.4 Linha

A Figura 21 apresenta uma linha à 4 fios sem capacitores *shunt*.

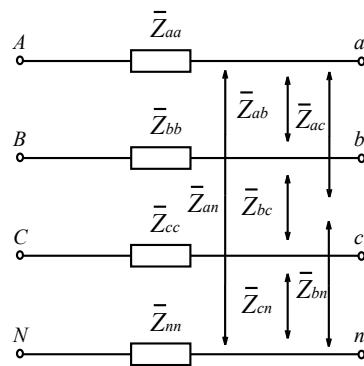


Figura 21: Linha à 4 fios sem capacitores *shunt*

A queda de tensão na linha é apresentada na Equação 33. A Equação 34 e a Equação 35 exibem a matriz de impedâncias dos elementos e a matriz de admitâncias dos elementos respectivamente.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{Aa} \\ \dot{V}_{Cb} \\ \dot{V}_{Cc} \\ \dot{V}_{Nn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{ac} & \bar{Z}_{an} \\ \bar{Z}_{ba} & \bar{Z}_{bb} & \bar{Z}_{bc} & \bar{Z}_{bn} \\ \bar{Z}_{ca} & \bar{Z}_{cb} & \bar{Z}_{cc} & \bar{Z}_{cn} \\ \bar{Z}_{na} & \bar{Z}_{nb} & \bar{Z}_{nc} & \bar{Z}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \\ \dot{I}_N \end{bmatrix} \quad (33)$$

$$\begin{bmatrix} \bar{Z}_{abcn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{ac} & \bar{Z}_{an} \\ \bar{Z}_{ba} & \bar{Z}_{bb} & \bar{Z}_{bc} & \bar{Z}_{bn} \\ \bar{Z}_{ca} & \bar{Z}_{cb} & \bar{Z}_{cc} & \bar{Z}_{cn} \\ \bar{Z}_{na} & \bar{Z}_{nb} & \bar{Z}_{nc} & \bar{Z}_{nn} \end{bmatrix} \quad (34)$$

$$\begin{bmatrix} \bar{Y}_{abcn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{abcn} \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{aa} & \bar{Y}_{ab} & \bar{Y}_{ac} & \bar{Y}_{an} \\ \bar{Y}_{ba} & \bar{Y}_{bb} & \bar{Y}_{bc} & \bar{Y}_{bn} \\ \bar{Y}_{ca} & \bar{Y}_{cb} & \bar{Y}_{cc} & \bar{Y}_{cn} \\ \bar{Y}_{na} & \bar{Y}_{nb} & \bar{Y}_{nc} & \bar{Y}_{nn} \end{bmatrix} \quad (35)$$

A dedução da matriz de admitâncias nodais da linha a 4 fios sem capacitores *shunt* é semelhante a feita para obter a matriz de admitâncias nodais do gerador trifásico solidamente aterrado. Portanto, tem-se a Equação 36, a Equação 37 e a Equação 38.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \\ \dot{I}_N \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \\ \dot{I}_n \end{bmatrix} \quad (36)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \\ \dot{I}_N \end{bmatrix} = + \begin{bmatrix} \bar{Y}_{aa} & \bar{Y}_{ab} & \bar{Y}_{ac} & \bar{Y}_{an} \\ \bar{Y}_{ba} & \bar{Y}_{bb} & \bar{Y}_{bc} & \bar{Y}_{bn} \\ \bar{Y}_{ca} & \bar{Y}_{cb} & \bar{Y}_{cc} & \bar{Y}_{cn} \\ \bar{Y}_{na} & \bar{Y}_{nb} & \bar{Y}_{nc} & \bar{Y}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \\ \dot{V}_N \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \bar{Y}_{aa} & \bar{Y}_{ab} & \bar{Y}_{ac} & \bar{Y}_{an} \\ \bar{Y}_{ba} & \bar{Y}_{bb} & \bar{Y}_{bc} & \bar{Y}_{bn} \\ \bar{Y}_{ca} & \bar{Y}_{cb} & \bar{Y}_{cc} & \bar{Y}_{cn} \\ \bar{Y}_{na} & \bar{Y}_{nb} & \bar{Y}_{nc} & \bar{Y}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \\ \dot{V}_n \end{bmatrix} \quad (37)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \\ \dot{I}_n \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \bar{Y}_{aa} & \bar{Y}_{ab} & \bar{Y}_{ac} & \bar{Y}_{an} \\ \bar{Y}_{ba} & \bar{Y}_{bb} & \bar{Y}_{bc} & \bar{Y}_{bn} \\ \bar{Y}_{ca} & \bar{Y}_{cb} & \bar{Y}_{cc} & \bar{Y}_{cn} \\ \bar{Y}_{na} & \bar{Y}_{nb} & \bar{Y}_{nc} & \bar{Y}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \\ \dot{V}_N \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{Y}_{aa} & \bar{Y}_{ab} & \bar{Y}_{ac} & \bar{Y}_{an} \\ \bar{Y}_{ba} & \bar{Y}_{bb} & \bar{Y}_{bc} & \bar{Y}_{bn} \\ \bar{Y}_{ca} & \bar{Y}_{cb} & \bar{Y}_{cc} & \bar{Y}_{cn} \\ \bar{Y}_{na} & \bar{Y}_{nb} & \bar{Y}_{nc} & \bar{Y}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \\ \dot{V}_n \end{bmatrix} \quad (38)$$

Finalmente, a Equação 39 apresenta a matriz de admitâncias nodais da linha à 4 fios sem capacitores *shunt*.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_A \\ \dot{I}_B \\ \dot{I}_C \\ \dot{I}_N \\ \dot{I}_a \\ \dot{I}_b \\ \dot{I}_c \\ \dot{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{aa} & \bar{Y}_{ab} & \bar{Y}_{ac} & \bar{Y}_{an} & -\bar{Y}_{aa} & -\bar{Y}_{ab} & -\bar{Y}_{ac} & -\bar{Y}_{an} \\ \bar{Y}_{ba} & \bar{Y}_{bb} & \bar{Y}_{bc} & \bar{Y}_{bn} & -\bar{Y}_{ba} & -\bar{Y}_{bb} & -\bar{Y}_{bc} & -\bar{Y}_{bn} \\ \bar{Y}_{ca} & \bar{Y}_{cb} & \bar{Y}_{cc} & \bar{Y}_{cn} & -\bar{Y}_{ca} & -\bar{Y}_{cb} & -\bar{Y}_{cc} & -\bar{Y}_{cn} \\ \bar{Y}_{na} & \bar{Y}_{nb} & \bar{Y}_{nc} & \bar{Y}_{nn} & -\bar{Y}_{na} & -\bar{Y}_{nb} & -\bar{Y}_{nc} & -\bar{Y}_{nn} \\ -\bar{Y}_{aa} & -\bar{Y}_{ab} & -\bar{Y}_{ac} & -\bar{Y}_{an} & \bar{Y}_{aa} & \bar{Y}_{ab} & \bar{Y}_{ac} & \bar{Y}_{an} \\ -\bar{Y}_{ba} & -\bar{Y}_{bb} & -\bar{Y}_{bc} & -\bar{Y}_{bn} & \bar{Y}_{ba} & \bar{Y}_{bb} & \bar{Y}_{bc} & \bar{Y}_{bn} \\ -\bar{Y}_{ca} & -\bar{Y}_{cb} & -\bar{Y}_{cc} & -\bar{Y}_{cn} & \bar{Y}_{ca} & \bar{Y}_{cb} & \bar{Y}_{cc} & \bar{Y}_{cn} \\ -\bar{Y}_{na} & -\bar{Y}_{nb} & -\bar{Y}_{nc} & -\bar{Y}_{nn} & \bar{Y}_{na} & \bar{Y}_{nb} & \bar{Y}_{nc} & \bar{Y}_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \\ \dot{V}_N \\ \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \\ \dot{V}_n \end{bmatrix}. \quad (39)$$

3.3 Construção da Matriz de Admitâncias Nodais da Rede Completa

A matriz de admitâncias nodais da rede completa é formada a partir das matrizes de admitâncias nodais dos elementos que formam a rede.

A Seção 3.2 apresenta-se como construir as matrizes de admitâncias nodais dos elementos de circuito que formam as redes elétricas. Nesse documento, apresenta-se uma maneira analítica de se construir a matriz de admitâncias nodais da rede completa para alguns casos particulares. Entretanto no *software* OpenDSS, segundo a referência (DUGAN; MCDERMOTT, 2011), o algoritmo que constrói a matriz de admitâncias nodais do rede completa baseia-se em memorizar os nó a que cada elemento está conectado, como é apresentado na Subseção 3.3.4.

3.3.1 Elementos de Circuito

Para demonstrar a construção da matriz de admitâncias nodais da rede completa através de diferentes conexões, se define três elementos de circuito, como apresentado na Figura 22, Figura 23 e Figura 24, e suas respectivas matrizes de admitâncias nodais, conforme Equação 40, Equação 41 e Equação 42.

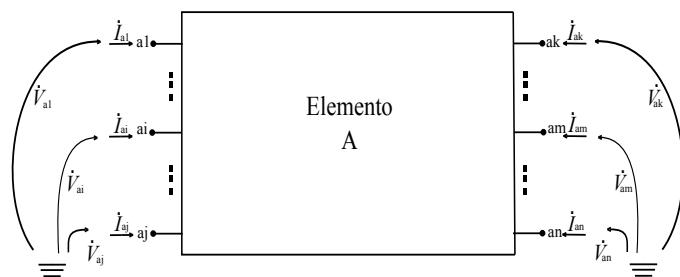


Figura 22: Elemento de circuito A

$$[\bar{Y}_a] = \left[\begin{array}{cccc|cccc} \bar{Y}_{a1a1} & \dots & \bar{Y}_{a1ai} & \dots & \bar{Y}_{a1aj} & \bar{Y}_{a1ak} & \dots & \bar{Y}_{a1am} & \dots & \bar{Y}_{a1an} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{aia1} & \dots & \bar{Y}_{aiai} & \dots & \bar{Y}_{aiaj} & \bar{Y}_{aiak} & \dots & \bar{Y}_{aiam} & \dots & \bar{Y}_{aian} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{aja1} & \dots & \bar{Y}_{ajai} & \dots & \bar{Y}_{ajaj} & \bar{Y}_{ajak} & \dots & \bar{Y}_{ajam} & \dots & \bar{Y}_{ajan} \\ \bar{Y}_{aka1} & \dots & \bar{Y}_{akai} & \dots & \bar{Y}_{akaj} & \bar{Y}_{akak} & \dots & \bar{Y}_{akam} & \dots & \bar{Y}_{akan} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{ama1} & \dots & \bar{Y}_{amai} & \dots & \bar{Y}_{amaj} & \bar{Y}_{amak} & \dots & \bar{Y}_{amam} & \dots & \bar{Y}_{aman} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{ana1} & \dots & \bar{Y}_{anai} & \dots & \bar{Y}_{anaj} & \bar{Y}_{anak} & \dots & \bar{Y}_{anam} & \dots & \bar{Y}_{anan} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c|c} [A] & [B] \\ \hline [C] & [D] \end{array} \right] \quad (40)$$

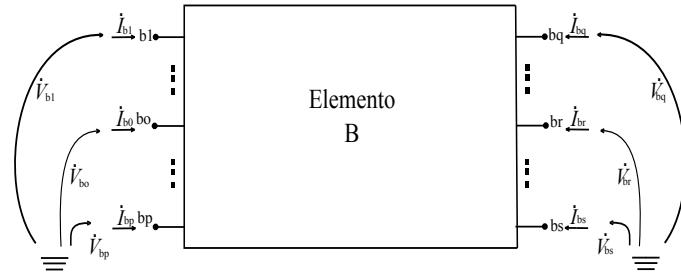


Figura 23: Elemento de circuito B

$$[\bar{Y}_b] = \left[\begin{array}{cccc|cccc} \bar{Y}_{b1b1} & \dots & \bar{Y}_{b1bo} & \dots & \bar{Y}_{b1bp} & \bar{Y}_{b1bq} & \dots & \bar{Y}_{b1br} & \dots & \bar{Y}_{b1bs} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{bob1} & \dots & \bar{Y}_{bob0} & \dots & \bar{Y}_{bobp} & \bar{Y}_{bobq} & \dots & \bar{Y}_{bobr} & \dots & \bar{Y}_{bobs} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{bpb1} & \dots & \bar{Y}_{bpbo} & \dots & \bar{Y}_{bpbp} & \bar{Y}_{bpbq} & \dots & \bar{Y}_{bpbr} & \dots & \bar{Y}_{bps} \\ \bar{Y}_{bqb1} & \dots & \bar{Y}_{bqbo} & \dots & \bar{Y}_{bqbp} & \bar{Y}_{bqbq} & \dots & \bar{Y}_{bqbr} & \dots & \bar{Y}_{bqbs} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{brb1} & \dots & \bar{Y}_{brbo} & \dots & \bar{Y}_{brbp} & \bar{Y}_{brbq} & \dots & \bar{Y}_{brbr} & \dots & \bar{Y}_{brbs} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{bsb1} & \dots & \bar{Y}_{bsbo} & \dots & \bar{Y}_{bsbp} & \bar{Y}_{bsbq} & \dots & \bar{Y}_{bsbr} & \dots & \bar{Y}_{bsbs} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c|c} [E] & [F] \\ \hline [G] & [H] \end{array} \right] \quad (41)$$

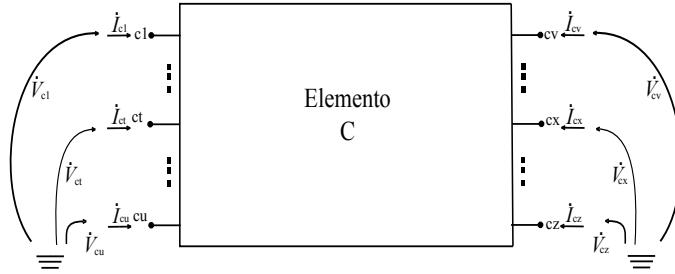


Figura 24: Elemento de circuito C

$$[\bar{Y}_c] = \left[\begin{array}{cccc|cccc|cccc} \bar{Y}_{c1c1} & \dots & \bar{Y}_{c1ct} & \dots & \bar{Y}_{c1cu} & \bar{Y}_{c1cv} & \dots & \bar{Y}_{c1cx} & \dots & \bar{Y}_{c1cz} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{ctc1} & \dots & \bar{Y}_{ctct} & \dots & \bar{Y}_{ctcu} & \bar{Y}_{ctcv} & \dots & \bar{Y}_{ctcx} & \dots & \bar{Y}_{ctcz} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{cuc1} & \dots & \bar{Y}_{cuct} & \dots & \bar{Y}_{cucu} & \bar{Y}_{cucv} & \dots & \bar{Y}_{cucx} & \dots & \bar{Y}_{cucz} \\ \bar{Y}_{cvc1} & \dots & \bar{Y}_{cvct} & \dots & \bar{Y}_{cvcu} & \bar{Y}_{cvcv} & \dots & \bar{Y}_{cvex} & \dots & \bar{Y}_{cvcz} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{cxc1} & \dots & \bar{Y}_{cxct} & \dots & \bar{Y}_{cxcu} & \bar{Y}_{cxev} & \dots & \bar{Y}_{cxe} & \dots & \bar{Y}_{cxcz} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{czc1} & \dots & \bar{Y}_{czct} & \dots & \bar{Y}_{czcu} & \bar{Y}_{czcv} & \dots & \bar{Y}_{czex} & \dots & \bar{Y}_{czcz} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c|c} [I] & [J] \\ \hline [K] & [L] \end{array} \right] \quad (42)$$

3.3.2 Conexão em Cascata

Para demonstrar a formação da matriz de admitâncias nodais para a conexão em cascata é utilizado o elemento de circuito A e o elemento de circuito B. Esse processo é deduzido em três partes:

- Caso 1: o elemento de circuito A apresentar a mesma quantidade de conectores em seu terminal 2 do que o elemento de circuito B no seu terminal 1;
- Caso 2: o elemento de circuito A apresentar mais conectores em seu terminal 2 do que o elemento de circuito B no seu terminal 1;
- Caso 3: o elemento de circuito A apresentar menos conectores em seu terminal 2 do que o elemento de circuito B no seu terminal 1.

3.3.2.1 Caso 1

A Figura 25 mostra a ligação em cascata dos elementos A e B. O terminal 1 do elemento de circuito A é conectado a barra 10, o terminal 2 do elemento de circuito B é conectado a barra 30 e os terminais em conexão são conectados na barra 20.

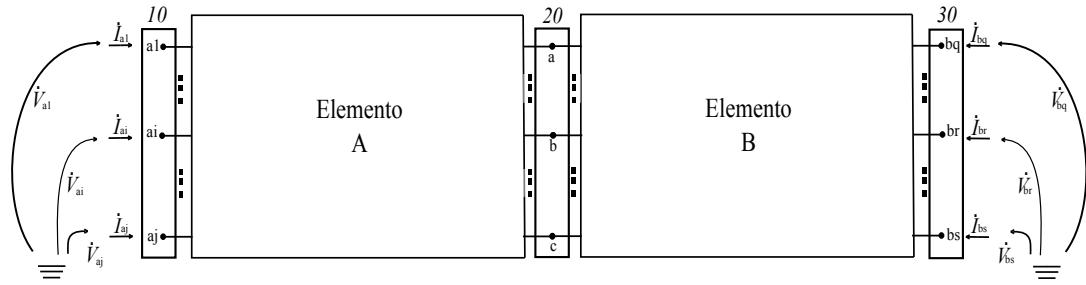


Figura 25: Caso 1 da conexão cascata dos elementos de circuito A e B

Na barra 20, tem-se novas condições de contorno, a primeira condição é obtida a partir da 1º Lei de Kirchhoff que é apresentada na Equação 43, pois não há corrente injetada, já a segunda condição é apresentada na Equação 44.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{ak} \\ \vdots \\ \dot{I}_{am} \\ \vdots \\ \dot{I}_{an} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \dot{I}_{b1} \\ \vdots \\ \dot{I}_{bo} \\ \vdots \\ \dot{I}_{bp} \end{bmatrix} \quad (43)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{ak} \\ \vdots \\ \dot{V}_{am} \\ \vdots \\ \dot{V}_{an} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{b1} \\ \vdots \\ \dot{V}_{bo} \\ \vdots \\ \dot{V}_{bp} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{20a} \\ \vdots \\ \dot{V}_{20b} \\ \vdots \\ \dot{V}_{20c} \end{bmatrix} \quad (44)$$

Podem-se escrever as equações matriciais que relacionam tensões nodais e correntes injetadas para cada elemento de circuito, conforme Equação 45 e Equação 46.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{a1} \\ \vdots \\ \dot{I}_{ai} \\ \vdots \\ \dot{I}_{aj} \\ \hline \dot{I}_{ak} \\ \vdots \\ \dot{I}_{am} \\ \vdots \\ \dot{I}_{an} \end{bmatrix} = \left[\begin{array}{c|c} [A] & [B] \\ \hline [C] & [D] \end{array} \right] * \begin{bmatrix} \dot{V}_{a1} \\ \vdots \\ \dot{V}_{ai} \\ \vdots \\ \dot{V}_{aj} \\ \hline \dot{V}_{ak} \\ \vdots \\ \dot{V}_{am} \\ \vdots \\ \dot{V}_{an} \end{bmatrix} \quad (45)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{b1} \\ \vdots \\ \dot{I}_{bo} \\ \vdots \\ \dot{I}_{bp} \\ \hline \dot{I}_{bq} \\ \vdots \\ \dot{I}_{br} \\ \vdots \\ \dot{I}_{bs} \end{bmatrix} = \left[\begin{array}{c|c} [E] & [F] \\ \hline [G] & [H] \end{array} \right] * \begin{bmatrix} \dot{V}_{b1} \\ \vdots \\ \dot{V}_{bo} \\ \vdots \\ \dot{V}_{bp} \\ \hline \dot{V}_{bq} \\ \vdots \\ \dot{V}_{br} \\ \vdots \\ \dot{V}_{bs} \end{bmatrix} \quad (46)$$

Com um pouco de álgebra matricial, pode-se obter a Equação 47 a partir das condições de contorno representadas pelas Equação 43 e Equação 44 nas Equação 45 e Equação 46.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{a1} \\ \vdots \\ \dot{I}_{ai} \\ \vdots \\ \dot{I}_{aj} \\ \hline 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \hline \dot{I}_{bq} \\ \vdots \\ \dot{I}_{br} \\ \vdots \\ \dot{I}_{bs} \end{bmatrix} = \left[\begin{array}{c|c|c} [A] & [B] & [0] \\ \hline [C] & [D] + [E] & [F] \\ \hline [0] & [G] & [H] \end{array} \right] * \begin{bmatrix} \dot{V}_{a1} \\ \vdots \\ \dot{V}_{ai} \\ \vdots \\ \dot{V}_{aj} \\ \hline \dot{V}_{20a} \\ \vdots \\ \dot{V}_{20b} \\ \vdots \\ \dot{V}_{20c} \\ \hline \dot{V}_{bq} \\ \vdots \\ \dot{V}_{br} \\ \vdots \\ \dot{V}_{bs} \end{bmatrix} \quad (47)$$

Portanto, a matriz de admitâncias nodais para a conexão em cascata de elementos com a mesma quantidade de conectores é representada na Equação 48.

$$[\bar{Y}] = \left[\begin{array}{c|c|c} [A] & [B] & [0] \\ \hline [C] & [D] + [E] & [F] \\ \hline [0] & [G] & [H] \end{array} \right] \quad (48)$$

3.3.2.2 Caso 2 e Caso 3

Para o Caso 2 e o Caso 3 basta apresentar a dedução para um deles sendo o outro um caso similar, dessa forma é resolvido apenas o Caso 2. A Figura 26 mostra a ligação em cascata dos elementos A e B. O terminal 1 do elemento de circuito A é conectado a barra 10, o terminal 2 do elemento de circuito B é conectado a barra 30 e os terminais em conexão são conectados na barra 20.

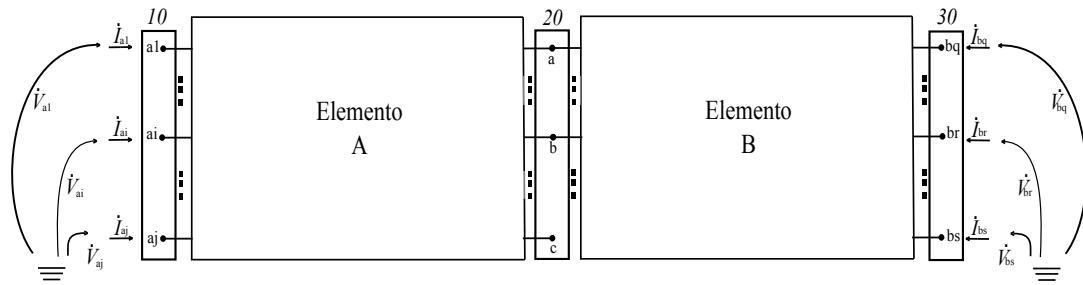


Figura 26: Caso 2 da conexão cascata dos elementos de circuito A e B

Na barra 20, tem-se novas condições de contorno, a primeira obtida a partir da 1º Lei de Kirchhoff observar-se a Equação 49, pois não há corrente injetada e segunda condição é apresentada na Equação 50.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{ak} \\ \vdots \\ \dot{I}_{am} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \dot{I}_{b1} \\ \vdots \\ \dot{I}_{bo} \\ \vdots \\ \dot{I}_{bp} \end{bmatrix} \quad (49)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{ak} \\ \vdots \\ \dot{V}_{am} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{b1} \\ \vdots \\ \dot{V}_{bo} \\ \vdots \\ \dot{V}_{bp} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{20a} \\ \vdots \\ \dot{V}_{20b} \end{bmatrix} \quad (50)$$

Podem-se escrever as equações matriciais que relacionam tensões nodais e correntes injetadas para cada elemento de circuito, conforme Equação 51 e Equação 52.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{a1} \\ \vdots \\ \dot{I}_{ai} \\ \vdots \\ \dot{I}_{aj} \\ \dot{I}_{ak} \\ \vdots \\ \dot{I}_{am} \\ \dot{I}_{(am+1)} \\ \vdots \\ \dot{I}_{an} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [A] & [A'] & [B'] \\ [C'] & [D'] & [E'] \\ [F'] & [G'] & [H'] \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \dot{V}_{a1} \\ \vdots \\ \dot{V}_{ai} \\ \vdots \\ \dot{V}_{aj} \\ \dot{V}_{ak} \\ \vdots \\ \dot{V}_{am} \\ \dot{v}_{(am+1)} \\ \vdots \\ \dot{V}_{an} \end{bmatrix} \quad (51)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{b1} \\ \vdots \\ \dot{I}_{bo} \\ \vdots \\ \dot{I}_{bp} \\ \dot{I}_{bq} \\ \vdots \\ \dot{I}_{br} \\ \vdots \\ \dot{I}_{bs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [E] & [F] \\ [G] & [H] \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \dot{V}_{b1} \\ \vdots \\ \dot{V}_{bo} \\ \vdots \\ \dot{V}_{bp} \\ \dot{V}_{bq} \\ \vdots \\ \dot{V}_{br} \\ \vdots \\ \dot{V}_{bs} \end{bmatrix} \quad (52)$$

Com um pouco de álgebra matricial, pode-se obter a Equação 53 a partir das condições de contorno representadas pelas Equação 49 e Equação 50 nas Equação 51 e Equação 52.

$$\begin{bmatrix}
 \dot{I}_{a1} \\
 \vdots \\
 \dot{I}_{ai} \\
 \vdots \\
 \dot{I}_{aj} \\
 \hline
 0 \\
 \vdots \\
 0 \\
 \hline
 \dot{I}_{(am+1)} \\
 \vdots \\
 \dot{I}_{an} \\
 \hline
 \dot{I}_{bq} \\
 \vdots \\
 \dot{I}_{br} \\
 \vdots \\
 \dot{I}_{bs}
 \end{bmatrix} = \left[\begin{array}{c|c|c|c}
 [A] & [A'] & [B'] & [0] \\
 \hline
 [C'] & [D'] + [E] & [E'] & [F] \\
 \hline
 [F'] & [G'] & [H'] & [0] \\
 \hline
 [0] & [G] & [0] & [H]
 \end{array} \right] * \begin{bmatrix}
 \dot{V}_{a1} \\
 \vdots \\
 \dot{V}_{ai} \\
 \vdots \\
 \dot{V}_{aj} \\
 \hline
 \dot{V}_{20a} \\
 \vdots \\
 \dot{V}_{20b} \\
 \hline
 \dot{V}_{(am+1)} \\
 \vdots \\
 \dot{V}_{an} \\
 \hline
 \dot{V}_{bq} \\
 \vdots \\
 \dot{V}_{br} \\
 \vdots \\
 \dot{V}_{bs}
 \end{bmatrix} \quad (53)$$

Portanto, a matriz de admitâncias nodais para a conexão em cascata de elementos com a mesma quantidade de conectores é representada na Equação 54.

$$[\bar{Y}] \left[\begin{array}{c|c|c|c}
 [A] & [A'] & [B'] & [0] \\
 \hline
 [C'] & [D'] + [E] & [E'] & [F] \\
 \hline
 [F'] & [G'] & [H'] & [0] \\
 \hline
 [0] & [G] & [0] & [H]
 \end{array} \right] \quad (54)$$

3.3.3 Conexão em Ramificação

Para demonstrar a formação da matriz de admitâncias nodais para a conexão em ramificação é utilizado o elemento de circuito A conectado em cascata com o elemento de circuito B e o elemento de circuito C conectado em cascata como é mostrado na Figura 27.

Considerando que o terminal 1 do elemento de circuito A é conectado a barra 10, o terminal 2 do elemento de circuito B é conectado a barra 30, o terminal 2 do elemento de circuito C é conectado a barra 40 e os terminais em conexão são conectados na barra 20. Nota-se que há diversas possibilidades de conexão. Nesse documento é apresentada a dedução na condição em que todos os elementos de circuitos apresentam a mesma quantidade de conectores para a conexão.

Conectam-se os elemento de circuito na barra 20 e, portanto tem-se novas condições de contorno, a primeira a partir da 1º Lei de Kirchhoff observar-se a Equação 55, pois não há corrente injetada e segunda condição é apresentada na Equação 56.

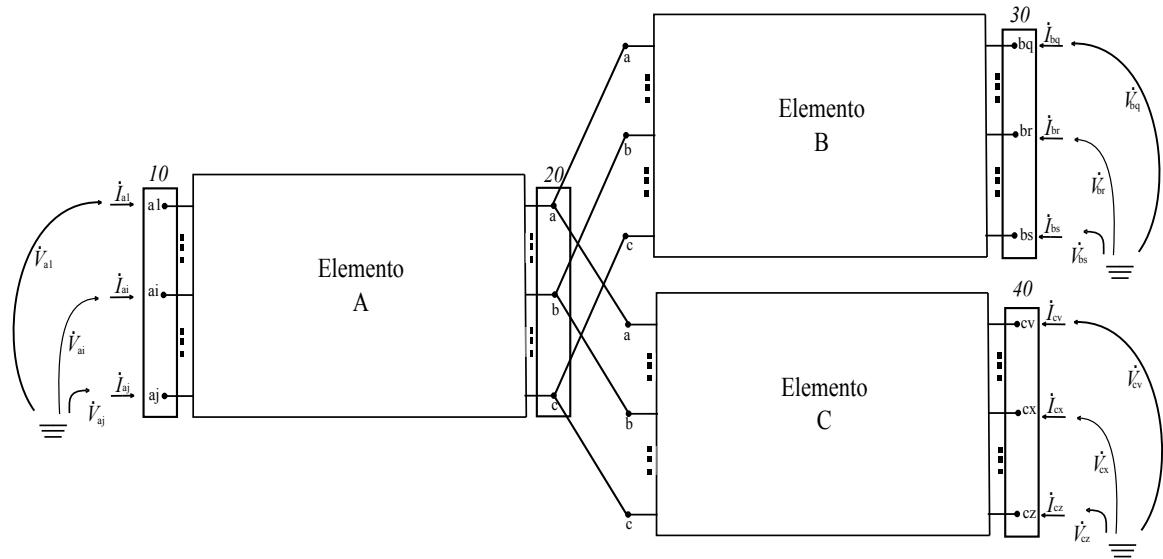


Figura 27: Caso da conexão em ramificação dos elementos de circuito

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{ak} \\ \vdots \\ \dot{I}_{am} \\ \vdots \\ \dot{I}_{an} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \dot{I}_{b1} \\ \vdots \\ \dot{I}_{bo} \\ \vdots \\ \dot{I}_{bp} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \dot{I}_{c1} \\ \vdots \\ \dot{I}_{ct} \\ \vdots \\ \dot{I}_{cu} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (55)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_{ak} \\ \vdots \\ \dot{V}_{am} \\ \vdots \\ \dot{V}_{an} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{b1} \\ \vdots \\ \dot{V}_{bo} \\ \vdots \\ \dot{V}_{bp} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{c1} \\ \vdots \\ \dot{V}_{ct} \\ \vdots \\ \dot{V}_{cu} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{20a} \\ \vdots \\ \dot{V}_{20b} \\ \vdots \\ \dot{V}_{20c} \end{bmatrix} \quad (56)$$

Com um pouco de álgebra matricial, pode-se obter a Equação 57 a partir das condições de contorno representadas pelas Equação 55 e Equação 56.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{a1} \\ \vdots \\ \dot{I}_{ai} \\ \vdots \\ \dot{I}_{aj} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \dot{I}_{bq} \\ \vdots \\ \dot{I}_{br} \\ \vdots \\ \dot{I}_{bs} \\ \dot{I}_{cv} \\ \vdots \\ \dot{I}_{cx} \\ \vdots \\ \dot{I}_{cz} \end{bmatrix} = \left[\begin{array}{c|cc|cc} [A] & [B] & [0] & [0] \\ \hline [C] & [D] + [E] + [I] & [F] & [K] \\ \hline [0] & [G] & [H] & [0] \\ \hline [0] & [0] & [L] & [M] \end{array} \right] * \begin{bmatrix} \dot{V}_{a1} \\ \vdots \\ \dot{V}_{ai} \\ \vdots \\ \dot{V}_{aj} \\ \dot{V}_{20a} \\ \vdots \\ \dot{V}_{20b} \\ \dot{V}_{20c} \\ \dot{V}_{bq} \\ \vdots \\ \dot{V}_{br} \\ \vdots \\ \dot{V}_{bs} \\ \dot{V}_{cv} \\ \vdots \\ \dot{V}_{cx} \\ \vdots \\ \dot{V}_{cz} \end{bmatrix} \quad (57)$$

Portanto, a matriz de admitâncias nodais para a conexão em cascata de elementos com a mesma quantidade de conectores é representada na Equação 58.

$$[\bar{Y}] = \left[\begin{array}{c|cc|cc} [A] & [B] & [0] & [0] \\ \hline [C] & [D] + [E] + [I] & [F] & [K] \\ \hline [0] & [G] & [H] & [0] \\ \hline [0] & [0] & [L] & [M] \end{array} \right] \quad (58)$$

3.3.4 Formação Genérica da $[\bar{Y}]$

Nesse documento é apresentada a uma forma genérica de se formar a matriz de admitâncias nodais do sistema completo. A Figura 28 apresenta a conexão de 3 elementos de circuito para, sem perda de generalidade, aplicação do método genérico.

3.3.4.1 Caracterização da Rede Exemplo

Para a construção da matriz de admitâncias nodais da rede completa é necessário caracterizar a rede, ou seja, possuir a matriz de admitâncias nodais de cada elemento e as informações da conexão de seus terminais com as barras, conforme exemplo a seguir.

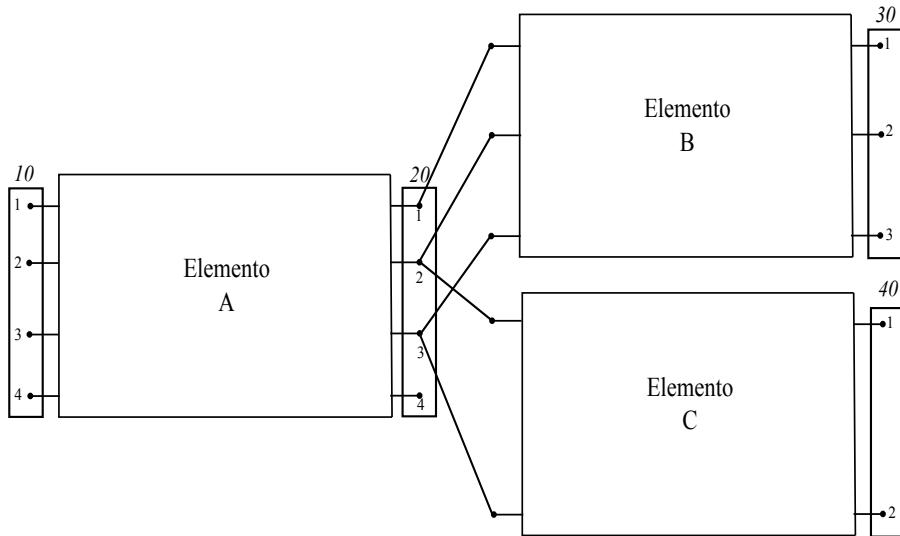


Figura 28: Conexão genérica

□ Elemento de circuito A:

Matriz de admitâncias nodais com dimensão (7×7) , conforme apresentado Tabela 11;

1º Terminal com 4 conectores conectados na Barra 10;

2º Terminal com 3 conectores conectados na Barra 20.

Tabela 11: Matriz \bar{Y} do elemento A

	1ºTerminal				2ºTerminal		
1ºTerminal	Y_{a11}	Y_{a12}	Y_{a13}	Y_{a14}	Y_{a15}	Y_{a16}	Y_{a17}
Y_{a21}	Y_{a22}	Y_{a23}	Y_{a24}		Y_{a25}	Y_{a26}	Y_{a27}
Y_{a31}	Y_{a32}	Y_{a33}	Y_{a34}		Y_{a35}	Y_{a36}	Y_{a37}
Y_{a41}	Y_{a42}	Y_{a43}	Y_{a44}		Y_{a45}	Y_{a46}	Y_{a47}
2ºTerminal	Y_{a51}	Y_{a52}	Y_{a53}	Y_{a54}	Y_{a55}	Y_{a56}	Y_{a57}
Y_{a61}	Y_{a62}	Y_{a63}	Y_{a64}		Y_{a65}	Y_{a66}	Y_{a67}
Y_{a71}	Y_{a72}	Y_{a73}	Y_{a74}		Y_{a75}	Y_{a76}	Y_{a77}

□ Elemento de circuito B:

Matriz de admitâncias nodais com dimensão (6×6) , conforme apresentado Tabela 12;

1º Terminal com 3 conectores conectados na Barra 20;

2º Terminal com 3 conectores conectados na Barra 30.

□ Elemento de circuito C:

Matriz de admitâncias nodais com dimensão (4×4) , conforme apresentado Tabela 13;

1º Terminal com 2 conectores conectados na Barra 20 nos nós B e C;

Tabela 17: Inclusão do elemento A na matriz \bar{Y} do sistema completo

Barra 10				Barra 20			Barra 30			Barra 40	
Y_{a11}	Y_{a21}	Y_{a31}	Y_{a41}	Y_{a51}	Y_{a61}	Y_{a71}	0	0	0	0	0
Y_{a12}	Y_{a22}	Y_{a32}	Y_{a42}	Y_{a52}	Y_{a62}	Y_{a72}	0	0	0	0	0
Y_{a13}	Y_{a23}	Y_{a33}	Y_{a43}	Y_{a53}	Y_{a63}	Y_{a73}	0	0	0	0	0
Y_{a14}	Y_{a24}	Y_{a34}	Y_{a44}	Y_{a54}	Y_{a64}	Y_{a74}	0	0	0	0	0
Y_{a15}	Y_{a25}	Y_{a35}	Y_{a45}	$\bar{Y}_{a55} + Y_{b11}$	$\bar{Y}_{a65} + Y_{b21}$	$\bar{Y}_{a75} + Y_{b31}$	Y_{b41}	Y_{b51}	Y_{b61}	0	0
Y_{a16}	Y_{a26}	Y_{a36}	Y_{a46}	$Y_{a56} + Y_{b12}$	$Y_{a66} + Y_{b22} + Y_{c11}$	$Y_{a76} + Y_{b32} + Y_{c12}$	Y_{b42}	Y_{b52}	Y_{b62}	Y_{c13}	Y_{c14}
Y_{a17}	Y_{a27}	Y_{a37}	Y_{a47}	$Y_{a57} + Y_{b13}$	$Y_{a67} + Y_{b23} + Y_{c21}$	$Y_{a77} + Y_{b33} + Y_{c22}$	Y_{b43}	Y_{b53}	Y_{b63}	Y_{c23}	Y_{c24}
Barra 30	0	0	0	\bar{Y}_{b14}	\bar{Y}_{b24}	\bar{Y}_{b34}	\bar{Y}_{b44}	\bar{Y}_{b54}	\bar{Y}_{b64}	0	0
Barra 30	0	0	0	Y_{b15}	Y_{b25}	Y_{b35}	Y_{b45}	Y_{b55}	Y_{b65}	0	0
Barra 40	0	0	0	Y_{b16}	Y_{b26}	Y_{b36}	Y_{b46}	Y_{b56}	Y_{b66}	0	0
Barra 40	0	0	0	0	\bar{Y}_{c31}	\bar{Y}_{c32}	0	0	0	Y_{c33}	Y_{c34}
Barra 40	0	0	0	0	Y_{c41}	Y_{c42}	0	0	0	Y_{c43}	Y_{c44}

Nesse exemplo é mostrado sem perda de generalidade um método de formação da matriz de admitâncias nodais da rede completa, no qual basta conhecer as matrizes dos elementos e as conexões entre elementos e barras.

CAPÍTULO 4

Fluxo de Potência no OpenDSS

4.1 Introdução

A simulação de sistemas de distribuição de energia elétrica tornou-se, com o advento do computador digital, uma das ferramentas mais utilizadas pelas empresas de energia elétrica para planejamento de expansão e de operação, automação, otimização do sistema, análise de estabilidade, análise de contingências, controle e estimativa em tempo real. Sendo o fluxo de potência uma das principais ferramentas de cálculo.

O cálculo do fluxo de potência em um sistema elétrico consiste na determinação, em regime permanente na frequência fundamental, das tensões nodais, correntes injetadas e potências nos elementos de rede. Determinado o estado da rede, pode-se avaliar as perdas nos elementos de rede e também analisar a necessidade de se tomar alguma medida para satisfazer os critérios técnicos de queda de tensão e de carregamento de transformadores e linhas.

4.1.1 Métodos para a Transmissão de Energia

O cálculo do fluxo de potência para as redes de transmissão de energia elétrica apresentam métodos tradicionais como por exemplo: Gauss-Seidel, Newton Raphson e Desacoplamento Rápido, conforme referência (GRAINGER; STEVENSON, 1994). Esses métodos representam a rede trifásica usando o monofásico equivalente, pois é assumido que a rede é equilibrada na maioria dos casos. Entretanto, para as redes de distribuição esses métodos não são os mais aconselhados, pois as redes de distribuição podem apresentar as seguintes características que dificultam a convergência:

- ❑ Alimentadores malhados;
- ❑ Elevada relação R/X ;
- ❑ Redes desequilibradas;

- Cargas desbalanceadas;
- GD.

4.1.2 Métodos para a Distribuição de Energia

Entre as décadas de 1960 à 1980, conforme a referência (ARRITT; DUGAN, 2011), o estudo das redes de distribuição tradicionais eram realizados aplicando métodos de cálculo de fluxo de potência que se baseavam no cálculo da queda de tensão, utilizavam apenas a sequência positiva e o conhecimento da característica radial da rede, conforme as referências (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005). Porém, com o desenvolvimento dos computadores aliado com o aumento do desequilíbrio das redes, desbalanceamento das cargas e a inclusão de GD, torna-se viável e necessária a formulação trifásicas para os métodos.

Segundo a referência (KERSTING; DUGAN, 2006), os métodos trifásicos que se baseiam no *forward-backward sweep* apresentam vantagens quando comparados com os métodos que utilizam a técnica de desacoplamento de matrizes. Porém, quando se deseja simular grandes circuitos, por exemplo 15000 barras trifásicas, a melhor solução é utilização de métodos que usam técnicas de decomposição da matriz de admitâncias nodais.

O OpenDSS utiliza métodos trifásicos para o cálculo do fluxo de potência, na Seção 4.2 é exemplificado o principal método utilizado pelo *software* que se baseia na utilização da técnica de decomposição da matriz de admitâncias nodais.

4.2 Algoritmo no OpenDSS

O *software* OpenDSS apresenta dois algoritmos para o cálculo do fluxo de potência. O primeiro, o método padrão, tem a vantagem de ser mais rápido computacionalmente, porém apresenta a desvantagem de ser menos robusto do que o segundo método, o método de Newton, esse último não deve ser confundido com o método de Newton-Raphson. A Subseção 4.2.1 apresenta o conceito de como o *software* OpenDSS realiza o cálculo do fluxo de potência utilizando o seu método padrão e Subseção 4.2.2 apresenta realmente o procedimento realizado pelo OpenDSS com o auxílio do *KLUsolve*, esse ultimo, com a finalidade de decompor a matriz de admitâncias nodais e realizar a sua inversão.

4.2.1 Conceito do Método Padrão

O processo realizado pelo *software* OpenDSS se baseia fundamentalmente na utilização da inversa da matriz de admitâncias nodais da rede completa , como apresentado na Equação 59. Além disso, as tensões nas barras são tratadas como incógnitas e as correntes em função dessas tensões, ou seja, as fontes lineares de tensão são representadas pelo

seu Norton equivalente e as cargas e geradores não lineares são representados por uma impedância mais um fonte de corrente de compensação. A Subsubseção 4.2.1.1 apresenta o conceito da corrente de compensação.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \vdots \\ \dot{V}_j \\ \vdots \\ \dot{V}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \dots & \bar{Y}_{1j} & \dots & \bar{Y}_{1N} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{j1} & \dots & \bar{Y}_{jj} & \dots & \bar{Y}_{jN} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{N1} & \dots & \bar{Y}_{Nj} & \dots & \bar{Y}_{NN} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \vdots \\ \dot{I}_j \\ \vdots \\ \dot{I}_N \end{bmatrix} \quad (59)$$

4.2.1.1 Corrente de Compensação

A corrente de compensação é a corrente calculada nas barras que apresentam cargas e/ou geradores cujos modelos são não lineares. O OpenDSS calcula a matriz de admitâncias nodais da carga e/ou gerador na condição de tensão nominal e a inclui na matriz de admitâncias nodais da rede completa, essa matriz de admitâncias nodais calculada na tensão nominal representa a parcela linear do elemento. Esse processo é ilustrado na Figura 29.

Pode-se observar na Figura 29 que o sistema inicialmente é representado utilizando apenas os elementos de transmissão de energia, ou seja, a \bar{Y} é construída utilizando apenas as matrizes de admitâncias nodais desses elementos. O próximo passo realizado é a construção da \bar{Y}' , incluindo na \bar{Y} , as matrizes de admitâncias nodais dos elementos de conversão de energia, calculados na tensão nominal. Por fim, é acrescentado as correntes de compensação, $\dot{I}_{compensação}$, nas barras nas quais tem-se conectados elementos não lineares. Já no caso do elemento *Circuito*, a corrente é a própria corrente injetada, $\dot{I} = \bar{Y}_g \cdot \dot{V}$.¹

Considerando, por exemplo, que a carga da Figura 29 é uma carga trifásica equilibrada conectada em triângulo modelada pelo modelo de potência contante, a corrente de compensação é calculada a cada iteração, ou seja, a cada novos valores das tensões na barra, conforme apresentado na Equação 60.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{ca} \\ \dot{I}_{cb} \\ \dot{I}_{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}_{ia} \\ \dot{I}_{ib} \\ \dot{I}_{ic} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \bar{Y}_a & \bar{Y}_b & \bar{Y}_b \\ \bar{Y}_b & \bar{Y}_a & \bar{Y}_b \\ \bar{Y}_b & \bar{Y}_b & \bar{Y}_a \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_a \\ \dot{V}_b \\ \dot{V}_c \end{bmatrix} \quad (60)$$

Onde:

$$\begin{bmatrix} \bar{Y}_a \\ \bar{Y}_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2\bar{Y} \\ -\bar{Y} \end{bmatrix} \quad (61)$$

¹Essas etapas são apenas para ilustrar o procedimento, entretanto o processo realizado pelo OpenDSS é apresentado na Subseção 4.2.2.

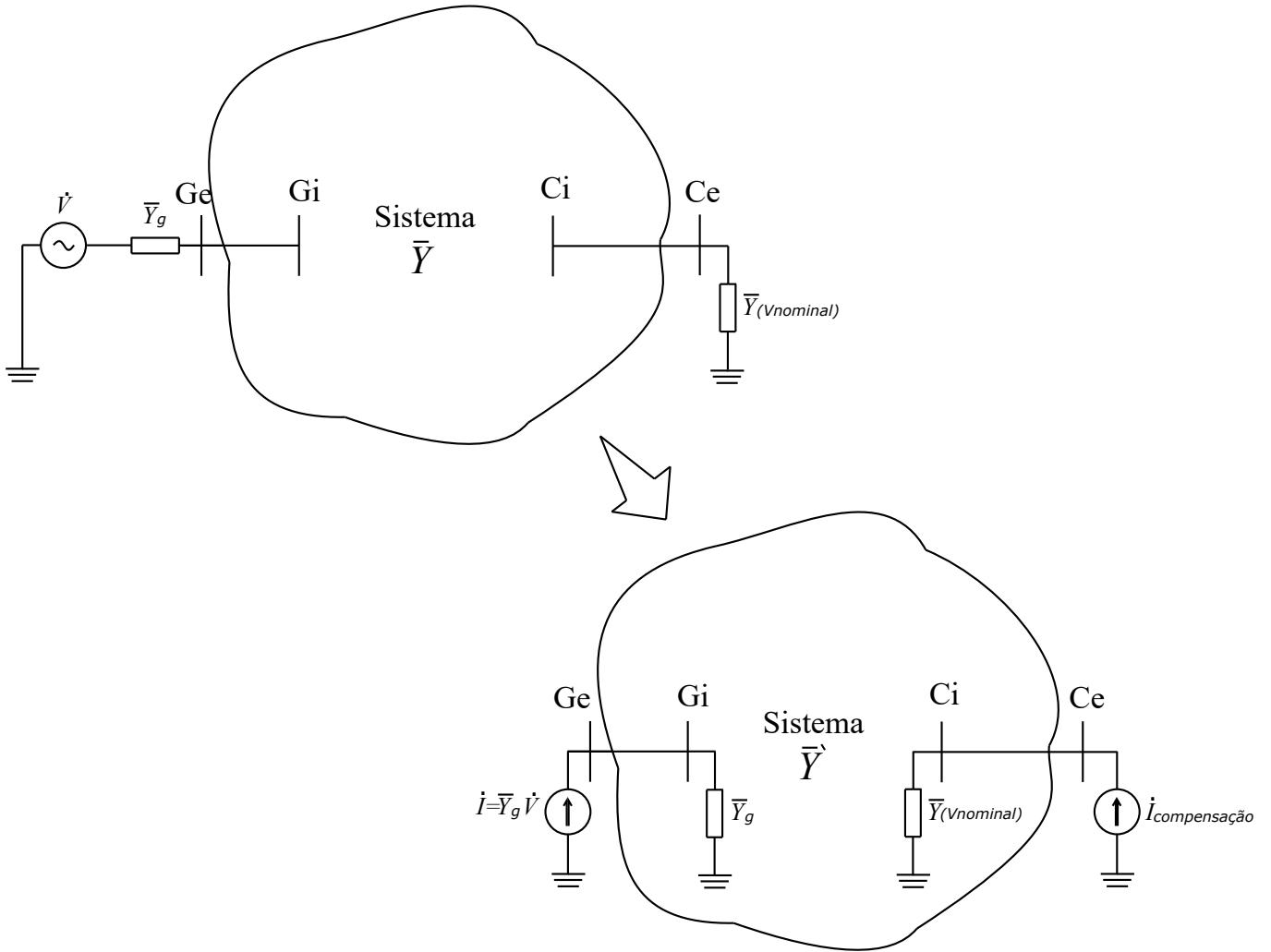


Figura 29: Representação do sistema antes e depois do condicionamento para a resolução do fluxo de potência

O primeiro termo do segundo membro da Equação 60, é a corrente injetada e essa corrente é calculada utilizando o modelo atribuído para carga e/ou gerador, para esse caso, a carga é modelada pelo modelo de potência constante, ou seja, \bar{S} constante. Portanto, a corrente injetada é calculada, a cada iteração, de acordo com a Equação 62.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_{i_a} \\ \dot{I}_{i_b} \\ \dot{I}_{i_c} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\bar{S}^*}{3\dot{V}_a^*} \\ \frac{\bar{S}^*}{3\dot{V}_b^*} \\ \frac{\bar{S}^*}{3\dot{V}_c^*} \end{bmatrix} \quad (62)$$

4.2.2 Procedimento Realizado pelo OpenDSS e *KLUsolve*

Na realidade, o OpenDSS constrói apenas as matrizes de admitâncias nodais de cada elemento. A construção e a inversão da matriz de admitância nodais do sistema completo e

o cálculo das tensões nodais nas barras da próxima iteração são realizados pelo *KLUsolve*. A base matemática do *KLUsolve* é apresentada na referência (DAVIS; NATARAJAN, 2009) e a comparação das velocidades de soluções de circuitos elétricos utilizando diferentes métodos, entre eles o *KLUsolve*, é exibida na referência (DAVIS; NATARAJAN, 2010).

Portanto, o OpenDSS deve entregar as matrizes de admitâncias nodais de cada elemento, o mapeamento da conexão dos elementos, as correntes injetadas e as correntes de compensação para o *KLUsolve*, que retorna para o OpenDSS as tensões nodais da próxima iteração, as quais são utilizadas para calcular as novas correntes injetadas e as correntes de compensação.

4.2.2.1 Passos do Algoritmo

1. Calculam-se valores próximos da solução para as tensões nodais;
2. Calculam-se as correntes injetadas e as correntes de compensação;
3. O *KLUsolve* calcula as tensões nodais da próxima iteração;
4. Repetem-se os itens 2 e 3 até a convergência de 0,0001 pu nas tensões nodais.

Os passos realizados pelo método é exemplificado detalhadamente a seguir:

- Passo 1

Para assegurar maiores chances de convergência, calculam-se as tensões nodais para o circuito em vazio, ou seja, não é considerado nenhuma carga e nenhum gerador, apenas o elemento *Circuit*. Portanto, o OpenDSS fornece ao *KLUsolve* todas as matrizes de admitâncias dos elementos e do elemento *Circuit* com a sua corrente injetada. Por fim, o *KLUsolve* resolve a Equação 63 e fornece para o OpenDSS as tensões nodais que são utilizadas na primeira iteração.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_1^{(1)} \\ \vdots \\ \dot{V}_j^{(1)} \\ \vdots \\ \dot{V}_N^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \dots & \bar{Y}_{1j} & \dots & \bar{Y}_{1N} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{j1} & \dots & \bar{Y}_{jj} & \dots & \bar{Y}_{jN} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{N1} & \dots & \bar{Y}_{Nj} & \dots & \bar{Y}_{NN} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_1^{(0)} \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (63)$$

Onde:

$$\dot{I}_1^{(0)} = \bar{Y}_{Circuit} \cdot \dot{V}_{nominal}$$

- Passo 2

Com as tensões da enésima iteração, são calculadas as correntes injetadas e as correntes de compensação. De acordo com o modelo não linear das cargas e geradores, pode-se escrever de forma genérica a Equação 64.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1^{(n)} \\ \vdots \\ \dot{I}_j^{(n)} \\ \vdots \\ \dot{I}_N^{(n)} \end{bmatrix} = f\left(\begin{bmatrix} \dot{V}_1^{(n)} \\ \vdots \\ \dot{V}_j^{(n)} \\ \vdots \\ \dot{V}_N^{(n)} \end{bmatrix}\right) \quad (64)$$

- Passo 3

O OpenDSS entrega para o *KLUsolve* as matrizes de admitâncias nodais de todos os elementos, as correntes injetadas e as correntes de compensação. O *KLUsolve* resolve a Equação 59 e devolve para o OpenDSS as tensões nodais das barras, a Equação 65 apresenta a forma genérica para qualquer iteração.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_1^{(n+1)} \\ \vdots \\ \dot{V}_j^{(n+1)} \\ \vdots \\ \dot{V}_N^{(n+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \dots & \bar{Y}_{1j} & \dots & \bar{Y}_{1N} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{j1} & \dots & \bar{Y}_{jj} & \dots & \bar{Y}_{jN} \\ \vdots & \dots & \vdots & \dots & \vdots \\ \bar{Y}_{N1} & \dots & \bar{Y}_{Nj} & \dots & \bar{Y}_{NN} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_1^{(n)} \\ \vdots \\ \dot{I}_j^{(n)} \\ \vdots \\ \dot{I}_N^{(n)} \end{bmatrix} \quad (65)$$

- Passo 4

Os passos 2 e 3 são realizados até satisfazer a Equação 66.

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_1^{(n+1)} \\ \vdots \\ \dot{V}_j^{(n+1)} \\ \vdots \\ \dot{V}_N^{(n+1)} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{V}_1^{(n)} \\ \vdots \\ \dot{V}_j^{(n)} \\ \vdots \\ \dot{V}_N^{(n)} \end{bmatrix} < 0,0001pu \quad (66)$$

4.3 Pontos Positivos e Negativos do OpenDSS

Nesse item são apresentados os principais pontos positivos e negativos do *software* OpenDSS.

4.3.1 Pontos Positivos

- Velocidade e eficiência computacional:

O objetivo proposto na concepção do OpenDSS era apresentar velocidade e eficiência computacional. De fato, esse objetivo foi alcançado, pois a cada iteração do cálculo do fluxo de potência a matriz de admitâncias nodais não se altera, facilitando assim as simulações consecutivas, conforme a referência (KOCAR et al., 2013). A matriz de admitâncias nodais é modificada apenas quando capacitores e/ou indutores *shunt* são chaveados e,

além disso, quando os *taps* dos transformadores são alterados de uma simulação para outra, ou seja, a matriz de admitâncias nodais do sistema completo deve ser modificada quando uma matriz de admitâncias nodais de um dos elementos de transmissão de energia se modifica, pois para os elementos de conversão de energia, as correntes de compensação resolvem o problema.

- Convergência utilizando qualquer configuração possível para os transformadores:

O OpenDSS é capaz de realizar simulações utilizando os mais diversos tipos de conexões para os transformadores, isso é alcançado devido a forma genérica de como esse elemento é modelado. Por exemplo, a referência (DUGAN; SANTOSO, 2005) apresenta a simulação realizada no OpenDSS utilizando um transformador conectado em estrela aberta delta aberto e a referência (DUGAN, 2004) a simulação utilizando um transformador conectado em estrela delta com *Tap* central.

- Acomodação de qualquer modelo de carga:

Muitos *softwares* são capazes de calcular o fluxo de potência para poucos modelos de cargas, pois há na forma de se calcular o fluxo de potência poucas possibilidades de se definir o tipo de barra, por exemplo barra PV, PQ e *swing*. Diferentemente, o OpenDSS é capaz de simular qualquer modelo de carga, porque utiliza as fontes de correntes de compensação para representar as não linearidades dos modelos.

- Automatizar o *software*:

O usuário pode utilizar programas como *Python*, MATLAB e VBA para controle do OpenDSS e, além disso, podem-se criar algoritmos nesses programas, com o objetivo de automatizar as simulações desejadas.

- Código livre:

O *software* OpenDSS apresenta a licença de código aberto a fim de contribuir para o desenvolvimento da área de *Smart Grids*, isto é, qualquer usuário tem acesso ao seu código fonte. Esse foi um dos motivos pelo qual a ANEEL adotou o OpenDSS para a realização do cálculo das perdas técnicas.

- Personalizar o *software*:

Uma característica versátil do OpenDSS é permitir que desenvolvedores de *software*, visando customizar o programa para solucionar um problema muito específico, criem suas próprias *Dynamic-link Library* (DLL).

4.3.2 Pontos Negativos

- Não realiza estudos de transitórios em sistemas elétricas:

O OpenDSS não realiza análises transitórias, pois o *software* opera apenas com grandezas fosoriais.

- Interface gráfica:

Pode ser considerando um ponto negativo a não existência de uma interface gráfica.

- Difícil aprendizado:

O uso do *software* requer que o usuário tenha um alto nível de conhecimento sobre sistemas de potência, outro fator que dificulta o aprendizado, é a necessidade de se conhecer as linhas de comandos e não apenas em clicar em botões.

CAPÍTULO 5

Estudo de caso de Rede de Distribuição no OpenDSS

O presente capítulo apresenta a implementação, no *software* OpenDSS, de uma rede teste do IEEE com o propósito de realizar o fluxo de potência para um condição de carregamento específico e, também, para um carregamento diário.

5.1 Redes Teste do IEEE

Conforme a referência (KERSTING, 1991), o IEEE apresenta quatro redes radiais para teste, dentre as quais três apresentam configuração a quatro fios e uma com configuração a três fios. Na referência (KERSTING, 2001), o IEEE apresenta além dos alimentadores da edição de 1991, outros três alimentadores.

O propósito dessas publicações é fornecer redes aos desenvolvedores de *software* para se realizar possíveis testes com intenção de validar suas ferramentas. Nesse documento, os testes e a validação dos resultados para a condição de carregamento específico serão realizados com o auxílio da rede teste IEEE 13 barras.

5.1.1 Rede Teste IEEE 13 Barras

A rede teste IEEE 13 barras é escolhida para ser modelada e simulada no *software* OpenDSS, pois apesar do número pequeno de barras, essa rede é configurada de tal forma que fornece um teste válido para as principais análises realizadas em sistemas de distribuição. Essa rede apresenta linhas trifásicas aéreas e subterrâneas desbalanceadas, ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos, dois transformadores trifásicos de distribuição, cargas localizadas e uma distribuída, dois bancos de capacitores *shunt* e um regulador conectado em estrela. O diagrama unifilar dessa rede é mostrado na Figura 30.

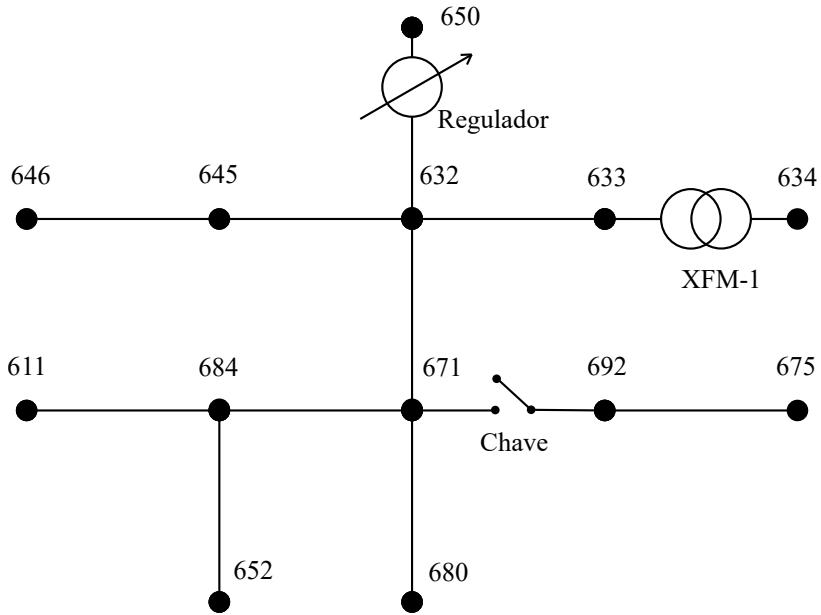


Figura 30: Diagrama unifilar da rede teste IEEE 13 barras

5.1.1.1 Caracterização dos Arranjos e Linhas

A rede teste IEEE 13 barras conta com linhas aéreas e subterrâneas. A Tabela 18 e a Tabela 19 apresentam as configurações dos arranjos para as linhas aéreas e subterrâneas respectivamente.

Tabela 18: Arranjos da linhas aéreas da rede teste IEEE 13 barras

Arranjo Código	Sequência de fase	Condutor da fase	Condutor do neutro	Poste ID
		ACSR	ACSR	
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
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

Tabela 19: Arranjos da linhas subterrâneas da rede teste IEEE 13 barras

Arranjo Código	Sequência de Fase	Condutor da Fase	Condutor do Neutro	Configuração ID
606	A B C N	250,000 AA, CN	None	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Os ID dos postes de distribuição são apresentados na Figura 31 e o ID da configuração das linhas subterrâneas na Figura 32.

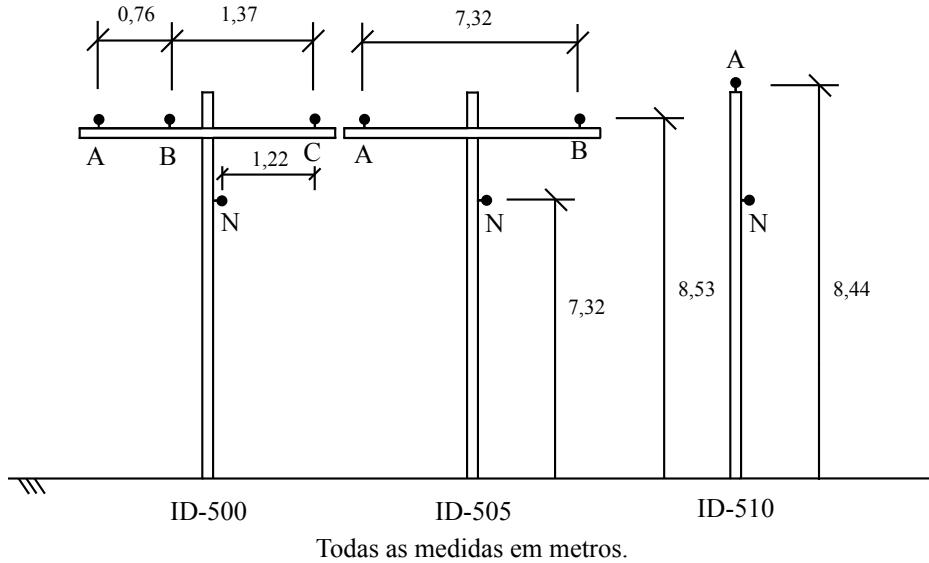


Figura 31: Postes de distribuição utilizados na rede teste IEEE 13 barras

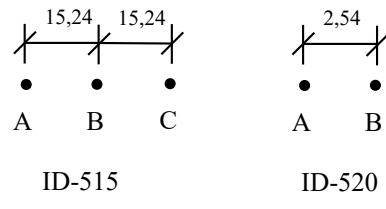


Figura 32: Configuração das linhas subterrâneas da rede teste IEEE 13 barras

Com as características dos arranjos e as informações dos postes e das configurações das linhas subterrâneas, pode-se calcular as matrizes de impedâncias e a matriz de capacitâncias *shunt* para cada arranjo, conforme (GRAINGER; STEVENSON, 1994) e (KERSTING, 2012). O condutor neutro não é apresentado nos arranjos devido a redução de Kron. A seguir têm-se as matrizes de impedâncias e de capacitâncias de cada arranjo.

- Arranjo 601.

$$\begin{aligned} [\bar{Z}_{601}] &= \begin{bmatrix} 0,2153 + j0,6325 & 0,0969 + j0,3117 & 0,0982 + j0,2632 \\ 0,0969 + j0,3117 & 0,2097 + j0,6511 & 0,0954 + j0,2392 \\ 0,0982 + j0,2632 & 0,0954 + j0,2392 & 0,2121 + j0,6430 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{km} \\ [C_{601}] &= \begin{bmatrix} 10,3833 & -3,2894 & -2,0759 \\ -3,2894 & 9,8228 & -1,2225 \\ -2,0759 & -1,2225 & 9,2936 \end{bmatrix} \frac{nF}{km} \end{aligned}$$

- Arranjo 602.

$$[\bar{Z}_{602}] = \begin{bmatrix} 0,4676 + j0,7341 & 0,0982 + j0,2632 & 0,0969 + j0,3117 \\ 0,0982 + j0,2632 & 0,4645 + j0,7446 & 0,0954 + j0,2392 \\ 0,0969 + j0,3117 & 0,0954 + j0,2392 & 0,4621 + j0,7526 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{km}$$

$$[C_{602}] = \begin{bmatrix} 9,3931 & -1,7828 & -2,7862 \\ -1,7828 & 8,5369 & -1,0859 \\ -2,7862 & -1,0859 & 8,9508 \end{bmatrix} \frac{nF}{km}$$

- Arranjo 603.

$$\begin{aligned} [\bar{Z}_{603}] &= \begin{bmatrix} 0,8261 + j0,8370 & 0,1284 + j0,2853 \\ 0,1284 + j0,2853 & 0,8226 + j0,8431 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{km} \\ [C_{603}] &= \begin{bmatrix} 7,7626 & -1,4833 \\ -1,4833 & 7,6902 \end{bmatrix} \frac{nF}{km} \end{aligned}$$

- Arranjo 604.

$$\begin{aligned} [\bar{Z}_{604}] &= \begin{bmatrix} 0,8226 + j0,8431 & 0,1284 + j0,2853 \\ 0,1284 + j0,2853 & 0,8261 + j0,8370 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{km} \\ [C_{604}] &= \begin{bmatrix} 7,6902 & -1,4833 \\ -1,4833 & 7,7626 \end{bmatrix} \frac{nF}{km} \end{aligned}$$

- Arranjo 605.

$$\begin{aligned} [\bar{Z}_{605}] &= \begin{bmatrix} 0,8259 + j0,8373 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{km} \\ [C_{605}] &= \begin{bmatrix} 7,4488 \end{bmatrix} \frac{nF}{km} \end{aligned}$$

- Arranjo 606.

$$\begin{aligned} [\bar{Z}_{606}] &= \begin{bmatrix} 0,4960 + j0,2773 & 0,1883 + j0,0204 & 0,1770 - j0,0089 \\ 0,1883 + j0,0204 & 0,4903 + j0,2511 & 0,1983 + j0,0204 \\ 0,1770 - j0,0089 & 0,1983 + j0,0204 & 0,4898 + j0,2773 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{km} \\ [C_{606}] &= \begin{bmatrix} 159,6994 & 0 & 0 \\ 0 & 159,6994 & 0 \\ 0 & 0 & 159,6994 \end{bmatrix} \frac{nF}{km} \end{aligned}$$

- Arranjo 607.

$$\begin{aligned} [\bar{Z}_{607}] &= \begin{bmatrix} 0,8242 + j0,3184 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{km} \\ [C_{607}] &= \begin{bmatrix} 146,6753 \end{bmatrix} \frac{nF}{km} \end{aligned}$$

As características das linhas da rede teste IEEE 13 barras são apresentadas na Tabela 20.

5.1.1.2 Caracterização dos Transformadores

A rede teste IEEE 13 barras conta com dois transformadores trifásicos. A Tabela 21 apresenta as características dos transformadores.

Tabela 20: Características das linhas da rede teste IEEE 13 barras

Barra A	Barra B	Comprimento km	Arranjo
632	645	0,1524	603
632	633	0,1524	602
645	646	0,0914	603
650	632	0,6096	601
684	652	0,2438	607
632	671	0,6096	601
671	684	0,0914	604
671	680	0,3048	601
684	611	0,0914	605
692	675	0,1524	606

Tabela 21: Transformadores da rede teste IEEE 13 barras

Transformador	KVA	KV primário	KV secundário	r(%)	x(%)
Subestação	5000	115 Delta	4,16 Estrela Aterrada	1	8
XFM - 1	500	4,16 Estrela Aterrada	0,48 Estrela Aterrada	1,1	2

5.1.1.3 Caracterização dos Capacitores

A rede teste IEEE 13 barras conta com um banco de capacitores trifásico e um capacitor monofásico. A Tabela 22 apresenta as características dos capacitores.

Tabela 22: Capacitores da rede teste IEEE 13 barras

Barra	Fase A	Fase B	Fase C
675	200	200	200
611	None	None	100

5.1.1.4 Caracterização do Regulador

A rede teste IEEE 13 barras conta com um regulador trifásico ligado em estrela aterrada. A Tabela 23 apresenta a característica do regulador.

5.1.1.5 Caracterização das Cargas Concentradas

A rede teste IEEE 13 barras conta com cargas concentradas trifásicas e monofásicas. A Tabela 24 apresenta as características das cargas concentradas.

cargas tipicamente residenciais e outra para cargas tipicamente industriais, como pode-se observar Figura 33.

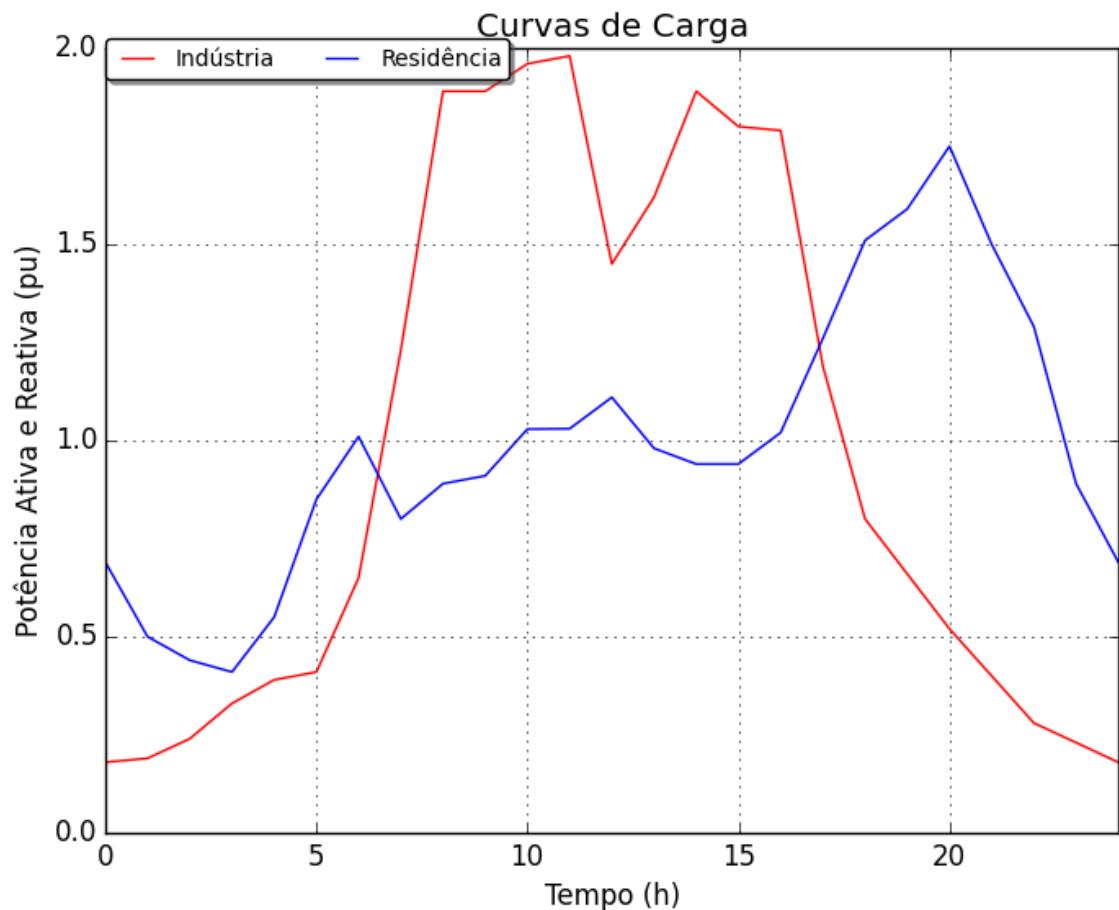


Figura 33: Curvas de carga

Na Tabela 30 é apresentada a associação de cada carga a sua respectiva curva de carga.

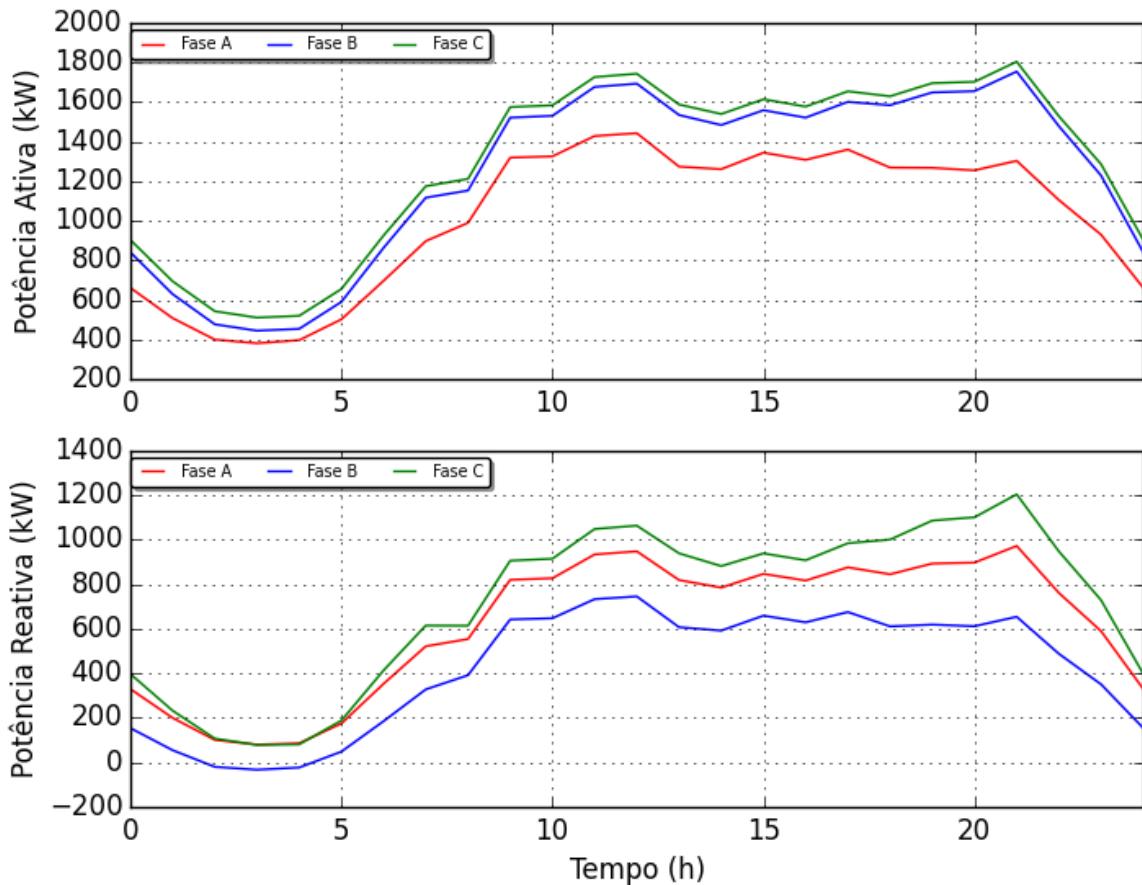
Tabela 30: Cargas e suas respectivas curvas de carga

Carga	Curva de Carga
634	Residencial
645	Residencial
646	Residencial
652	Residencial
671	Industrial
675	Residencial
692	Residencial
611	Residencial

5.2.1 Grandezas elétricas da subestação

O *script* que define o circuito é apresentado na Seção A.3. Nessa simulação, apenas a subestação fornece energia para as cargas, ou seja, não há GD conectada na rede.

A potência elétrica fornecida pela subestação é apresentada na Figura 34.



Por se tratar de um circuito desequilibrado, como esperado, a potência em cada fase apresenta valores distintos. Isso mostra que a modelagem do circuito utilizando apenas a sequência positiva seria muito simplificadora. Além disso, é importante notar que, quando se pretende conhecer, por exemplo, a energia diária fornecida pela subestação e a energia de perda diária relacionada com as perdas técnicas da rede em análise, esse modo possui grande utilidade.

5.2.2 Tensões elétricas no ponto de conexão

No cenário sem a inclusão de GD é importante conhecer as tensões no ponto onde será conectado a GD. Portanto, a Figura 35 apresenta as tensões elétricas na barra 680.

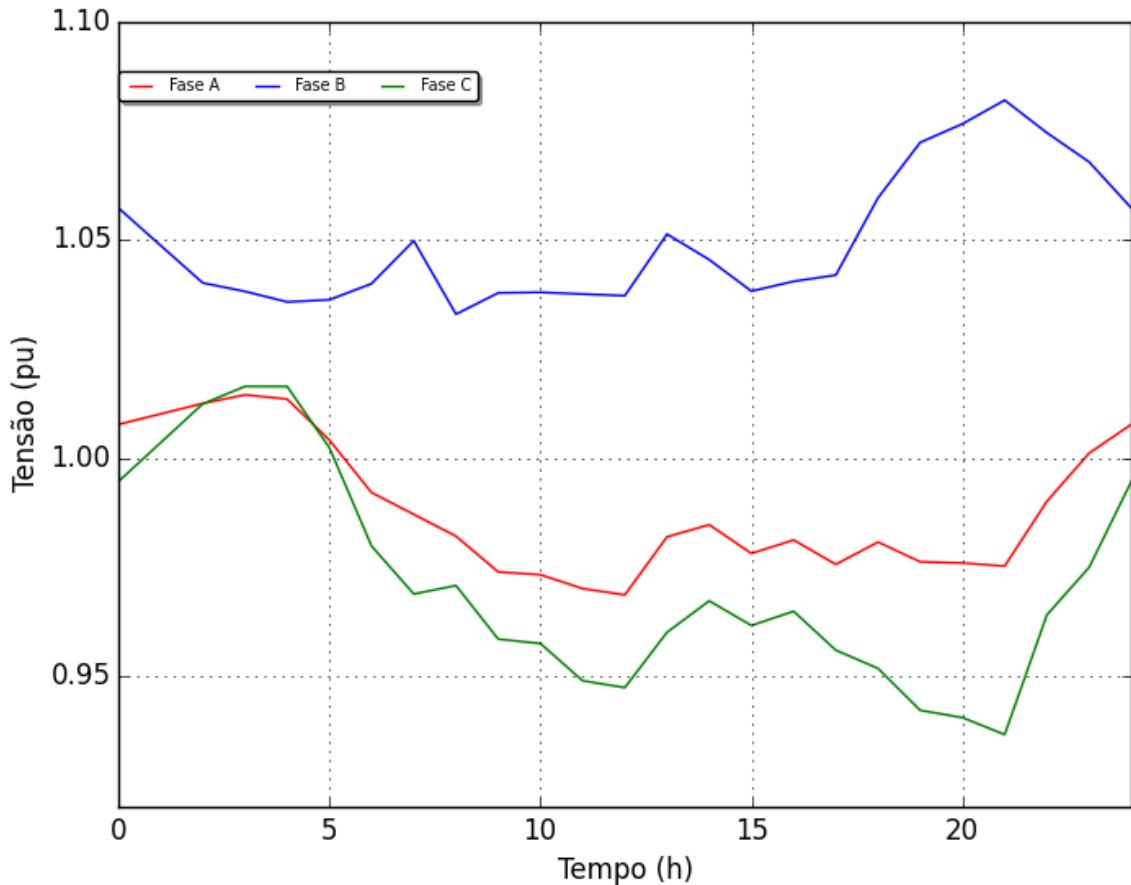


Figura 35: Tensões elétricas na barra 680 antes da conexão das GD

Essas tensões são utilizadas para comparar com os casos nos quais é conectado GD. Vale notar que as GD são conectadas em uma barra com tensões desequilibradas.

5.2.3 Perfil da tensão

Para satisfazer o critério de nível de tensão do alimentador é importante prever o perfil da tensão para qualquer momento do dia e, dessa forma, caso existam momentos nos quais esse critério não é satisfeito, é possível tomar medidas para a melhora do perfil. As possíveis medidas que são tomadas na análise de operação são o controle de bancos de capacitores, mudança do *Tap* de reguladores e/ou mudança do *Tap* do LTC. Para o planejamento, pode-se acrescentar a inclusão de GD em pontos específicos com o objetivo de controlar a potência reativa.

Como exemplo, é apresentado na Figura 36 o perfil da tensão para o momento de máxima demanda, ou seja, às 21:00 horas.

Pode-se notar que no perfil apresentado na Figura 36, o critério de nível de tensão não é respeitado e que as tensões são desequilibradas em todo o alimentador. A tensão

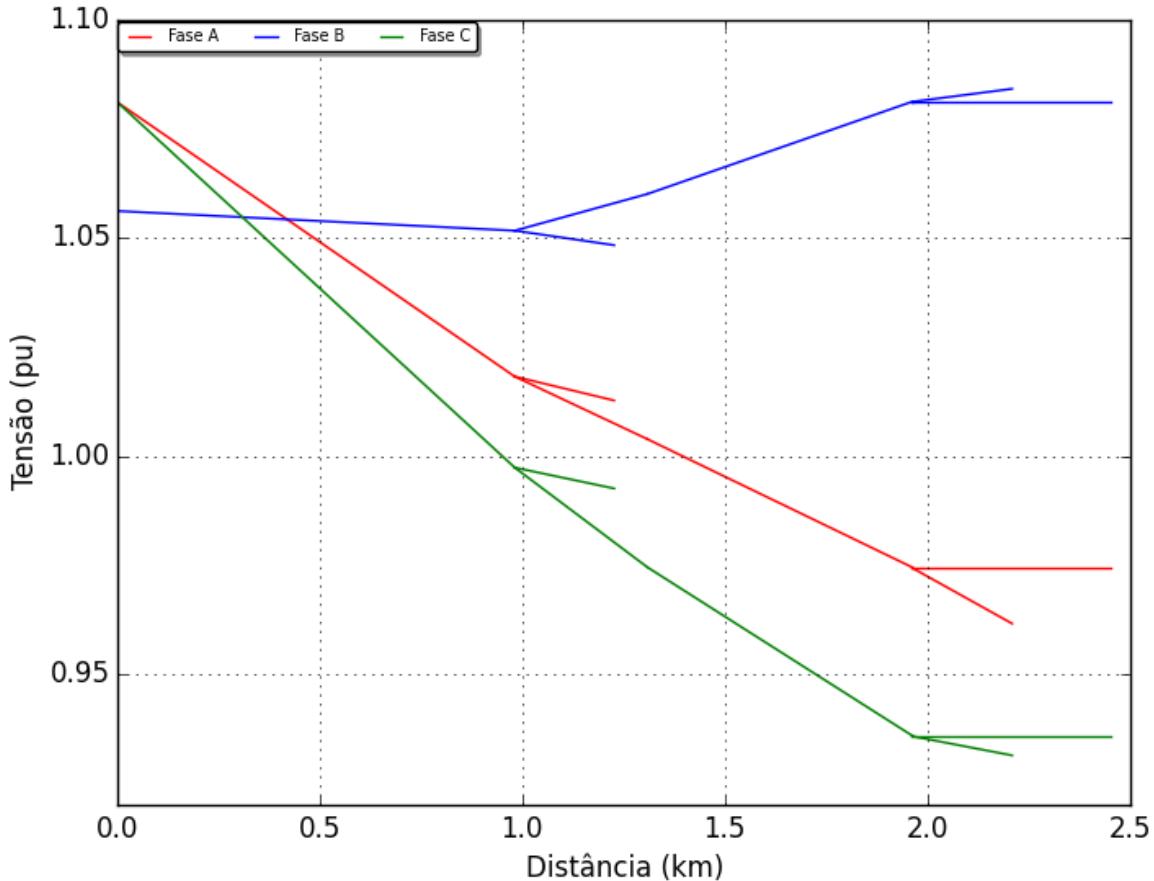


Figura 36: Perfil da Tensão no momento de máxima demanda

da *Fase B* aumenta a partir de um certo ponto, devido ao baixo carregamento nessa fase e a modelagem da linha utilizando o modelo π . Observando a Subsubseção 5.1.1.7, percebe-se que para a condição padrão a tensão da *Fase B* no fim da linha é maior que no meio da linha, confirmando o resultado presente.

5.3 Conexão de GD

O Capítulo 6 apresenta a conexão de GD. Porém, vale salientar que o seu objetivo é ilustrar as principais funcionalidades do *software* OpenDSS e apresentar análises dos resultados. Portanto, não é escopo condicionar o circuito para a operação, ou seja, respeitar o critério de nível de tensão utilizando medidas como, por exemplo, controle de bancos de capacitores ou reguladores. A barra 650 é escolhida para conectar a GD, pois é a barra trifásica mais distante da subestação.

Porém, o Capítulo 7 apresenta um estudo utilizando uma rede real. Esse estudo é realizado para uma distribuidora americana de energia elétrica e, portanto é levado em

consideração o critério de tensão e os impactos no alimentador após a inclusão de GD.

CAPÍTULO 6

Modelagem dos Equipamentos de Geração Distribuída Conectados na Rede Elétrica

A conexão de GD na rede de distribuição é uma realidade, conforme apresentado no Capítulo 7, e tende a se expandir com a finalidade de beneficiar a redução das perdas técnicas, dos impactos ambientais, aumento da eficiência energética, maior controle do suporte de reativos e, caso haja geração eólica, a diminuição da potência fornecida pela subestação no horário de ponta, melhorando o nível de tensão da rede. Entretanto, a adoção de GD pode apresentar problemas relacionados com o aumento das tensões da rede nos horários de baixa demanda. Por fim, a presença dessas fontes intermitentes cria diferentes cenários de geração e consumo como, por exemplo, baixa geração da GD e alta demanda e vice-versa.

A intermitência das GD impossibilita o planejamento utilizando o método que considera apenas o horário de ponta, ou seja, realizar o fluxo de potência para o instante de máxima demanda. Portanto, nesse novo cenário é necessário realizar os estudos de conexão e seus impactos na rede utilizando métodos que considerem um período de análise.

Dessa forma, para se realizar estudos utilizando simulações temporais, necessita-se de modelos matemáticos que descrevam os novos equipamentos. O *software* OpenDSS apresenta modelos para os principais equipamentos de GD que podem ser conectadas na rede de distribuição.

6.1 Modelo do Sistema Fotovoltaico

A Figura 37 mostra um diagrama esquemático do modelo do sistema fotovoltaico implementado no *software* OpenDSS. A presente versão do modelo combina o gerador fotovoltaico e o inversor para realizar simulações com intervalo de tempo maior ou igual a 1 segundo. Com isso, pode-se assumir que o inversor é capaz de encontrar o ponto de

máxima potência (MP) do painel rapidamente, simplificando a modelagem dos componentes individuais, painel fotovoltaico e inversor. Essa abordagem deve ser adequada para a maioria dos estudos relacionados a interconexão com a rede de distribuição.

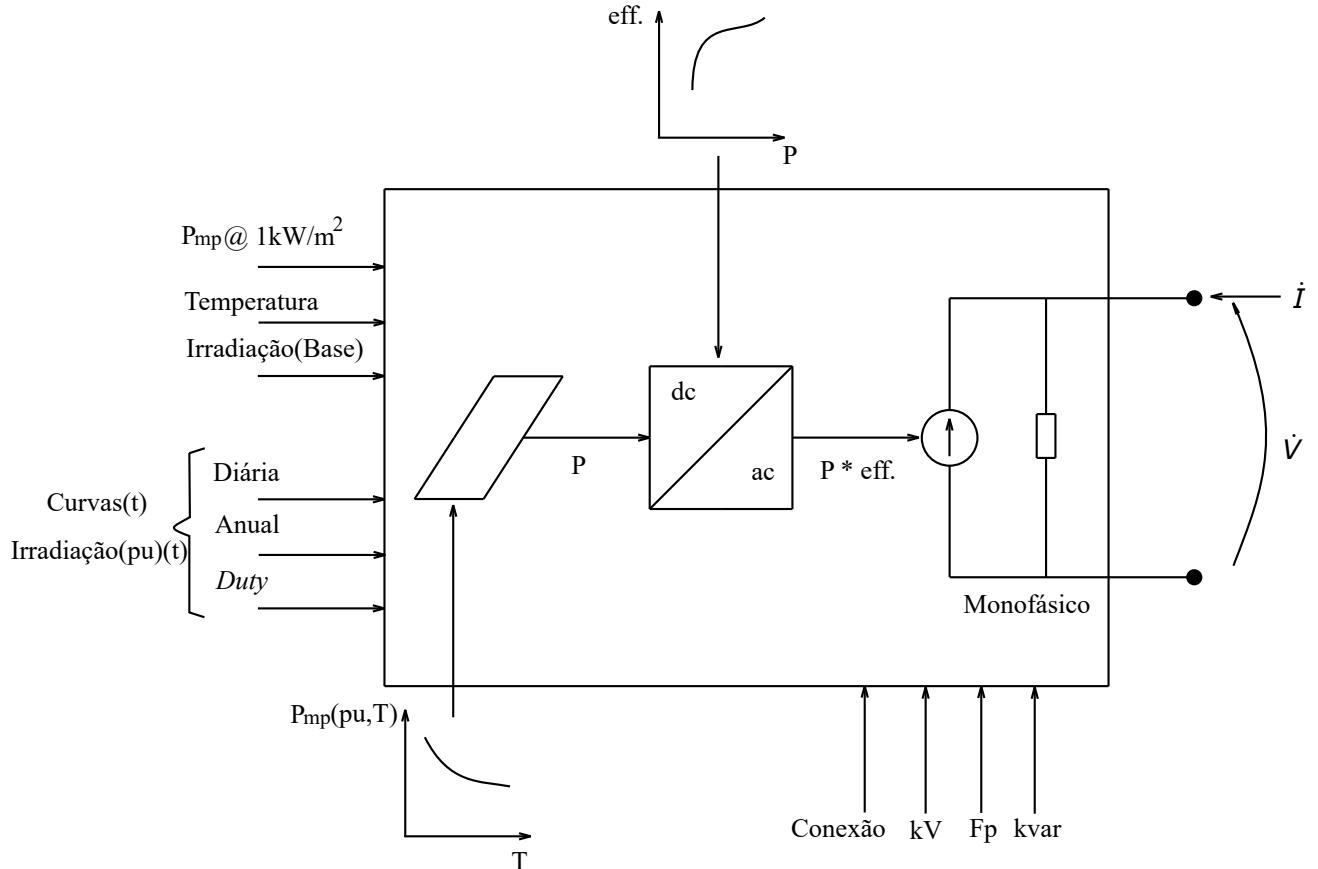


Figura 37: Diagrama de blocos do modelo do sistema fotovoltaico

O sistema fotovoltaico é um elemento de conversão de energia, conforme Subseção 2.3.4. Basicamente, o seu modelo apresenta uma potência ativa injetada no ponto de interconexão, $P_{saída}$, que é função da irradiação, temperatura, eficiência do conversor, tensão da rede e da Potência nominal do painel no ponto de máxima potência (P_{mp}). A P_{mp} é definida a uma temperatura selecionada, normalmente igual a $25^\circ C$, e uma irradiação de $1,0 kW/m^2$. Como pode-se observar na Figura 37, o valor da potência na saída do painel em um instante t_0 , $P(t_0)$, é calculado conforme apresentado na Equação 67.

$$P(t_0) = P_{mp}(1kW/m^2).irradiância(pu)(t_0).irradiância(Base).P_{mp}(pu, T(t_0)) \quad (67)$$

Onde:

- P: Potência na saída do painel;
- $P_{mp}(1kW/m^2)$: Potência nominal no ponto de máxima potência;

- ❑ irradiância(pu)(t_0): Valor da irradiância em pu no instante t_0 ;
- ❑ irradiância(Base): Valor máximo da irradiância no dia selecionado;
- ❑ Pmp(pu,T(t_0)): Fator de correção do Pmp em função da temperatura no instante t_0 .

A potência ativa fornecida pelo sistema fotovoltaico é apresentado na Equação 68.

$$P_{saída}(t) = P(t).eff(P_{saída}(t)) \quad (68)$$

Onde:

- ❑ $eff(P_{saída}(t))$: Eficiência do inversor para um dada potência de saída.

A potência reativa é definida separadamente da potência ativa e pode ser especificada como um valor fixo ou em função de um fator de potência fixo. No primeiro caso, o inversor deve tentar manter o valor da potência reativa constante, independente do valor presente da potência ativa do painel. No segundo caso, o inversor altera a potência reativa para manter o fator de potência constante. Porém, em ambos os casos a potência reativa diminui quando a potência aparente do inversor é excedida, nesse modo de operação do inversor é dado prioridade a potência ativa. Na Subseção 6.1.3 é apresentada a função *voltvar* do inversor.

Na Tabela 31 estão os principais parâmetros utilizados para se definir o elemento *PVSystem*.

Tabela 31: Parâmetros básicos do elemento *PVSystem*

Parâmetro	Descrição
<i>kV</i>	Tensão de linha nominal em kV
<i>bus1</i>	Nome da barra que será conectado o seu terminal
<i>kVA</i>	Potência nominal do inversor em kVA
<i>PF</i>	Fator de potência
<i>irrad</i>	Irradiação nominal, irradiância(Base)
<i>Pmp</i>	Potência nominal no ponto de máxima potência, Pmp(1kW/m ²)
<i>Temperature</i>	Temperatura nominal
<i>effcurve</i>	Curva de eficiência por potência
<i>P – tcurve</i>	Potência por temperatura, Pmp(pu,T(t))
<i>Daily</i>	Irradiância diária, irradiância(pu)(t)
<i>Tdaily</i>	Temperatura diária

6.1.0.1 Curva de Irradiação e Temperatura

Para realizar análises temporais é necessário definir as curvas de irradiação e de temperatura, essas curvas podem ser definidas utilizando os objetos *loadshape* e *tshape* respectivamente.

A seguir são apresentados exemplos de códigos em OpenDSS para se definir as curvas utilizando os objetos *loadshape* e *tshape*, a Figura 38 apresenta as seguintes curvas:

- Curva de irradiação com 24 valores, um para cada hora do dia.

```
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1
~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]
```

- Curva de temperatura com 24 valores, um para cada hora do dia.

```
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1
~ temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55 40 35 30 25
25 25 25 25 25]
```

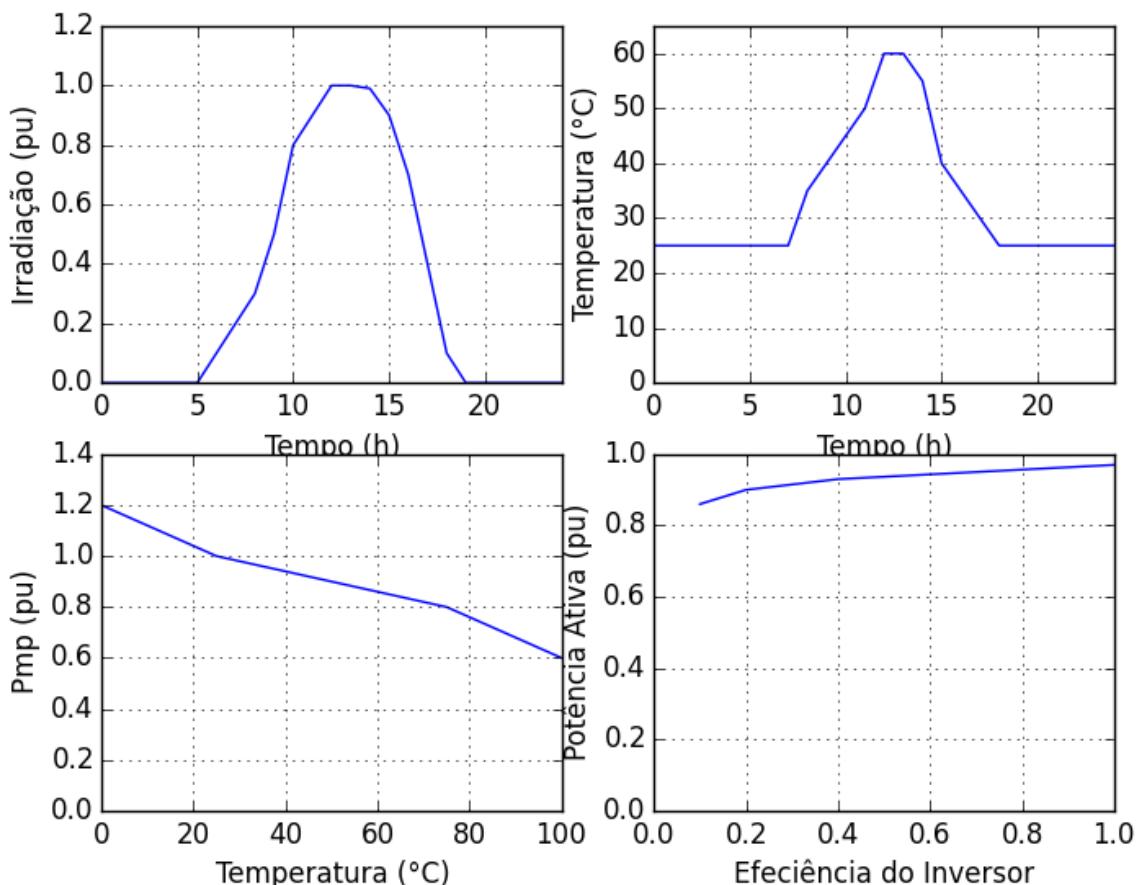


Figura 38: Curvas utilizadas para caracterizar o modelo do sistema fotovoltaico

6.1.0.2 Curva XY

O modelo usa o objeto *XYcurve* para descrever duas características do painel fotovoltaico e inversor, a primeira corresponde a curva que descreve o Pmp em função da temperatura e a segunda a eficiência do inversor em função da potência ativa fornecida.

A seguir são apresentados exemplos de códigos em OpenDSS para se definir as curvas descritas acima, a Figura 38 apresenta as seguintes curvas:

- Curva que descreve o Pmp em função da temperatura.

```
New XYCurve.MyPvsT npts=4
~ xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]
```

- Curva que descreve a eficiência do sistema em função da potência ativa fornecida.

```
New XYCurve.MyEff npts=4
~ xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]
```

6.1.0.3 Código em OpenDSS

A seguir é apresentado um exemplo de código em OpenDSS para se definir o elemento *PVSystem*:

- Sistema fotovoltaico trifásico com tensão 0,480 kV conectado na barra *PVbus*, potência nominal do inversor de 200 kVA com fator de potência unitário, potência nominal do painel de 187 kW especificada para uma temperatura de 25 °C e uma irradiação de 1,0kW/m² e, por fim, as curvas que descrevem o valor da potência despachada.

```
New PVSystem.PV bus=PVbus kV=0.480 kVA=200
~ Pmpp=187 irrad=1 temperature=25
~ effcurve=Myeff p-tcurve=MyPvsT daily=MyIrrad tdaily=MyTemp
```

6.1.1 Modelo Conectado na Rede Teste 13 Barras

Diferentemente do cenário descrito na Seção 5.2, nessa simulação as cargas são alimentadas tanto pela subestação quanto pela GD, que no caso é um sistema fotovoltaico.

O sistema fotovoltaico é conectado na barra 680 através de um transformador elevador, como apresentado na Figura 39. Os dados do sistema são apresentados no Tabela 32 e os dados elétricos do transformador elevador são apresentados no Tabela 33.

Para se definir completamente o modelo do sistema fotovoltaico são utilizados as curvas descritas na Subsubseção 6.1.0.1 e na Subsubseção 6.1.0.2.

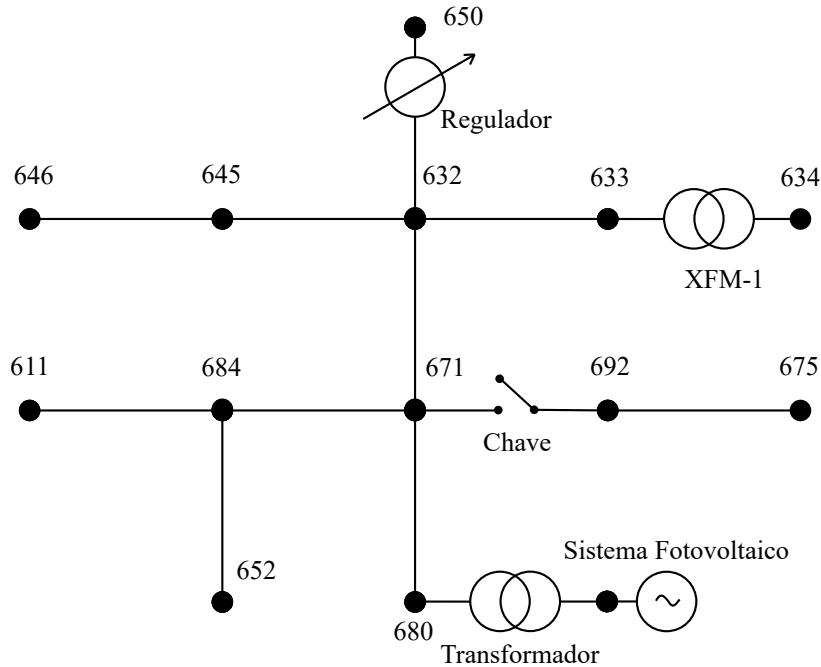


Figura 39: Diagrama unifilar da rede teste IEEE 13 barras com a presença do sistema fotovoltaico

Tabela 32: Dados do sistema fotovoltaico conectado na rede teste 13 barras

Tensão Nominal	480 V
Potência Nominal no ponto de máxima potência	500 kW
Potência Aparente Nominal do inversor	600 kVA
Fator de Potência	1
Temperatura Nominal	25 °C
Irradiação de base	0.98 kW/m ²

Tabela 33: Dados elétricos do transformador elevador conectado entre o sistema fotovoltaico e a rede

Tensão Nominal	0,48/4,16 [kV]
Potência Aparente Nominal	750 [kVA]
Reatância entre Bobinas	0,0575 [pu]
Perdas em Vazio	0,005 [pu]
Perdas no Cobre	0,010 [pu]

6.1.2 Simulação do Sistema Fotovoltaico

O objetivo desse item é apresentar os resultados da simulação diária utilizando o modelo do sistema fotovoltaico presente no *software* OpenDSS. Para isso, são utilizadas as curvas de carga para os consumidores definidas na Seção 5.2.

O *script* que define o circuito é exemplificado na Seção A.5. Os resultados de interesse nesse momento são a potência fornecida pela subestação e pela GD, a tensão na saída da

GD e as grandezas do sistema fotovoltaico ao longo do dia como, por exemplo: irradiação sobre o painel, a eficiência do inversor, a potência produzida pelo painel e o fator de redução da hipotética potência gerada a temperatura nominal.

6.1.2.1 Grandezas do Sistema Fotovoltaico

Definidas as variáveis e as curvas que caracterizam o sistema fotovoltaico, ver a Subseção 6.1.0.1 e a Subsubseção 6.1.0.2, podem-se observar na Figura 40 os resultados das grandezas do elemento *PVSystem* utilizando o elemento *monitor*, conforme a Seção A.1.6, no terminal de saída do sistema.

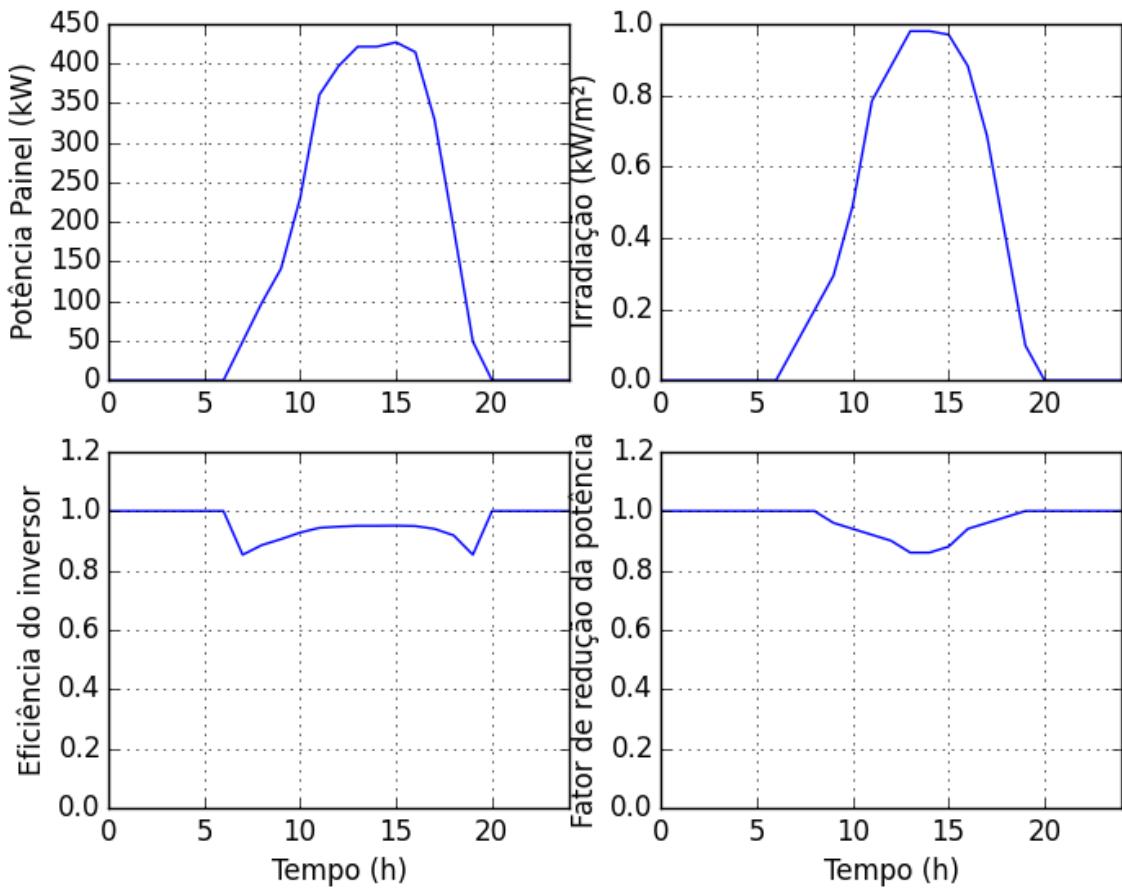


Figura 40: Resultados das grandezas do elemento *PVSystem*

Pode-se observar na Figura 40 o valor da irradiação sobre o painel fotovoltaico ao longo do dia, a potência produzida pelo painel, o fator de redução da hipotética potência gerada a temperatura nominal e a eficiência do inversor ao longo do dia.

6.1.2.2 Potência fornecida pela subestação

A Figura 41 apresenta a potência elétrica fornecida pela subestação com objetivo de comparar com a Seção 5.2.

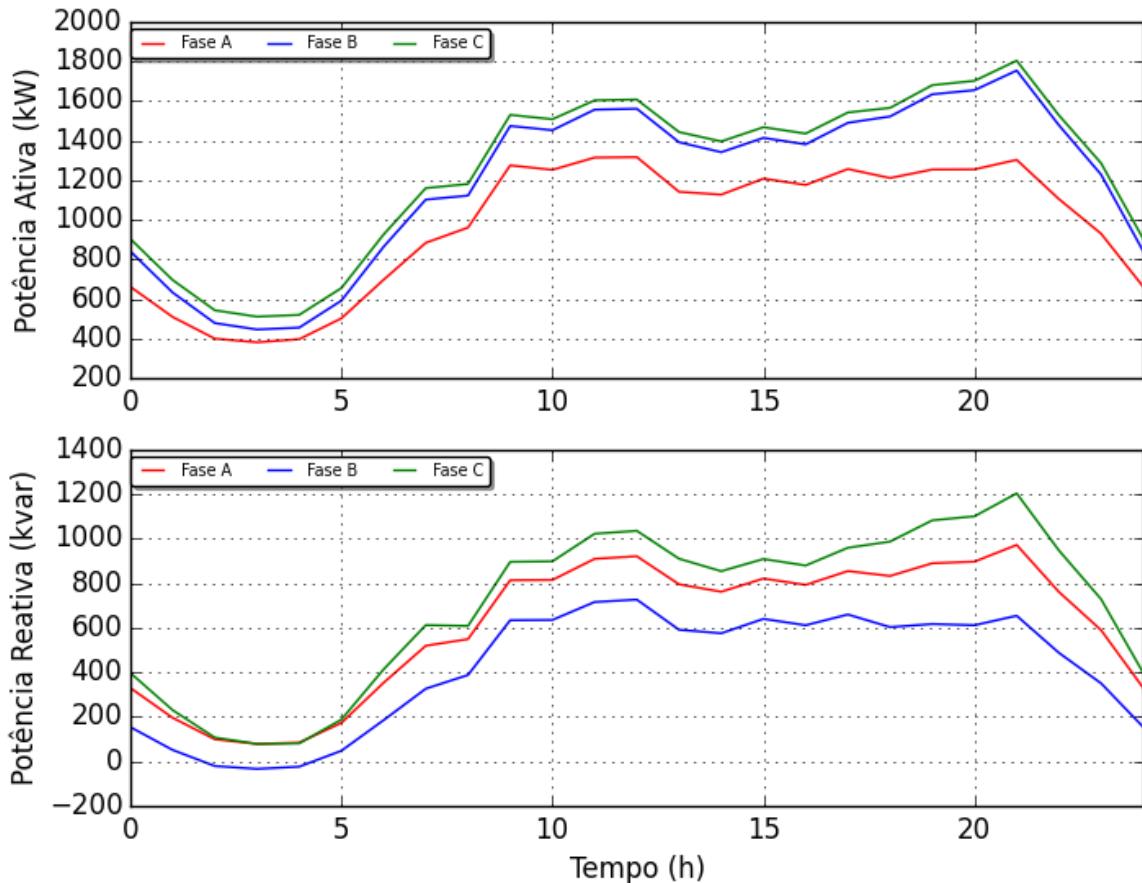


Figura 41: Potência fornecida pela subestação no cenário com o sistema fotovoltaico

Pode-se notar que nesse cenário a potência ativa fornecida pela subestação é menor que no caso base nos horários na qual há irradiação. Com relação a potência reativa, não há nenhuma mudança, pois o sistema fotovoltaico nessa situação apresenta fator de potência unitário ao longo do dia. Pode-se simular utilizando diferentes fatores de potência como, por exemplo no Capítulo 7 é apresentado o inversor operando com fator de potência negativo com o objetivo de diminuir a tensão da rede.

6.1.2.3 Grandezas elétricas do sistema fotovoltaico

O sistema fotovoltaico fornece potência ativa para rede com um fator de potência unitário, ou seja, potência reativa nula, conforme Figura 42.

A conexão da GD nesse cenário tem a vantagem de injetar potência ativa no período no qual há irradiação. Porém, o sistema fotovoltaico não fornece potência em parte da

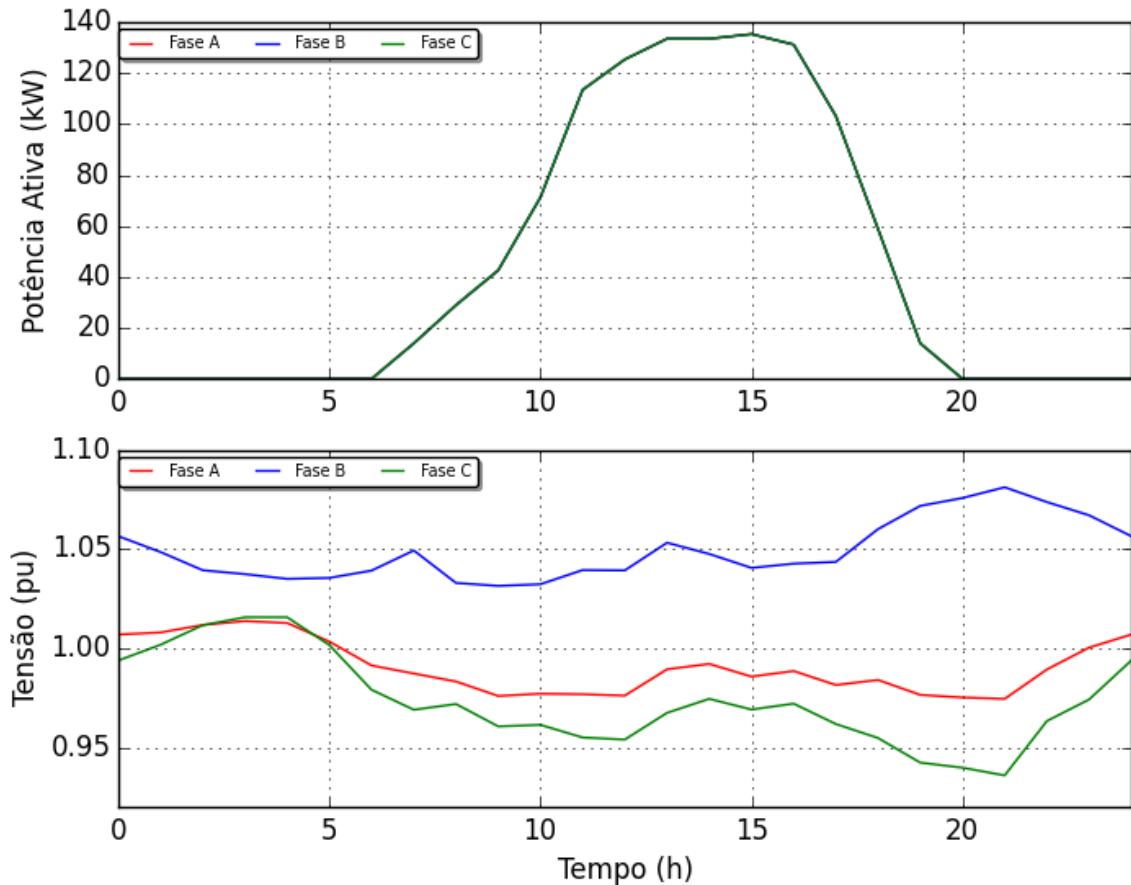


Figura 42: Potência ativa fornecida pelo sistema fotovoltaico e as tensões no ponto de conexão

hora de ponta do sistema, ou seja, não há redução da potência fornecida pela subestação nesse período. Além disso, quando se comparam as tensões com as tensões do caso base, apresentadas na Subseção 5.2.2, nota-se que nesse caso, as tensões continuam desequilibradas devido ao fato do sistema fotovoltaico fornecer potência trifásica equilibrada, ou seja, idêntica em cada fase. As tensões em ambos os casos são praticamente idênticas, pois na barra 680 é conectado um sistema fotovoltaico de pequeno porte. Porém, espera-se um aumento na tensão nesse ponto, isso fica claro no estudo da rede real, apresentada no Capítulo 7.

6.1.3 Inversor Operando no Modo *voltvar*

O modelo do *PVSystem* pode ser controlado utilizando o modelo *InvControl*. Esse modelo altera os modos de operação do inversor com o objetivo controlar a tensão, nesse item é dado foco ao modo *voltvar*. A referência (SUNDERMAN; DUGAN; SMITH, 2014) apresenta os diferentes controles presentes no *software* OpenDSS.

O controle *voltvar* do inversor segue a curva apresentada na Figura 43.

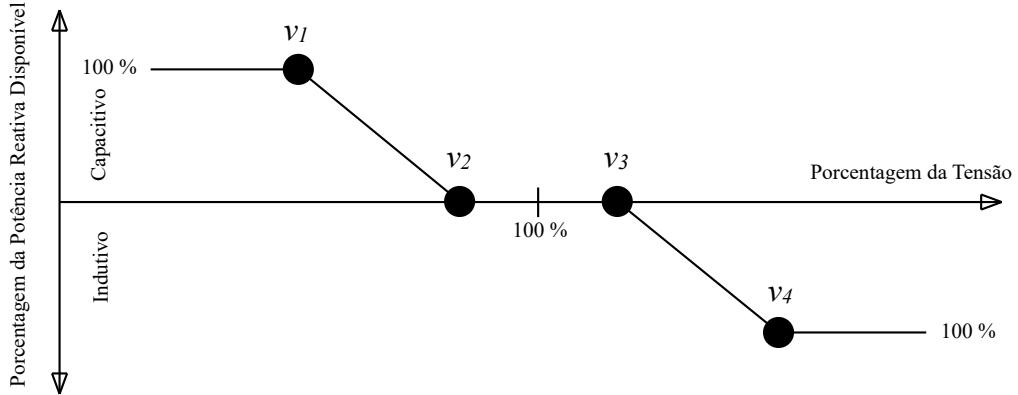


Figura 43: Curva que descreve o controle *voltvar* do inversor

Abaixo da tensão V_1 , o inversor fornece 100% da potência reativa disponível no inversor. Entre V_1 e V_2 , o inversor fornece potência reativa seguindo uma reta decrescente, a zona morta é definida entre V_2 e V_3 . A partir da tensão V_3 , segue o mesmo raciocínio descrito abaixo da tensão V_2 , porém nessa região o inversor absorve potência reativa.

6.2 Modelo do sistema eólico

A referência (CHIRAPONGSANANURAK et al., 2012) apresenta os modelos matemáticos para as 3 principais tecnologias de geradores eólicos, conforme apresentado a seguir:

- Tipo I: *Fixed-speed Wind Turbine* (FSWT)
- Tipo II: *Wide-slip Wind Turbine* (WSWT)
- Tipo III: *Doubly-fed Induction Generator* (DFIG)

6.2.0.1 FSWT

Essa tecnologia utiliza basicamente um gerador de indução em gaiola de esquilo. As principais vantagens desse Tipo são o seu baixo custo e a sua robustez, entretanto existem as seguintes desvantagens: há flutuação na potência entregue para a rede devido a operação com uma velocidade praticamente constante; o gerador consome reativo da rede, contudo, a utilização de banco de capacitores pode minimizar esse último problema.

A seguir é apresentado o exemplo de código em OpenDSS para definição do modelo que descreve o Tipo I e, além disso, o modelo que caracteriza o banco de capacitores controlado:

Gerador de indução em gaiola de esquilo

Deve-se utilizar o elemento *usermode* para se definir um gerador de indução em gaiola de esquilo trifásico, nesse caso, com tensão nominal igual a 0,69 kV, potência ativa igual a 750 kW e potência aparente igual a 1000 kVA. Os elementos elétricos do modelo são armazenados no elemento *userdata*. O elemento *LoadShape*, nesse caso apresenta a potência trifásica de saída do gerador em *pu*.

```
New LoadShape.Psaida npts=24 interval=1 mult=(File=LoadShape.csv)
```

```
New generator.WIND bus1=trafo_wind kv=0.69 kw=750 kva=1000
~ model=6 usermode=indmach012a daily=Psaida
~ userdata=(Rs=0.00046, Xs=0.1202, Rr=0.10993, Xr=0.18084, Xm=6.84)
```

Banco de capacitores controlado

Para o controle do fator de potência é utilizado um banco de capacitores controlado. O elemento *CapControl* é responsável pelo controle do fator de potência visto pela rede. Basicamente, esse elemento altera o valor de potência reativa injetada pelo banco de capacitores dependendo do valor do fator de potência vista pela rede.

```
New capacitor.Capacitor1 bus1=trafo_wind phases=3 kvar=350 kv=0.69
numsteps=24
```

```
New capcontrol.Capacitor1 element=transformer.wind_up 1
~ capacitor=Capacitor1 type=kvar ptratio=1 ctratio=1
~ onsetting=20 offsetting=-20 delay=1200 deadtime=1200
```

6.2.0.2 WSWT

Nesse caso é utilizado um gerador de indução com acesso ao seu rotor para se conectar um resistor, possibilitando dessa forma uma maior variação na velocidade de operação. Por se tratar de um motor de indução essa tecnologia carrega todas as desvantagens do último modelo, somado ainda com: maior custo, menor robustez e perda Joule no resistor.

Para modelar esse Tipo no OpenDSS, além de utilizar o mesmo modelo do caso anterior é necessário acessar o OpenDSS via COM. Esse é a única maneira de se alterar a resistência do rotor de forma automática durante a simulação. Portanto, para se usufruir desse modelo é necessário criar um controle utilizando *software* como, por exemplo, Python, MATLAB, VBA, dentre outros.

6.2.0.3 DFIG

Nesse caso é utilizado um gerador de indução duplamente alimentado, no qual o estator é conectado diretamente à rede elétrica e o rotor é alimentado através de dois conversores de potência conectados *back-to-back*. A vantagem na utilização desse tipo é a possibilidade de se realizar diversas estratégias de controle utilizando um conversor com apenas 30% da capacidade do gerador de indução.

A seguir é apresentado o exemplo de código em OpenDSS para definição do modelo que descreve o Tipo III:

Gerador de indução duplamente alimentado com controle de fator de potência

```
New LoadShape.Psaida npts=24 interval=1 mult=(File=LoadShape.csv)
```

```
New generator.WINDdfi bus1=trafo_wind kv=0.69 kw=750 kva=1000
~ daily=Psaida pf=0.98 model=1
```

Vale salientar que a referência (CHIRAPONGSANANURAK et al., 2012) exibe mais uma tecnologia, o *full converter wind turbine*, que pode utilizar um gerador de indução ou um gerador síncrono. Entretanto, esse modelo não é utilizado nesse trabalho, portanto não é parte do escopo apresentá-lo.

6.2.1 Modelo conectado na rede teste 13 barras

Da mesma forma que apresentado na Subseção 6.1.1, nessa simulação as cargas são alimentadas pela subestação e pelo sistema eólico. Nessa análise, optou-se por utilizar o modelo mais simples para o sistema eólico, isto é, um gerador assíncrono sem controle de velocidade e sem nenhum tipo de circuito condicionador baseado em eletrônica de potência entre o mesmo e a rede. Portanto, como descrito na Seção 6.2, o sistema em análise é do Tipo I.

O sistema eólico é conectado na barra 680 através de um transformador elevador, como apresentado na Figura 44. Os dados elétricos do gerador são mostrados na Tabela 34 e os dados elétricos do transformador elevador são exibidos na Tabela 35.

Tabela 34: Dados elétricos do gerador conectado na rede teste 13 barras

Tensão Nominal	690 [V]
Potência Ativa Nominal	750 [kW]
Potência Aparente Nominal	1000 [kVA]
Impedância do Estator	0,00046 + j.0,12602 [pu]
Impedância do Rotor	0,10993 + j.0,18084 [pu]
Impedância de Magnetização	0,0 + j.6,84 [pu]

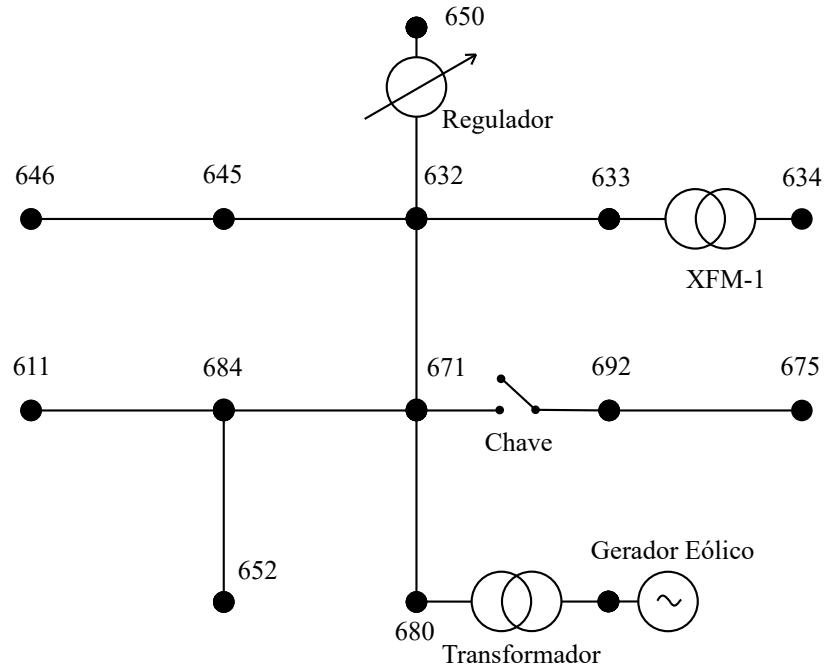


Figura 44: Diagrama unifilar da rede teste IEEE 13 barras com a presença do gerador eólico

Tabela 35: Dados elétricos do transformador elevador conectado entre o sistema eólico e a rede

Tensão Nominal	0,690/4,16 [kV]
Potência Aparente Nominal	750 [kVA]
Reatância entre Bobinas	0,0575 [pu]
Perdas em Vazio	0,005 [pu]
Perdas no Cobre	0,01 [pu]

O objetivo desse item é apresentar os resultados da simulação diária utilizando o modelo do sistema eólico presente no *software* OpenDSS. Para isso, é necessário possuir dados da velocidade do vento convertidos em potência elétrica fornecida pela máquina, para a presente simulação por questão de simplicidade, é usado um valor de potência em *pu* para cada hora do dia. A Figura 45 mostra os dados da potência ativa na saída da máquina utilizados na simulação.

Como apresentado na Seção 6.2, quando o sistema é do Tipo I, há a necessidade de fornecimento de reativos por parte da rede para magnetizar a máquina de indução. Uma possível solução para esse problema é conectar um banco de capacitores junto ao sistema eólico.

Sendo assim, criam-se dois cenários distintos, o primeiro com apenas a máquina de indução e o segundo com a inclusão do banco de capacitores.

6.2.2 Simulação do sistema eólico sem o banco de capacitores

O *script* que define o circuito é exemplificado na Subseção A.4.1. Os resultados de interesse nesse momento são a potência fornecida pela subestação e pela GD e a tensão na saída da GD.

6.2.2.1 Potência fornecida pela subestação

Primeiro, é mostrado na Figura 45 a potência elétrica fornecida pela subestação com objetivo de comparar com a Seção 5.2.

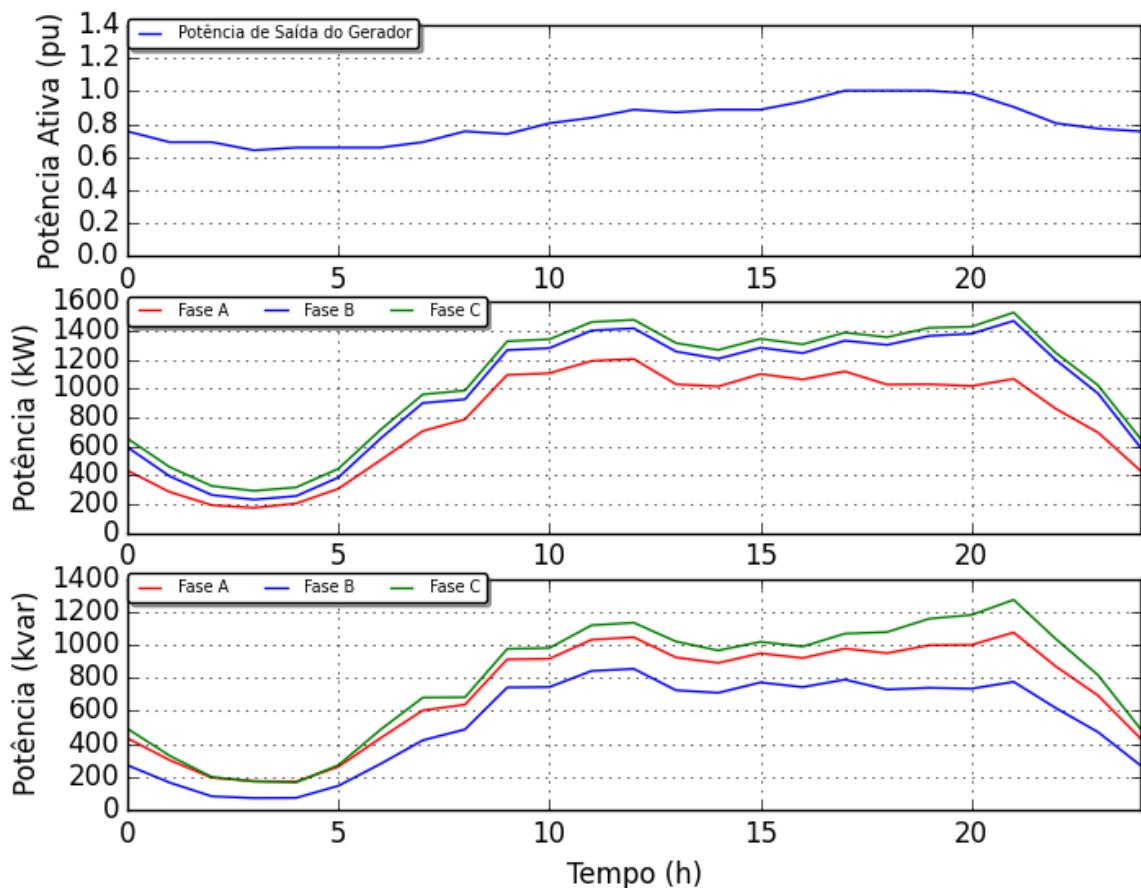


Figura 45: Potência fornecida pela máquina em *pu* e a potência fornecida pela subestação no cenário com o sistema eólico sem banco de capacitores

Pode-se notar que nesse cenário a potência ativa fornecida pela subestação é menor que no caso base, descrito na Seção 5.2, isso porque o sistema eólico fornece parte da potência ativa requerida pelas cargas. Porém, quando se observa a potência reativa, nota-se que a subestação fornece um valor superior comparado com o caso base, pois o sistema eólico requer potência reativa para magnetizar a máquina de indução.

6.2.2.2 Grandezas elétricas do sistema eólico

O sistema eólico fornece potência ativa para rede, absorve potência reativa e é conectado na barra 680 no qual apresenta tensões desequilibradas. Essas grandezas elétricas são apresentadas na Figura 46.

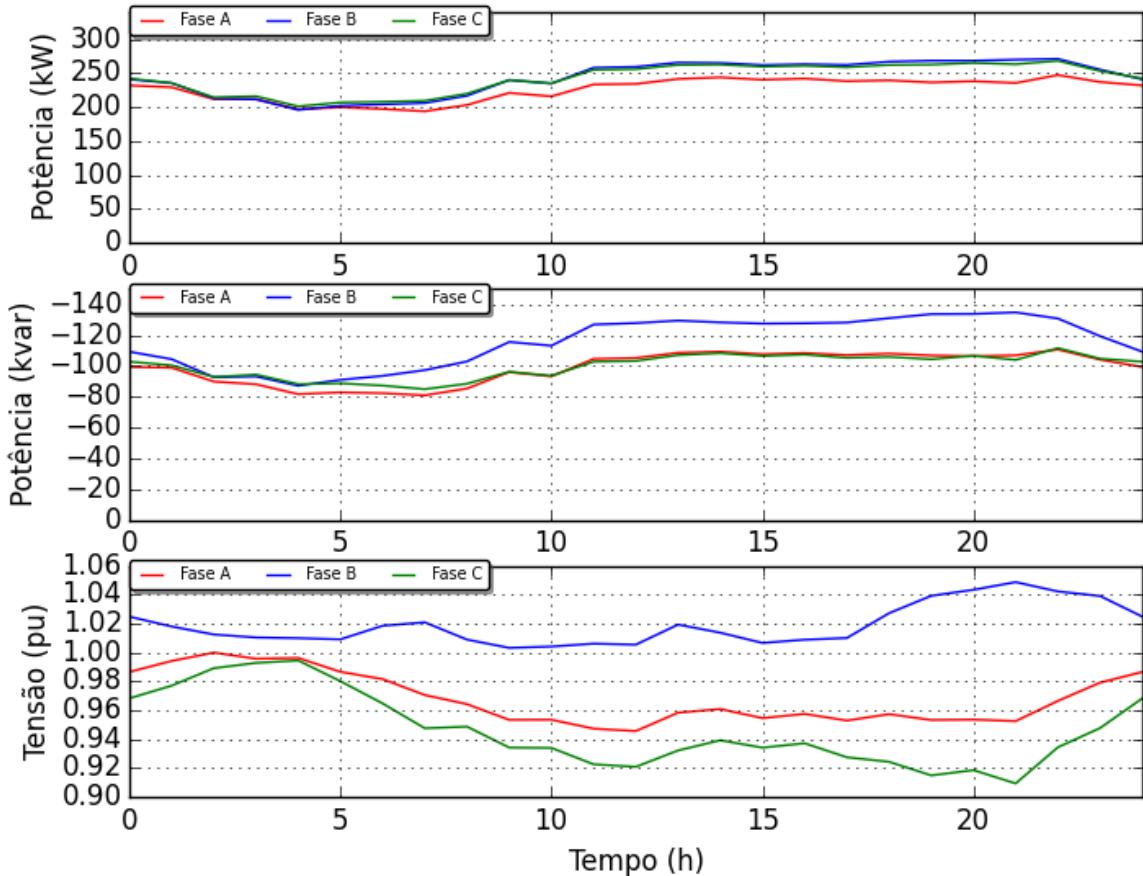


Figura 46: Potência fornecida pelo sistema eólico e as tensões no ponto de conexão

A conexão da GD nesse cenário tem a vantagem de injetar potência ativa e reduzir o carregamento da subestação. Porém, o sistema eólico ainda consome potência reativa. Além disso, comparando com as tensões do caso base, apresentado na Subseção 5.2.2, notam-se que as tensões continuam desequilibradas. O fato da necessidade de potência reativa por parte do gerador eólico faz com que as tensões na barra 680 sejam menores que no caso base.

6.2.2.3 Perfil da tensão

A Figura 47 apresenta, para o instante de máxima demanda, o perfil da tensão no alimentador com a inclusão do sistema eólico.

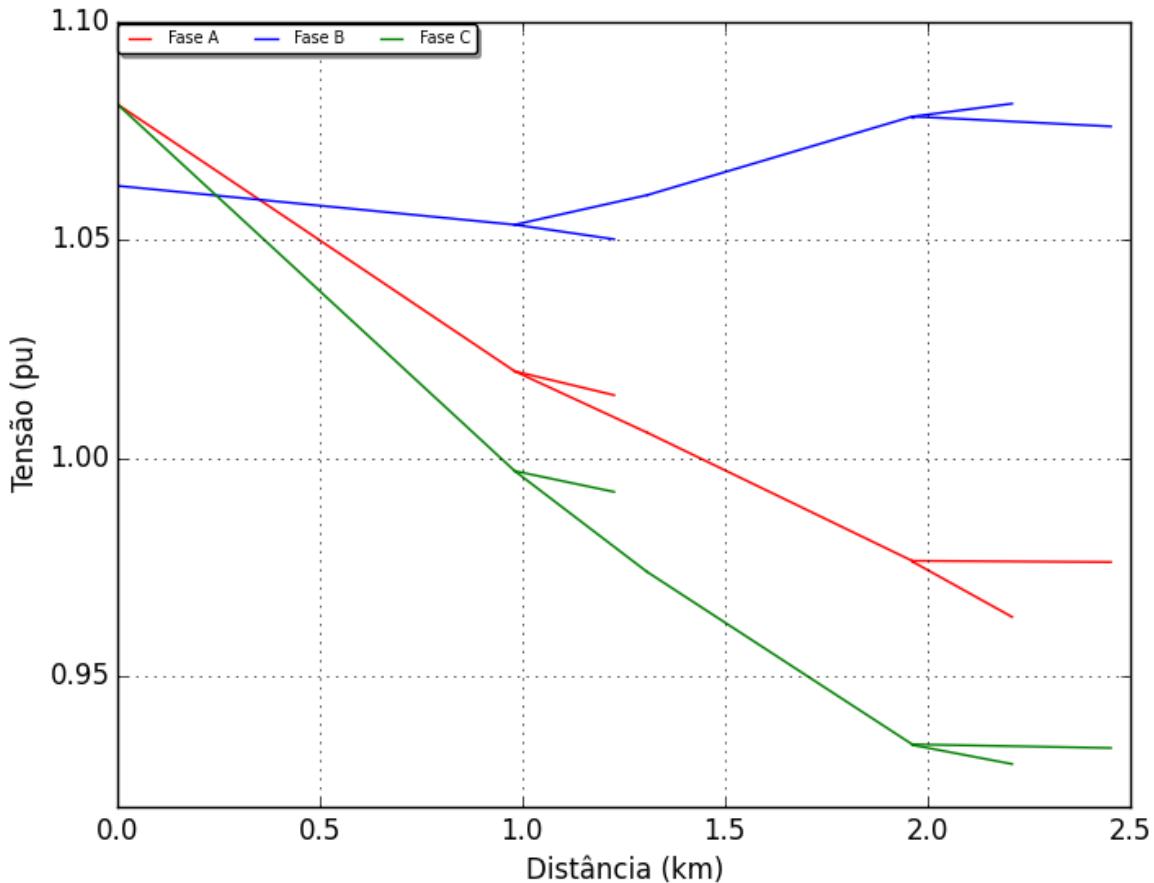


Figura 47: Perfil da Tensão no momento de máxima demanda com a presença do sistema eólico sem capacitor

Compara o presente perfil com o apresentado na Figura 36, nota-se uma pequena diferença, basicamente com a necessidade da subestação fornecer mais potência reativa se tem tensões menores que no caso base. Esse caso mostra a importância de se controlar potência reativa da rede com o objetivo de melhorar as tensões.

6.2.3 Simulação do sistema eólico com o banco de capacitores

Tem-se como objetivo nesse item apresentar os benefícios alcançados com a inclusão do banco de capacitores controlado. O *script* que define o circuito é exemplificado na Subseção A.4.2. As grandezas elétricas obtidas nesse item são comparadas com as obtidas na Subseção 6.2.2 e na Seção 5.2.

6.2.3.1 Potência fornecida pela subestação

A Figura 48 apresenta a potência elétrica fornecida pela da subestação.

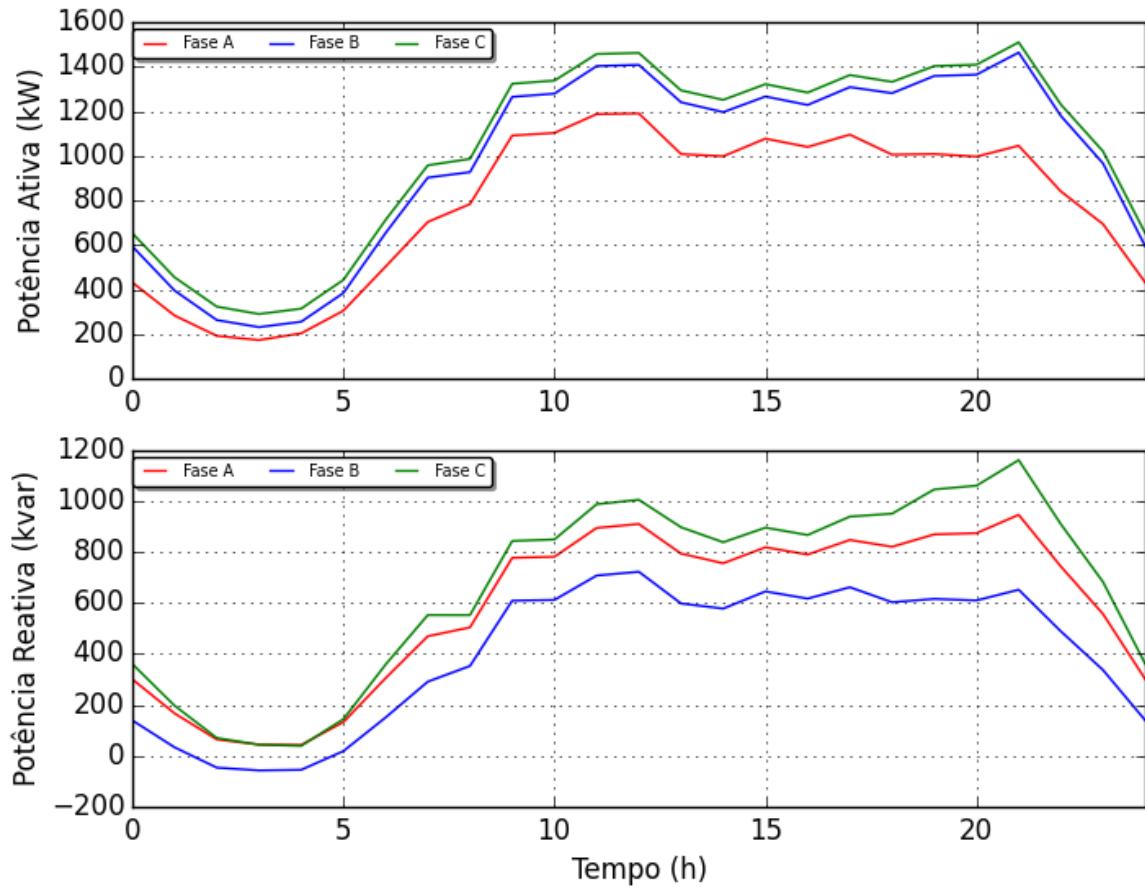


Figura 48: Potência fornecida pela subestação no cenário com o sistema eólico com banco de capacitores

Pode-se notar que nesse cenário a potência ativa fornecida pela subestação é menor que no caso base e, além disso, a potência reativa é praticamente a mesma, descrito na Seção 5.2, isso porque o sistema eólico fornece parte da potência ativa requerida pelas cargas e o banco de capacitores fornece a potência reativa para magnetizar a máquina de indução e manter o fator de potência unitário na barra onde o gerador é conectado, ou seja, sem troca de potência reativa entre o sistema eólico e a rede de distribuição.

6.2.3.2 Grandezas elétricas do sistema eólico

O sistema eólico fornece potência ativa para rede com um fator de potência praticamente unitário, ou seja, troca de potência reativa entre o sistema e a rede praticamente nula, isso pode ser visto na Figura 49.

A conexão da GD nesse cenário tem a vantagem de fornecer potência ativa, como visto também na Subseção 6.2.2, porém, outra vantagem é não receber potência reativa da subestação, pelo fato do uso do banco de capacitores controlado. Além disso, como esperado,

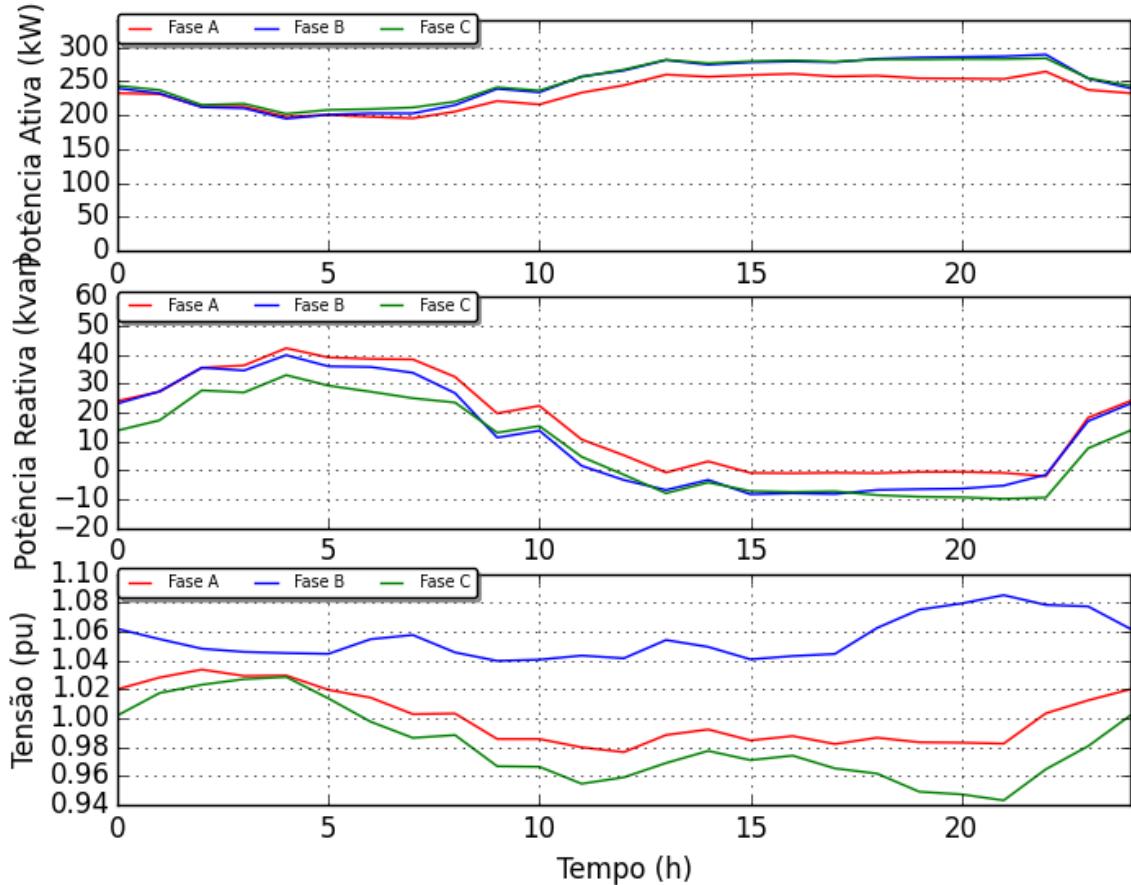


Figura 49: Potência fornecida pelo sistema eólico

a tensão monitorada é maior que no caso sem capacitores. Nesse ponto, vale lembrar que a conexão de capacitores em uma barra genérica da rede tem como consequência o aumento da sua tensão.

6.2.3.3 Perfil da tensão

A Figura 50 apresenta, para o instante de máxima demanda, o perfil da tensão no alimentador com a inclusão do sistema eólico.

Com a presença do banco de capacitores, nota-se que o perfil de tensão é maior comparado com o caso sem capacitor.

6.3 Modelo do Sistema Armazenador de Energia

A Figura 51 mostra um diagrama esquemático do elemento *Storage* implementado no OpenDSS. Este modelo é similar ao elemento *Generator*, porém apresenta, além da função de despachar potência, as funções de absorver potência e de permanecer inerte.

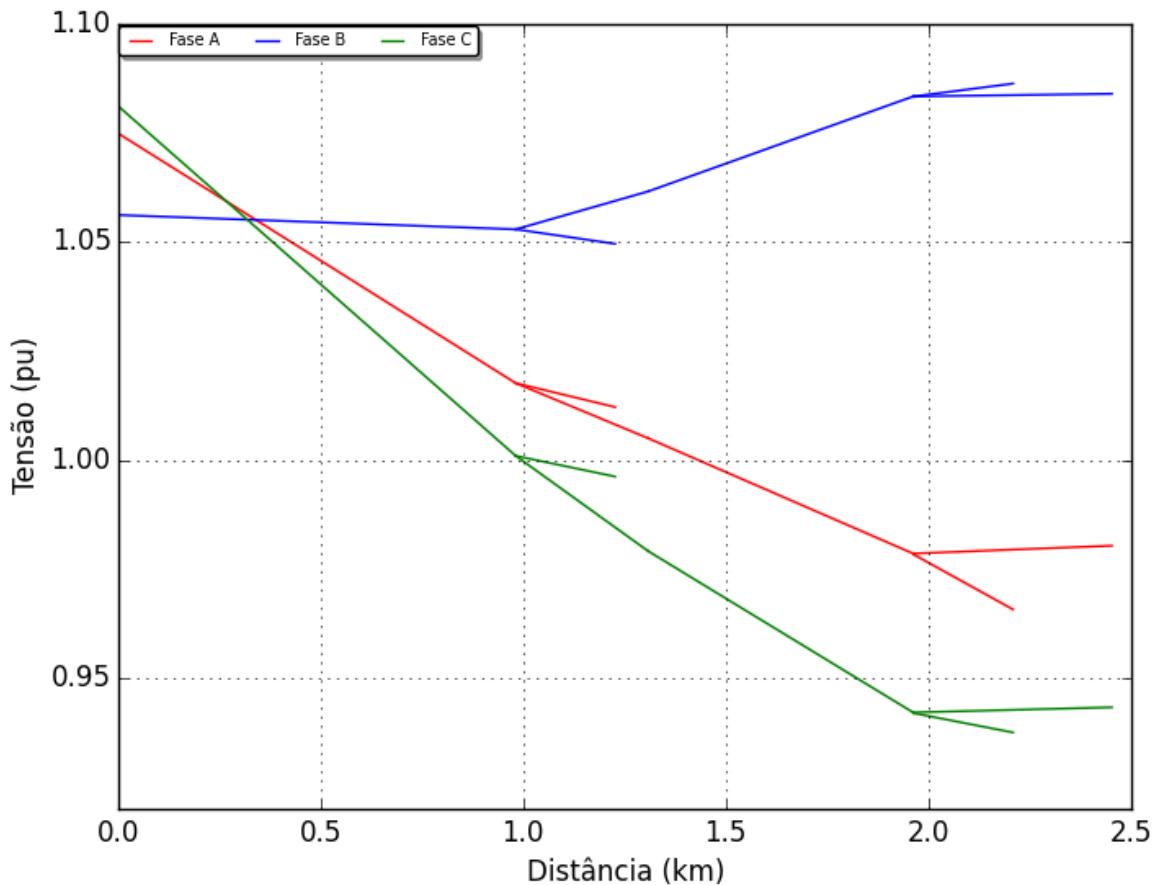
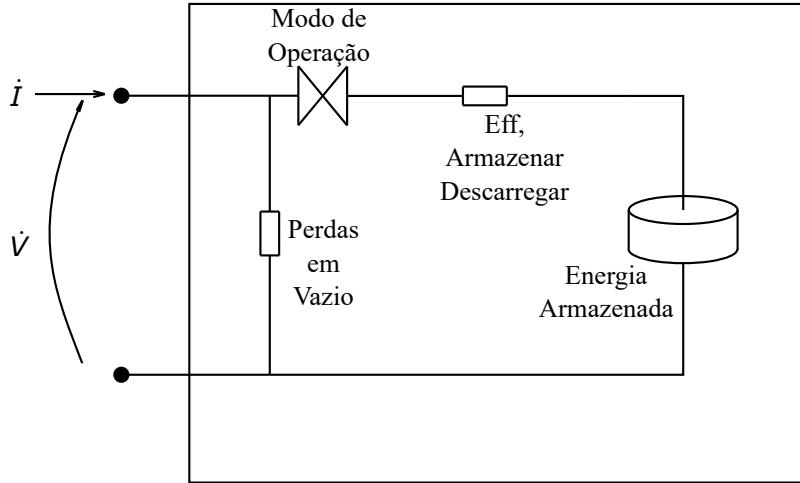


Figura 50: Perfil da Tensão no momento de máxima demanda com a presença do sistema eólico com capacitor

6.3.1 Sistema Armazenador de Energia

O sistema armazenador de energia é um elemento de conversão de energia e tem como principal objetivo ser utilizado em simulações diárias, anuais ou *dutycycle*. Normalmente, para simulações diárias e anuais com intervalo de simulação de minutos à horas, a proposta é obter um panorama geral de como a bateria se comporta ao armazenar e fornecer energia. Com intervalo de simulação de segundos, o objetivo é analisar variações de energia de curto prazo como, por exemplo, observar como a bateria se comporta quando há uma movimentação de nuvens sobre um sistema fotovoltaico.

O sistema armazenador de energia conta com a presença de um inversor e, portanto, respeitando o limite de potência aparente do inversor é possível produzir ou absorver energia reativa, isso também vale para a condição inerte. Outro aspecto que o modelo considera é a perda ativa do sistema, o qual engloba as perdas dos elementos de controle, dos elementos que mantêm a temperatura da bateria em níveis desejados e, por fim, as perdas no processo de despachar e absorver energia.

Figura 51: Diagrama de blocos simplificado do modelo do elemento *Storage*

Para as funções de despachar e absorver potência, deve-se selecionar um dos modos de operação apresentados a seguir:

- Modo 1: Modelo de potência constante;
- Modo 2: Modelo de impedância constante;
- Modo 3: Modelo definido pelo usuário através de uma DLL.

Na Tabela 36 estão os principais parâmetros utilizados para se definir o elemento *Storage*.

Tabela 36: Parâmetros básicos do elemento *Storage*

Parâmetro	Descrição
<i>kV</i>	Tensão de linha nominal em <i>kV</i>
<i>bus1</i>	Nome da barra que é conectado o seu terminal
<i>kWrated</i>	Potência nominal do sistema
<i>kWhrated</i>	Capacidade de armazenamento
<i>dispmode</i>	Modo de despacho
<i>Daily</i>	Curva que descreve o armazenamento e fornecimento

6.3.1.1 Código em OpenDSS

A seguir é apresentado um exemplo de código em OpenDSS para se definir o elemento *Storage*:

Sistema armazenador de energia

Sistema armazenador de energia trifásico com tensão 4.16 *kV* conectado na barra *StorageBus* e potência nominal de 500 *kW* e capacidade de armazenamento de 2000 *kWh*.

```

New Loadshape.storageShape npts=24 interval=1
~ mult=[0 0 -1 -1 -1 -1 0 0 0 0 0 0 0 0 0.8 0.9 0.94 1 0.94 0 0 0]

New Storage.Battery phases=3 Bus1=StorageBus kV=4.16
~ kWrated=500 kWhrated=2000
~ dispmode=follow daily=storageShape

```

6.3.2 Modelo Conectado na Rede Teste 13 Barras

Nessa simulação, o sistema armazenador de energia acumula energia na madrugada e fornece essa mesma energia no momento que o sistema apresenta demanda máxima. Essa simples situação pode representar diferentes cenários como, por exemplo, em um primeiro cenário, pode-se entender que a bateria armazena energia no momento, no qual o sistema é pouco requerido pelas cargas e fornece essa energia no momento que o sistema mais precisa, entretanto, em um segundo cenário, pode-se imaginar que a bateria armazena energia nesse determinado período, porque essa energia é comprada por um custo baixo e é fornecida no momento que seu valor é maior.

O sistema armazenador de energia é conectado na barra 680. Os dados do sistema são apresentados no Tabela 37.

Tabela 37: Dados do sistema armazenador de energia conectado na rede teste 13 barras

Tensão Nominal	4.16 [kV]
Potência Ativa Nominal	350 [kW]
Capacidade de Armazenamento de Energia	2000 [kWh]
Fator de Potência	1
Modo de Despacho	Follow

O elemento *Storage* apresenta muitas outras opções de configuração e, além disso, esse elemento pode ser controlado pelo elemento *StorageController*. Porém, a completa descrição desse modelo não faz parte do escopo desse trabalho, porque no Capítulo 7 não é utilizado nenhum sistema armazenador de energia.

6.3.3 Simulação do sistema armazenador de energia

O objetivo desse item é apresentar os resultados da simulação diária utilizando o modelo do sistema armazenador de energia presente no software OpenDSS. Para isso, é necessário definir a curva em *pu*, conforme apresentado na Figura 52, que descreve os momentos que o sistema deve armazenar e fornecer energia. Além disso, são utilizadas as curvas de carga para os consumidores definidas na Seção 5.2.

O script que define o circuito é exemplificado na Seção A.6. Os resultados de interesse nesse momento são a potência fornecida pela subestação e pela GD e a tensão na saída da GD.

6.3.3.1 Potência fornecida pela subestação

A Figura 52 apresenta a potência elétrica fornecida pela subestação com objetivo de comparar com a Seção 5.2.

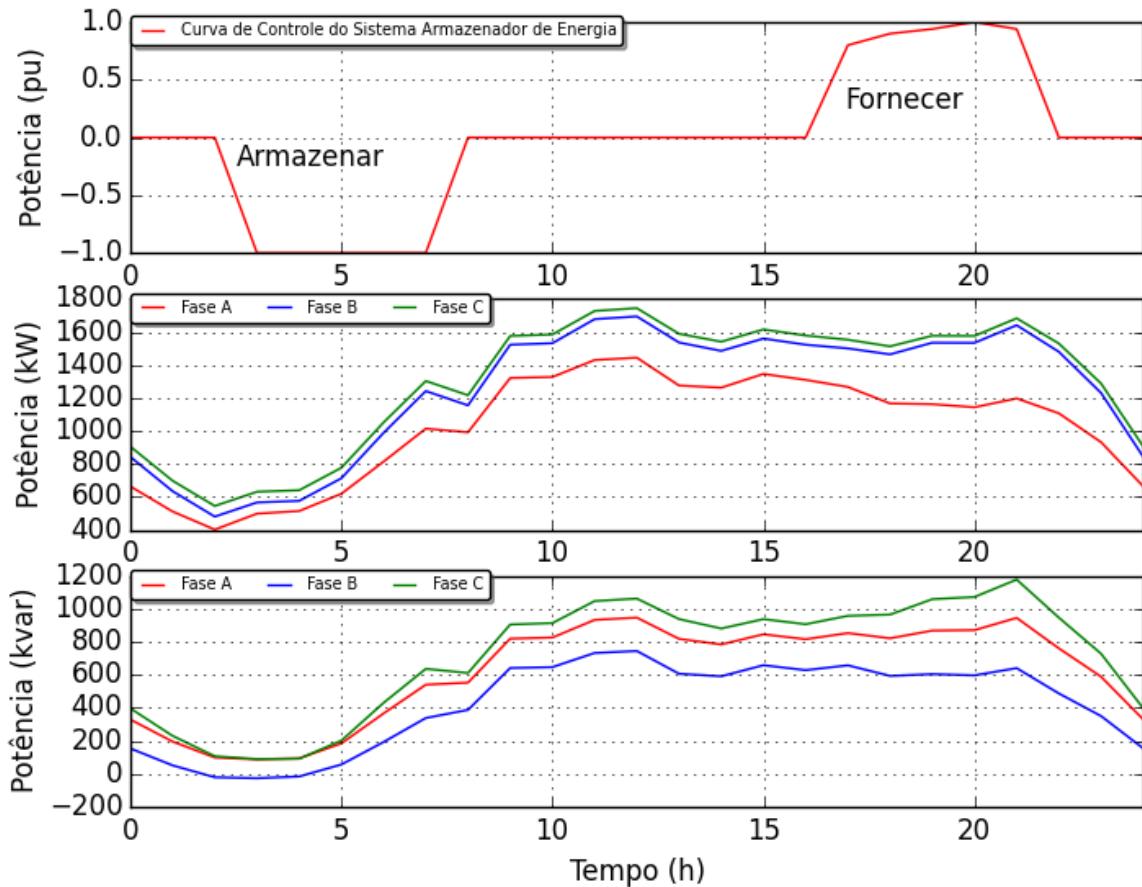


Figura 52: Potência fornecida pela subestação no cenário com o sistema armazenador de energia

Pode-se notar que nesse cenário a energia fornecida pela subestação deve ser maior que no caso base, devido as perdas no processo de armazenar e fornecer energia realizado pelo sistema armazenador de energia. Porém a vantagem da utilização desse sistema é que a máxima potência ativa fornecida pela subestação é menor que do caso base, portanto o sistema pode ser dimensionado para essa potência máxima, reduzindo os custos com o sistema elétrico. Com relação a potência reativa, não se nota grandes diferenças

comparando com o caso base, porque é configurado o sistema com fator de potência unitário.

6.3.3.2 Potência fornecida pelo sistema armazenador de energia

O sistema armazenador de energia fornece potência ativa para rede com um fator de potência unitário, ou seja, potência reativa nula, conforme Figura 53¹.

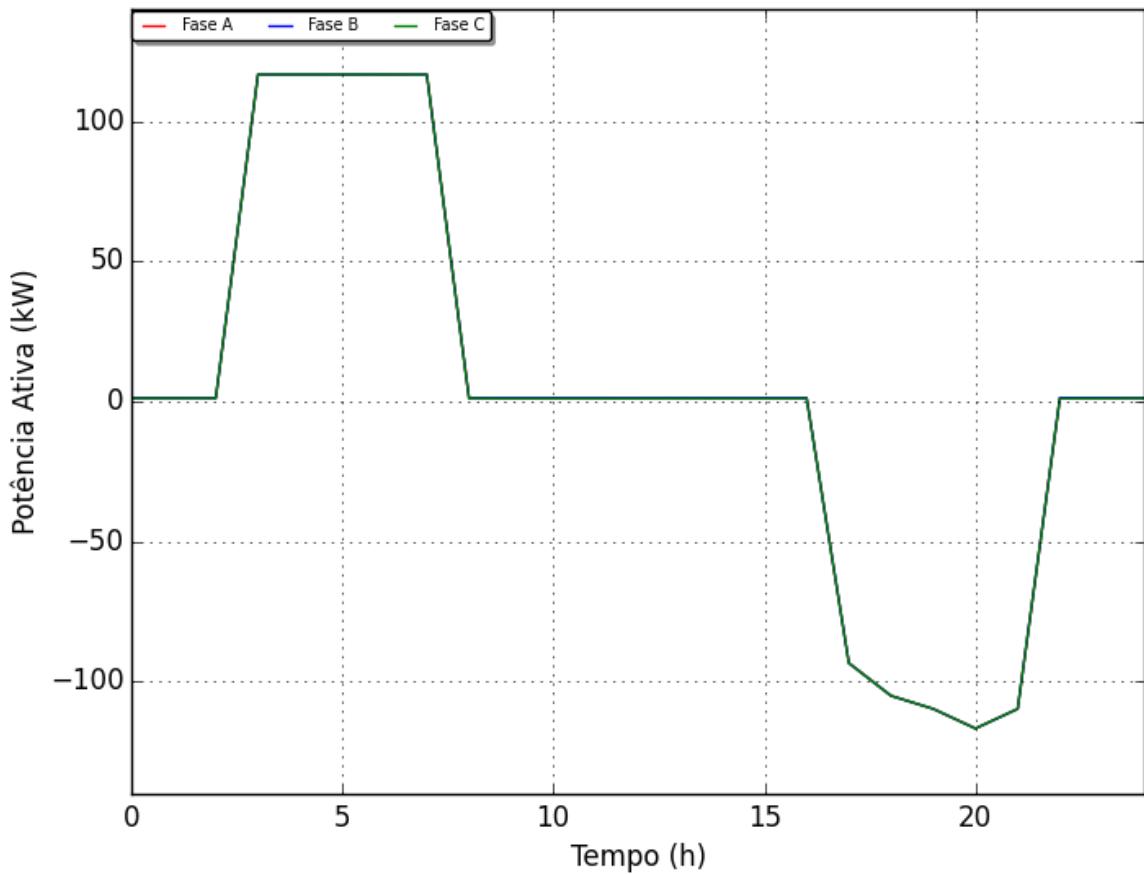


Figura 53: Potência ativa fornecida pelo sistema armazenador de energia

A conexão da GD nesse cenário tem a vantagem de injetar potência ativa no período no qual a subestação mais precisa, ou seja, no horário de ponta. Porém, o sistema armazenador de energia apresenta perdas.

O sistema armazenador se carrega e se descarregue em aproximadamente 5,7 horas, conforme a Equação 69:

$$Tempo = \frac{kWh_{rated}}{kW_{rated}} = \frac{2000}{350} = 5,7h \quad (69)$$

¹Define-se potência positiva como potência que entra no sistema armazenador de energia, ou seja, quando se há potência positiva significa que o sistema armazenador de energia está armazenando energia.

6.3.3.3 Tensão do sistema armazenador de energia

A Figura 54 apresenta a tensão monitorada na saída do sistema.

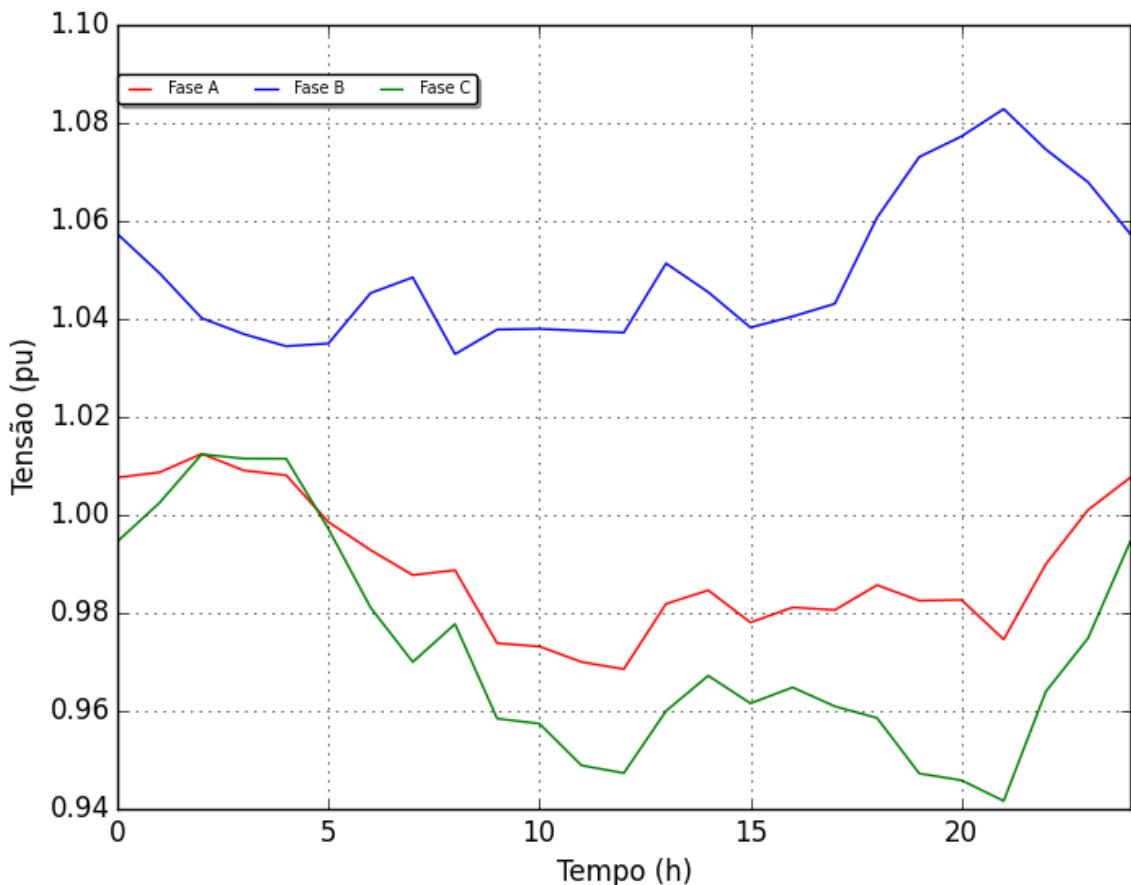


Figura 54: Tensão na saída do sistema armazenador de energia

Comparando com as tensões do caso base, apresentado na Subseção 5.2.2, nota-se que as tensões nesse caso continuam desequilibradas como esperado. As tensões em ambos os casos são praticamente idênticas, pois o sistema armazenador de energia é de pequeno porte e, além disso, não há injeção de potência reativa na barra 680.

CAPÍTULO 7

Sistema de Distribuição Real

O presente estudo é realizado em conjunto com o EPRI para atender as solicitações de uma concessionária americana de energia elétrica. O objetivo desse projeto é incluir um sistema eólico e/ou um sistema fotovoltaico em um alimentador real e analisar como se comportam as potências geradas pelas GD e as tensões no alimentador. Caso haja violação nos níveis das tensões, devem-se apresentar soluções para mitigar esses problemas.

Esse estudo deve ser realizado considerando diferentes portes para as GD e cenários de geração e consumo, de forma a verificar se os cenários simulados apresentam violação nos níveis das tensões. Dessa forma, com o objetivo de facilitar a visualização das análises requeridas, é construído uma GUI, que é descrita na Seção 7.4.

7.1 Dados do Sistema de Distribuição

Os próximos itens apresentam o modelo do alimentador e os dados do sistema de distribuição fornecidos pela concessionária de energia elétrica. A lista a seguir contém os itens que são discutidos:

- ❑ Modelo do alimentador
- ❑ Dados da transmissão e do transformador da subestação
- ❑ Dados do carregamento dos alimentadores
- ❑ Dados do controle dos bancos de capacitores
- ❑ Dados do sistema eólico

7.1.1 Alimentador

A concessionária de energia elétrica forneceu seu alimentador, com código *A*, modelado no *software CYME*. Esse alimentador pertence a uma subestação que possui mais dois

alimentadores com os respectivos códigos, B e C . A Figura 55 apresenta o diagrama unifilar do alimentador A e as posições da subestação, do existente sistema eólico e dos sistemas eólico e fotovoltaico que serão adicionados.

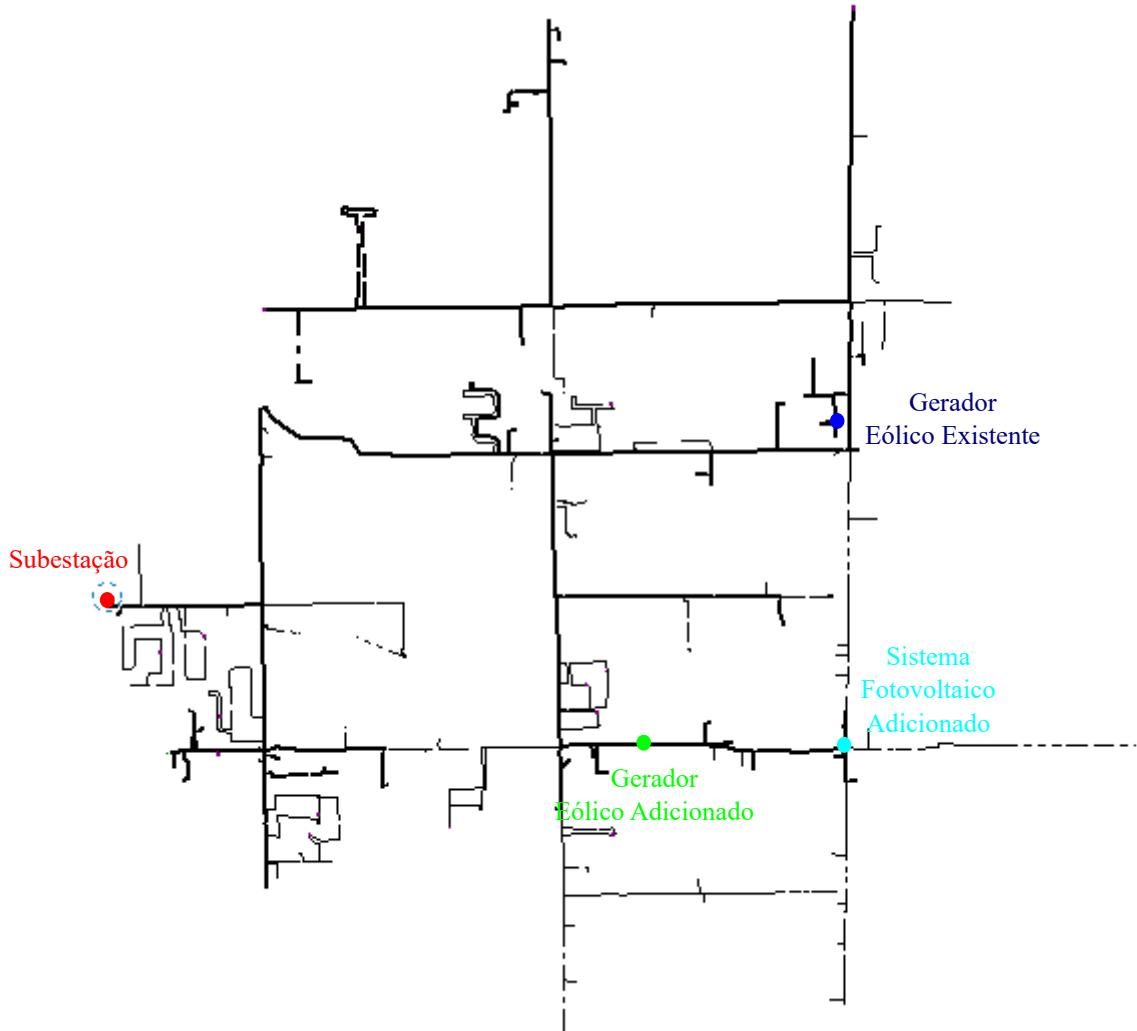


Figura 55: Alimentador no *software CYME*

A Tabela 38 apresenta as informações da topologia do alimentador e dos equipamentos que o compõem.

As cargas são representadas na média tensão, dessa forma não é descrito na Tabela 38 o número de transformadores conectados na baixa tensão.

7.1.2 Transmissão e Transformador da Subestação

A concessionária de energia elétrica forneceu o equivalente de Thévenin visto pela subestação. Dessa forma, a subestação que possui um transformador abaixador equipado com um LTC é conectado ao equivalente que representa a transmissão de energia. Os

Tabela 38: Dados da topologia e equipamentos do alimentador

Equipamentos	Linhas	1187
	Fusíveis	105
	Religadores	6
	Chaves	23
	Bancos de Capacitores	3
	Cargas	407
	Transformadores	3
	Gerador Eólico	1
Topologia	Barras	1422
	Seções	1441
	Área km^2	33,70
	Comprimento km	5,83
	Largura km	5,78

dados do equivalente de Thévenin da transmissão, do transformador da subestação e do seu LTC são apresentados na Tabela 39.

Tabela 39: Dados do equivalente de Thévenin da transmissão, do transformador da subestação e do seu LTC

Thévenin da Transmissão	
Resistência de sequência positiva	0,40 Ω
Reatância de sequência positiva	3,79 Ω
Resistência de sequência zero	1,45 Ω
Reatância de sequência zero	6,21 Ω
Transformador da Subestação	
Tensão do primário	138 kV
Tensão do secundário	12,47 kV
Tap primário	131,1 kV
Z	8,17 %
X/R	15,86
Dados do LTC	
Tensão nominal	120,0 V
Set Point	124,5 V
Band	3 V
Delay	60 s
R	0
X	0

7.1.3 Dados do Carregamento dos Alimentadores

A concessionária forneceu dados de um ano de medições da potência ativa e da potência reativa para cada um dos três alimentadores. As medidas foram tomadas a cada 15 *mins* com início em 01/06/2014 às 00:00 horas, totalizando 35040 medições para a potência

ativa e potência reativa de cada alimentador. A Figura 56 apresenta o carregamento anual medido em cada alimentador.

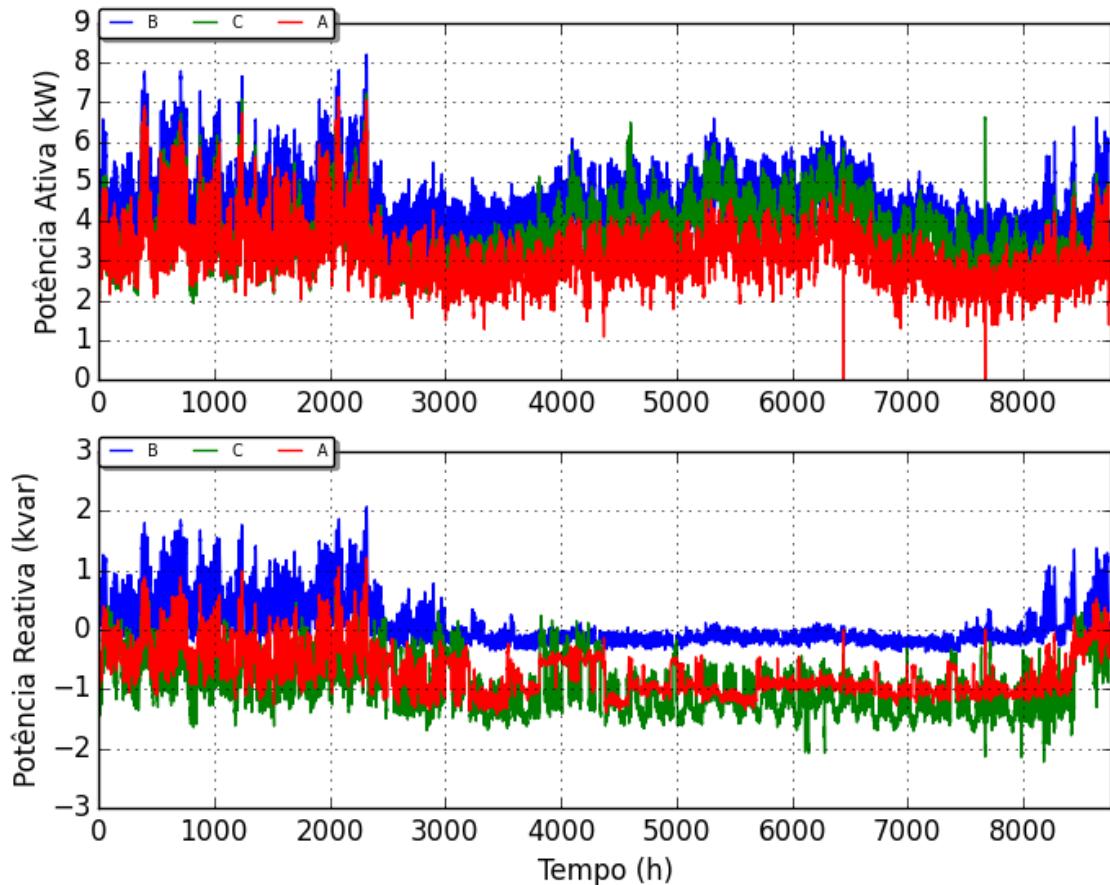


Figura 56: Carregamento dos três alimentadores

Para o alimentador estudado, A , é importante lembrar que as medições foram realizadas com a presença do sistema eólico e, portanto, elas são compostas pela diferença entre a potência consumida pelas cargas e a potência gerada pelo sistema eólico.

A geração intermitente do sistema eólico torna as medições realizadas no alimentador A inapropriadas para se obter a correta potência ativa consumida pelas cargas.

Contudo, a concessionária informou que os três alimentadores alimentam regiões onde as cargas são parecidas, isso pode ser notado nas formas das curvas apresentadas na Figura 56. Desse modo, os dados da potência ativa do alimentador A em pu são definidos a partir da média dos dados das potências dos outros dois alimentadores dividido pela média de suas potências instaladas, a Subsubseção 7.2.6.3 exibe o processo para se obter o carregamento do alimentador A .

7.1.4 Dados dos Controles dos Bancos de Capacitores

O alimentador é equipado com 3 bancos de capacitores, sendo um deles fixo e os outros dois controlados. Os dados do controle são apresentados na Tabela 40.

Tabela 40: Dados dos controles dos bancos de capacitores

Primeiro Banco	
Tensão nominal	120,0 V
Tensão <i>On</i>	124,0 V
Tensão <i>Off</i>	126,1 V
<i>Delay</i>	5 min
Segundo Banco	
Tensão nominal	120,0 V
Tensão <i>On</i>	121,0 V
Tensão <i>Off</i>	123,5 V
<i>Delay</i>	5 min

Os capacitores controlados são desligados caso hajam sobretensões nas barras onde são conectados. Por esse motivo o valor da Tensão *Off* é elevado, ou seja, o capacitor é desligado quando a barra monitorada pelo controle do banco de capacitores apresentar uma tensão maior que a Tensão *Off* por um intervalo maior que 5 minutos. De forma semelhante, o capacitor volta a ser ligado quando a barra monitorada pelo controle do banco de capacitores apresentar uma tensão menor que a Tensão *On* por um intervalo maior que 5 minutos.

7.1.5 Dados do Gerador Eólico

O existente sistema eólico é do Tipo III e, portanto, possui um gerador de indução duplamente alimentado, conforme apresentado na Seção 6.2. A Tabela 41 apresenta os dados do sistema eólico.

Tabela 41: Dados do sistema eólico existente

Tecnologia	DFIG
Tensão nominal	0.69 kV
Potência Nominal	900 kW

Além dos dados apresentados na Tabela 41, a concessionária forneceu dois dias de medições da potência de saída do sistema eólico operando com fator de potência unitário. Essas medições foram tomadas a cada segundo e são apresentadas na Figura 57.

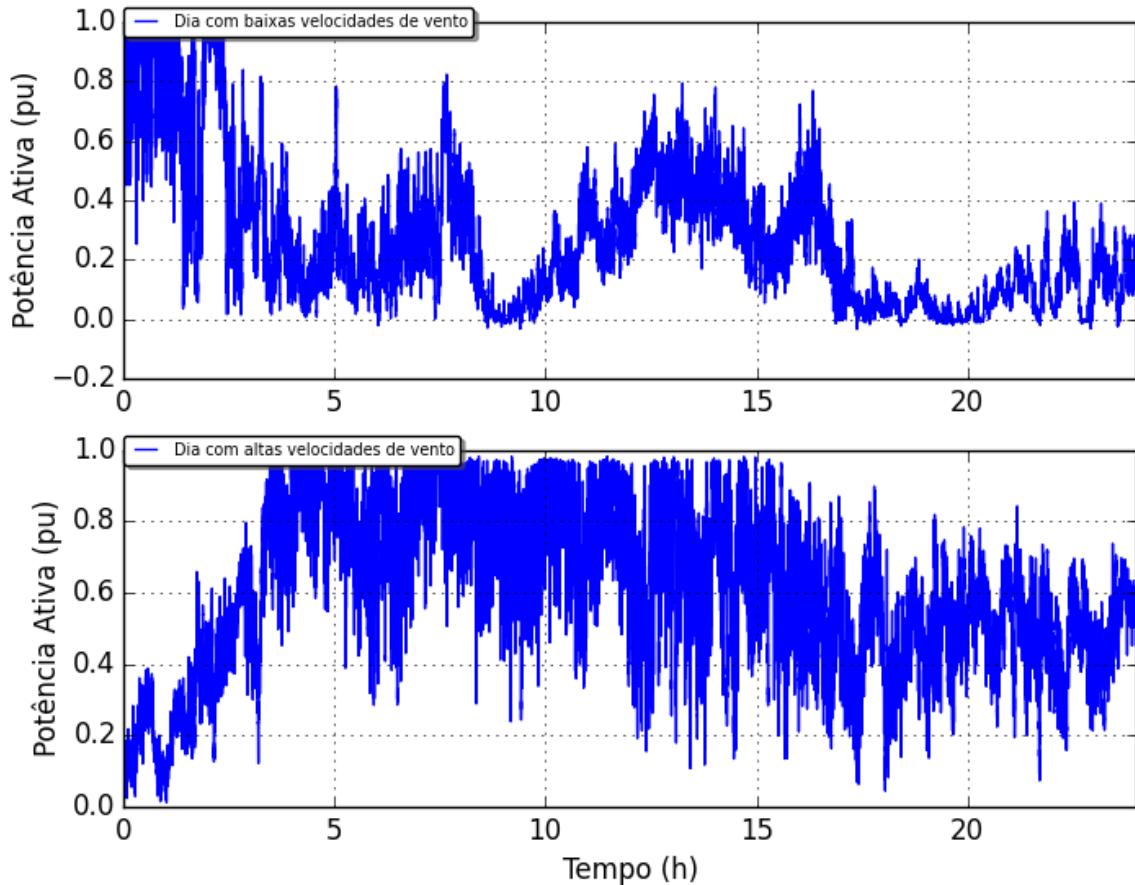


Figura 57: Curvas da potência de saída do gerador eólico

7.2 Modelagem do sistema de distribuição no software OpenDSS

Com os dados fornecidos pela concessionária, o objetivo desse item é apresentar a forma escolhida para se realizar a modelagem completa do sistema de distribuição no software OpenDSS.

7.2.1 Modelagem do Alimentador

O modelo do alimentador *A* foi fornecido no software CYME e, portanto, deve ser convertido na linguagem de programação aceita pelo OpenDSS. O processo de conversão é realizado utilizando um conversor produzido pelo EPRI, esse conversor foi desenvolvido em *Python* por dois estagiários, sendo um deles o autor desse relatório.

Basicamente, o conversor escrito em *Python* converte uma rede definida no software CYME, arquivo *.sxst, para o software OpenDSS, arquivos *.dss.

A conversão cria os arquivos *.dss, conforme Tabela 42. Esses arquivos descrevem todos os elementos elétricos do alimentador *A* com exceção do sistema eólico existente.

Tabela 42: Arquivos do OpenDSS criados através da conversão

Arquivo *.dss	Descrição
<i>Master</i>	Arquivo com os principais comandos
<i>lineCodes</i>	Arranjos das linhas
<i>lines</i>	Linhas
<i>loads</i>	Cargas
<i>regulators</i>	Reguladores
<i>switches</i>	Chaves
<i>transformer</i>	Transformadores

7.2.2 Modelagem da Subestação

A subestação é modelada no *software* OpenDSS utilizando os dados apresentados na Subseção 7.1.2 e o seu *script* é mostrado na Subseção B.0.1. Observa-se no modelo, que o transformador abaixador da subestação, o qual alimenta os três alimentadores, transforma a tensão de 138 kV em 12,47 kV, entretanto nota-se que o seu primário apresenta um *Tap* fixo no valor de 0,95 pu, já o seu secundário é equipado com um LTC.

7.2.3 Modelagem dos Consumidores do *A* e dos Dois Alimentadores

Os consumidores do alimentador *A* são modelados por cargas de potência constante e devem seguir as curvas de carga apresentadas na Subsubseção 7.2.6.3. A potência instalada nesse alimentador é de 8434 kW, conforme apresentado na Tabela 43.

Mesmo sendo o objetivo do estudo analisar apenas um dos alimentadores da subestação, é de grande importância representar os outros dois no modelo, possibilitando assim, observar a atuação do controle do LTC que influênciaria diretamente na tensão do alimentador estudado e, outro fator importante, é a possibilidade de haver troca de potência reativa entre os alimentadores.

Posto isto, uma forma simples de representá-los no modelo é caracterizá-los por cargas de potência constante que seguem as curvas de carga fornecidas pela concessionária. A Subsubseção 7.2.6.3 ilustra o método utilizado para obter as curvas de carga dos alimentadores.

7.2.4 Modelagem dos Sistemas Eólicos

A Seção 6.2 mostra como modelar a tecnologia DFIG no *software* OpenDSS e o *script* para esse caso é exposto na Subseção B.0.2. Além disso, na Subsubseção 7.2.6.1, apresenta-

se como são definidas as curvas de potência de saída do gerador.

Para o segundo sistema eólico também é utilizado a tecnologia DFIG e o estudo é realizado definindo três valores distintos para a potência nominal do gerador. O *script* desse caso é mostrado na Subseção B.0.3.

7.2.5 Modelagem do Sistema Fotovoltaico

Para se realizar o estudo são definidos três valores distintos para a potência nominal do sistema fotovoltaico e o *script* para esse caso é exposto na Subseção B.0.4. A Seção 6.1 apresenta a modelagem do sistema fotovoltaico e relata a importância das curvas de irradiação, que são definidas para a realização do estudo na Subsubseção 7.2.6.2.

O modelo do sistema fotovoltaico pode apresentar 2 diferentes modos de controle, conforme apresentado a seguir:

1. Fator de potência unitário:

Para definir esse caso basta observar o parâmetro pf igual a 1 no *script* apresentado na Subseção B.0.4.

2. Controle *VoltVar*.

O *script* do controle *VoltVar* é apresentado na Subseção B.0.5. A Subseção 6.1.3 explica como se define e como é a operação do inversor no modo de controle *VoltVar*.

A função *VoltVar* do inversor é habilitada apenas quando há a geração de potência ativa, ou seja, quando a irradiação é diferente de zero.

7.2.6 Definição das Curvas de Geração e de Carga

Nesse item são apresentadas as curvas de geração e de carga utilizadas nas simulações, conforme lista a seguir:

- ❑ Curva do sistema eólico:

- Dia com baixas velocidades de vento;
- Dia com altas velocidades de vento.

- ❑ Curva do sistema fotovoltaico:

- Dia ensolarado;
- Dia com passagem de nuvens.

- ❑ Curva de carga para os consumidores e para os outros dois alimentadores:

- Dia útil;
- Final de semana.

7.2.6.1 Curvas para os Sistemas Eólicos

Como apresentado na Subseção 7.1.5, a concessionária forneceu as medições no sistema eólico existente para dois dias típicos, o primeiro com baixas velocidades de vento e, o segundo com altas velocidades de vento.

Esses dados são utilizados para definir as curvas do segundo sistema eólico e, por questão de facilidade, as simulações são realizadas utilizando a mesma curva em *pu* para os dois sistemas, essa opção é razoável pelo fato da proximidade dos sistemas eólicos.

7.2.6.2 Curvas para o Sistema Fotovoltaico

Para o sistema fotovoltaico são utilizadas duas curvas de irradiação diferentes, conforme apresentado na Figura 58. O primeiro cenário corresponde a irradiação em *pu* para um dia ensolarado e o segundo, para um dia com passagens de nuvens. A Seção 6.1 apresenta a relação entre a irradiação e a potência fornecida pelo sistema fotovoltaico.

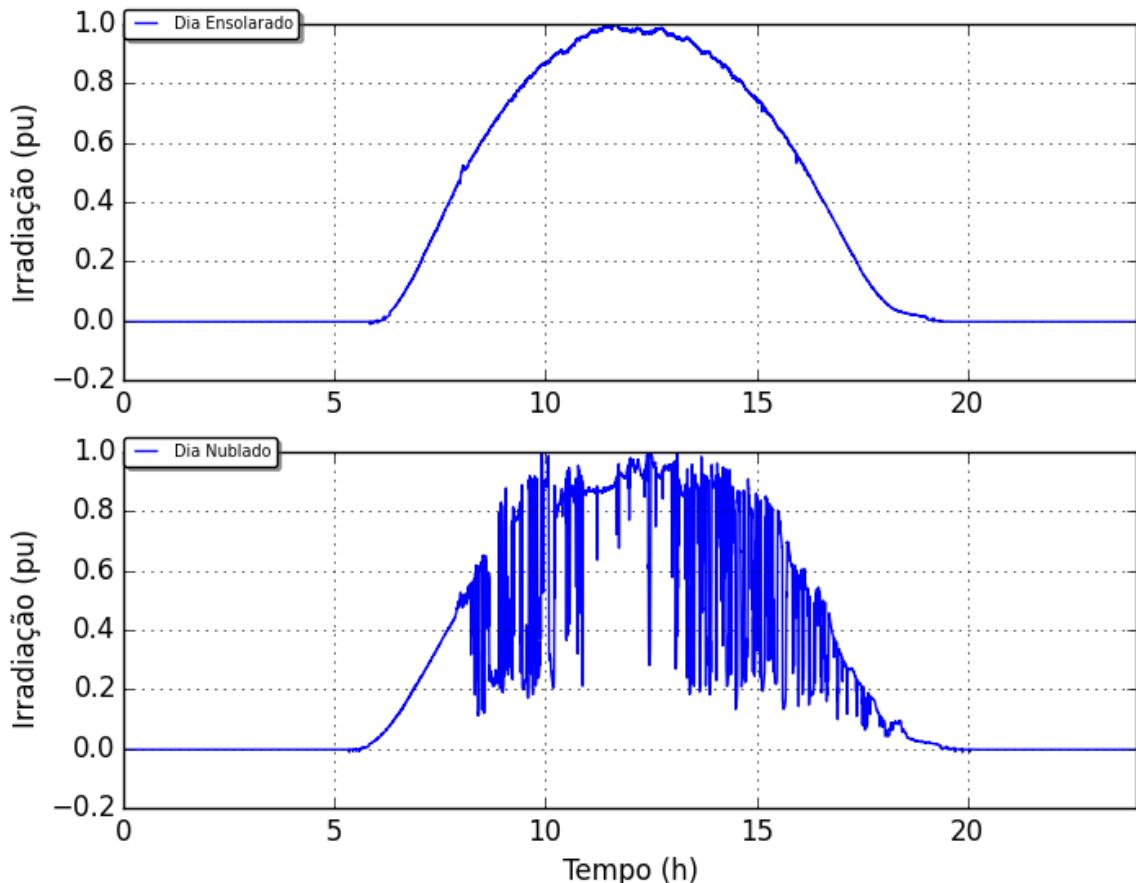


Figura 58: Curvas de irradiação

7.2.6.3 Curvas de Cargas para os Consumidores e Alimentadores

Na Subseção 7.1.3 são apresentados os dados de um ano de medições da potência ativa e da potência reativa para cada um dos três alimentadores, porém as simulações devem ser realizadas considerando apenas dados de dois dias distintos.

Posto isto, são escolhidas curvas de cargas para dois dias, seguindo o procedimento numerado a seguir:

1. Obter a curva potência ativa em *pu* do alimentador *A*:

Como discutido na Subseção 7.1.3, são utilizados as medições dos dois alimentadores vizinhos para se obter as curvas de carga para os consumidores do alimentador *A*. Para isso, primeiro é calculado a média dos valores em *kW* dos dois alimentadores vizinhos e, então, divide-se pela média de suas potências instaladas para se obter a sua curva em *pu*¹, conforme a Equação 70. Essa nova lista de valores, P_A^{Nova} , é utilizada para definir as curvas diárias em *pu* para os consumidores do alimentador *A*. Os valores das potências instaladas dos alimentadores são apresentados na Tabela 43.

$$P_A^{Nova} = \frac{P_B + P_C}{P_B^{Instalada} + P_C^{Instalada}} \quad (70)$$

2. Obter as curvas para a potência ativa e reativa em *pu* dos alimentadores *B* e *C*:

Nesse caso, é necessário dividir os valores medidos pelos respectivos valores de potência instaladas. A Tabela 43 apresenta os valores máximos das potências dos dois alimentadores, que no caso são consideradas suas potências instaladas.

Tabela 43: Potências de base para as curvas dos alimentadores

Alimentador	Potência Ativa Máxima <i>kW</i>	Potência Reativa <i>kvar</i>	Potência Instalada <i>kW</i>
<i>A</i>	7700	None	8434
<i>B</i>	8209	2066	8209
<i>C</i>	7230	758	7230

3. Encontrar o dia com o menor carregamento no alimentador *A* entre 10:00 e 14:00:

Adota-se o critério de se obter o menor carregamento entre 10:00 e 14:00, pois com a presença da geração solar, é possível que nesse período haja uma alta geração de energia e um baixo consumo, podendo causar problemas de sobretenção no alimentador.

¹A potência de base dessa nova curva é a potência instalada do alimentador *A*.

O menor carregamento ocorreu no dia 19/04/2015 às 10:30, que é um domingo, com um carregamento de 0,39 pu ou 3289 kW, sendo a potência de base a potência instalada no alimentador *A*, que é igual a 8434 kW, conforme apresentado na Tabela 43.

4. Encontrar o dia com o maior carregamento no alimentador *A*:

Nesse caso, a finalidade de se obter a curva de carga para a condição de máxima demanda é de analisar cenários nos quais podem-se apresentar problemas de subtensão no alimentador.

O maior carregamento ocorreu no dia 26/08/2014 às 16:15, que é uma terça-feira, com um carregamento de 0,94 pu ou 7962 kW, sendo a potência de base a potência instalada no alimentador *A*, que é igual a 8434 kW, conforme apresentado na Tabela 43.

Por fim, são definidas as curvas de carga para os consumidores do alimentador *A* e as curvas de carga para os alimentadores *B* e *C* de acordo com a Figura 59, no qual o dia útil corresponde ao dia 26/08/2014 e o final de semana corresponde ao dia 19/04/2015. Deve-se ressaltar que as formas dessas curvas de carga em pu foram comparadas com curvas de diversos dias, para então, poder validar ambas as formas.

7.3 Simulações

Neste item é descrito o procedimento escolhido para a realização das simulações. Basicamente, podem-se separar as simulações em dois diferentes métodos, conforme apresentado a seguir:

- ❑ Simulações utilizando o modo *SnapShot* para o cálculo do fluxo de potência;
- ❑ Simulações utilizando o modo *Daily* para o cálculo do fluxo de potência.

Esses dois métodos de cálculo são apresentados na Seção 2.5.

7.3.1 Simulação Utilizando o Modo de Cálculo *SnapShot*

O modo *SnapShot* tem a finalidade de calcular o fluxo de potência para uma condição pontual, ou seja, definindo as variáveis do sistema em uma situação específica. Dessa forma, as simulações nesse item tem como objetivo apresentar uma primeira compreensão da influência do aumento da penetração de GD, observando se há violação nos níveis das tensões do alimentador.

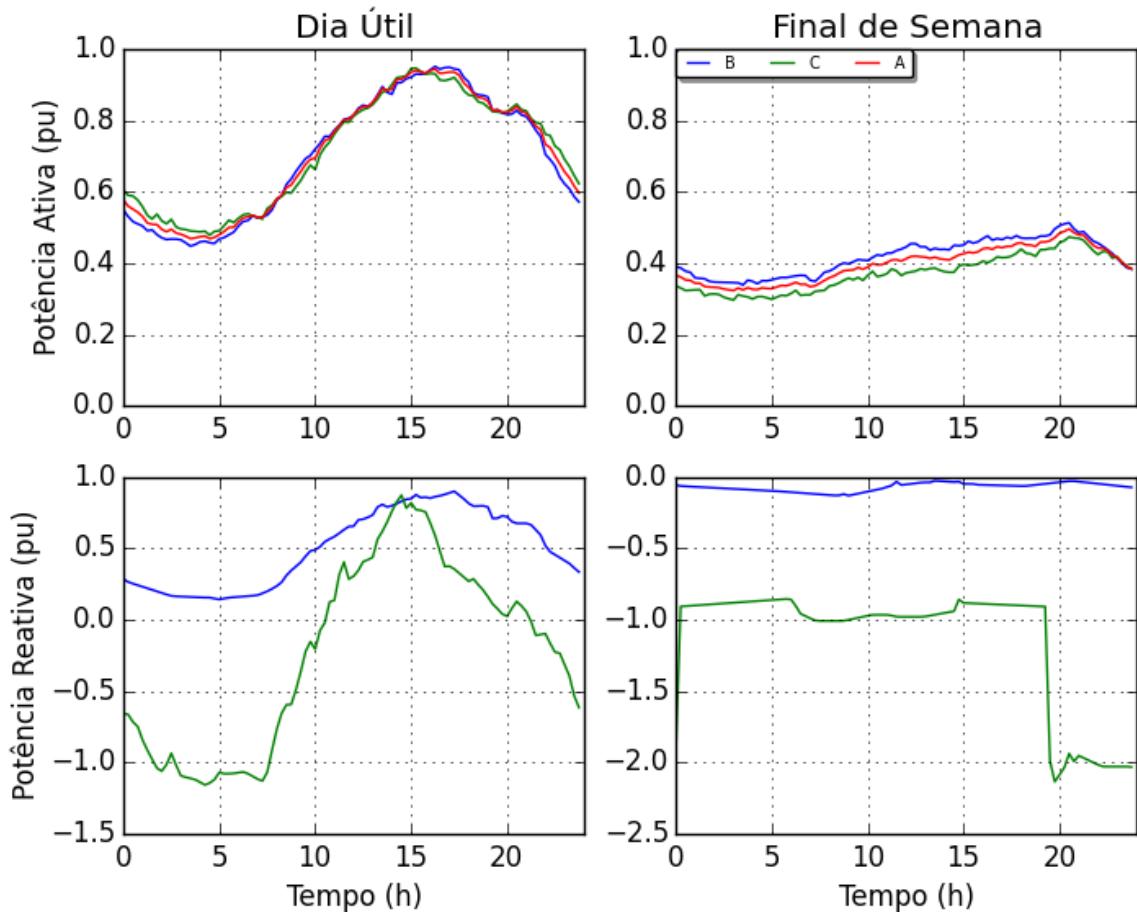
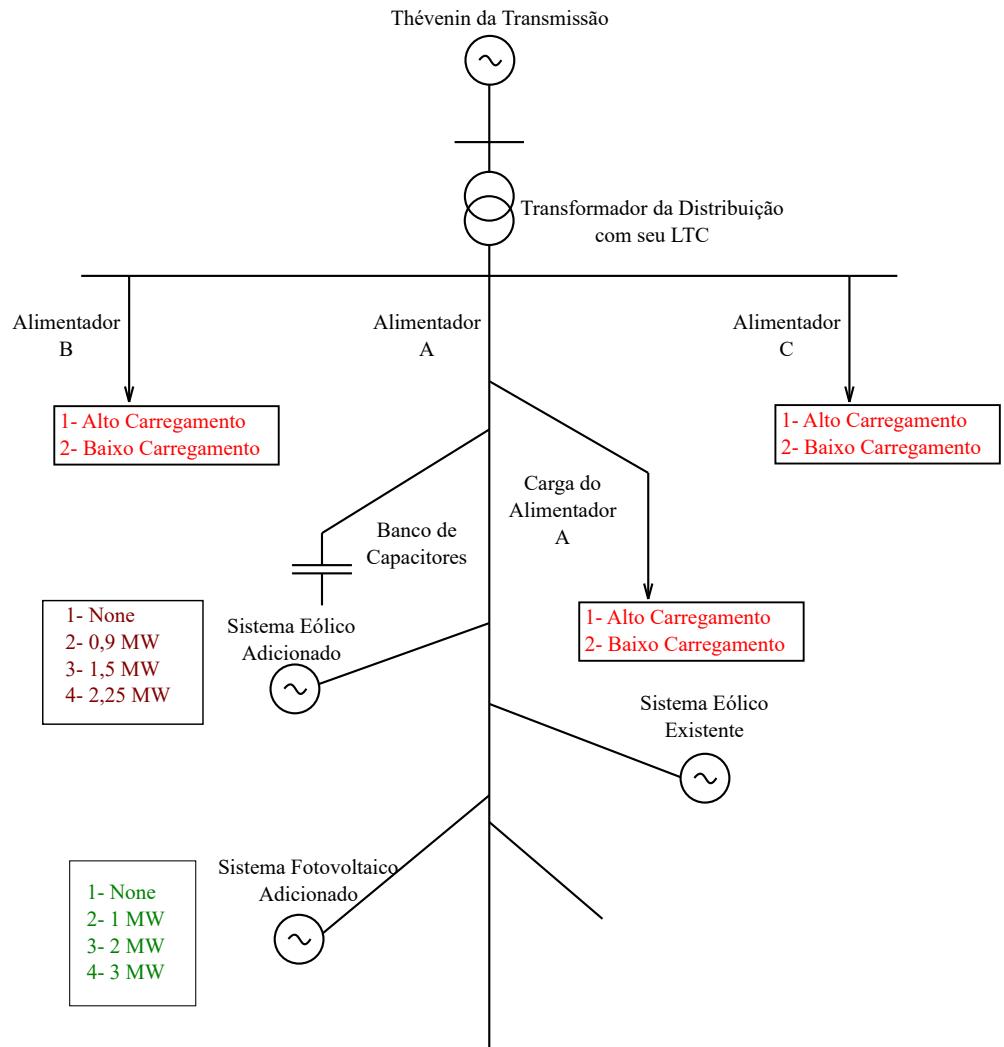


Figura 59: Curvas de carga para os consumidores

Para realizar as simulações utilizando o modo *SnapShot* é possível definir 3 variáveis, a potência injetada pelo sistema eólico adicionado, a potência injetada pelo sistema fotovoltaico e o carregamento do sistema. Com essas 3 variáveis, podem-se simular 32 diferentes cenários. A Figura 60 apresenta as opções de escolha para as variáveis do problema.

Os valores dos carregamentos são definidos através dos dois dias escolhidos, o dia útil e o final de semana definidos na Subsubseção 7.2.6.3. Para o alto carregamento são utilizados os valores do horário de pico do dia útil, já para o baixo carregamento são utilizados os dados das 10:30 do final de semana. A Tabela 44 apresenta os valores em *pu* para os consumidores do alimentador *A* e para os alimentadores *B* e *C*.

Dessa forma, podem-se definir dois grupos, o primeiro com 16 cenários correspondentes à condição de alto carregamento e os outros 16 correspondentes à condição de baixo carregamento.



Opções:

- a) Potências do Sistema Eólico Adicionado
- b) Potências do Sistema Fotovoltaico Adicionado
- c) Carregamento Pontual para os Consumidores do A e para os Alimentadores B e C

Figura 60: Variáveis para a simulação utilizando o modo *SnapShot*

7.3.1.1 Alto Carregamento

Para esse conjunto, simulam-se os 16 diferentes cenários com o objetivo de avaliar como o aumento de penetração da GD influencia no perfil da tensão do alimentador e, além disso, observar se há violação nos níveis das tensões do alimentador.

Para avaliar a influência do aumento da penetração da GD no alimentador, primeiro simula-se o cenário base, que corresponde a nenhuma GD adicionada e condição de alto carregamento, com o propósito de obter os valores dos controles dos capacitores e do LTC, esses valores são apresentados na Tabela 45. Assim, todos os outros cenários são simulados considerando os controles fixados nesses valores. Desse modo, é garantido que

Tabela 44: Potências de base e os carregamentos para os consumidores do alimentador A e para os alimentadores

Alimentador	Alto Carregamento pu	Baixo Carregamento pu	Potência de Base kW
A	0,94	0,39	8434 (Alimentador)
B	0,95	0,41	8209
C	0,93	0,36	7230

a simulação é feita para o pior caso², o qual corresponde a penetração instantânea de toda a potência das GD.

Tabela 45: Resultados dos controles da simulação do caso base para a condição de alto carregamento

Equipamento	Estado
LTC	1 pu
Banco de Capacitores 1	Ligado
Banco de Capacitores 2	Ligado

Definido o cenário base, a influência do aumento da penetração de GD é medida através do máximo valor da diferença entre as tensões do cenário i e as tensões do cenário base. Entretanto, para avaliar a possível violação nos níveis das tensões, também, simulam-se os cenários deixando livre os controles dos capacitores e do LTC.

Os resultados das simulações são apresentados na Tabela 46. A coluna “Máximo ΔV pu” corresponde ao máximo valor em pu da diferença entre as tensões do cenário i e as tensões do cenário base para a condição de controle fixo.

Os resultados mostram que não há violação nos níveis das tensões para qualquer cenários simulado³. Com relação à influência do aumento da penetração de GD, pode-se observar que a máxima variação da tensão varia entre 0,013 pu e 0,075 pu, lembrando que esses valores são obtidos com os controles fixados.

Para ilustrar melhor os resultados apresentados na Tabela 46, a Figura 61 mostra o perfil da tensão do caso base, o perfil da tensão do cenário 16 com os controles fixos e a diferença entre esses dois perfis. A GUI, que é descrita na Seção 7.4, tem a finalidade de facilitar a realização das simulações e a visualização dos resultados.

7.3.1.2 Baixo Carregamento

O cenário base desse conjunto é definido considerando nenhuma penetração de GD e a condição de baixo carregamento. Simulando esse cenário, são obtidos os estados dos

²Essa situação corresponde ao pior cenário matemático.

³Para o cenário 16, há violação para os controles fixos, entretanto quando os controles são livres, os capacitores são desligados e, por consequência, não se tem mais a violação.

Tabela 46: Resultados das simulações no modo *SnapShot* considerando a condição de alto carregamento

Cenário	Variável		Máximo ΔV pu	Violação	
	Eólico	Fotovoltaico		Controle Fixo	Controle Livre
Base	1	1	-	Não	Não
2	2	1	0,013	Não	Não
3	1	2	0,017	Não	Não
4	2	2	0,030	Não	Não
5	3	1	0,022	Não	Não
6	3	2	0,038	Não	Não
7	1	3	0,033	Não	Não
8	2	3	0,045	Não	Não
9	3	3	0,052	Não	Não
10	4	1	0,032	Não	Não
11	4	2	0,047	Não	Não
12	4	3	0,061	Não	Não
13	1	4	0,048	Não	Não
14	2	4	0,059	Não	Não
15	3	4	0,066	Não	Não
16	4	4	0,075	Sim	Não

controles, conforme apresentado na Tabela 47.

Tabela 47: Resultados dos controles da simulação do caso base para a condição de baixo carregamento

Equipamento	Estado
LTC	1 pu
Banco de Capacitores 1	Desligado
Banco de Capacitores 2	Desligado

Os resultados das simulações são apresentados na Tabela 48 e, nota-se que na maioria dos casos se tem violação nos níveis das tensões do alimentador tanto para controle fixo quanto para livre, revelando que a inclusão da GD altera o problema de subtensão devido ao alto carregamento para um problema de sobretensão na condição de baixo carregamento. Resumindo, a sobretensão pode ocorrer quando há muita GD e pouco consumo e, de forma semelhante, a subtensão pode acontecer quando há muito consumo e pouca ou nenhuma GD. Porém, para o alimentador estudado, observa-se que não há problemas com subtensão mesmo para alto carregamento sem GD.

Com relação à influência do aumento da penetração de GD, pode-se observar que a máxima variação da tensão ocorre entre 0,011 pu e 0,064 pu, lembrando que esses valores são obtidos com os controles fixos.

As simulações realizadas nesse item fornecem uma ideia inicial da influência do aumento da GD no alimentador e em quais cenários há violação nos níveis das tensões do

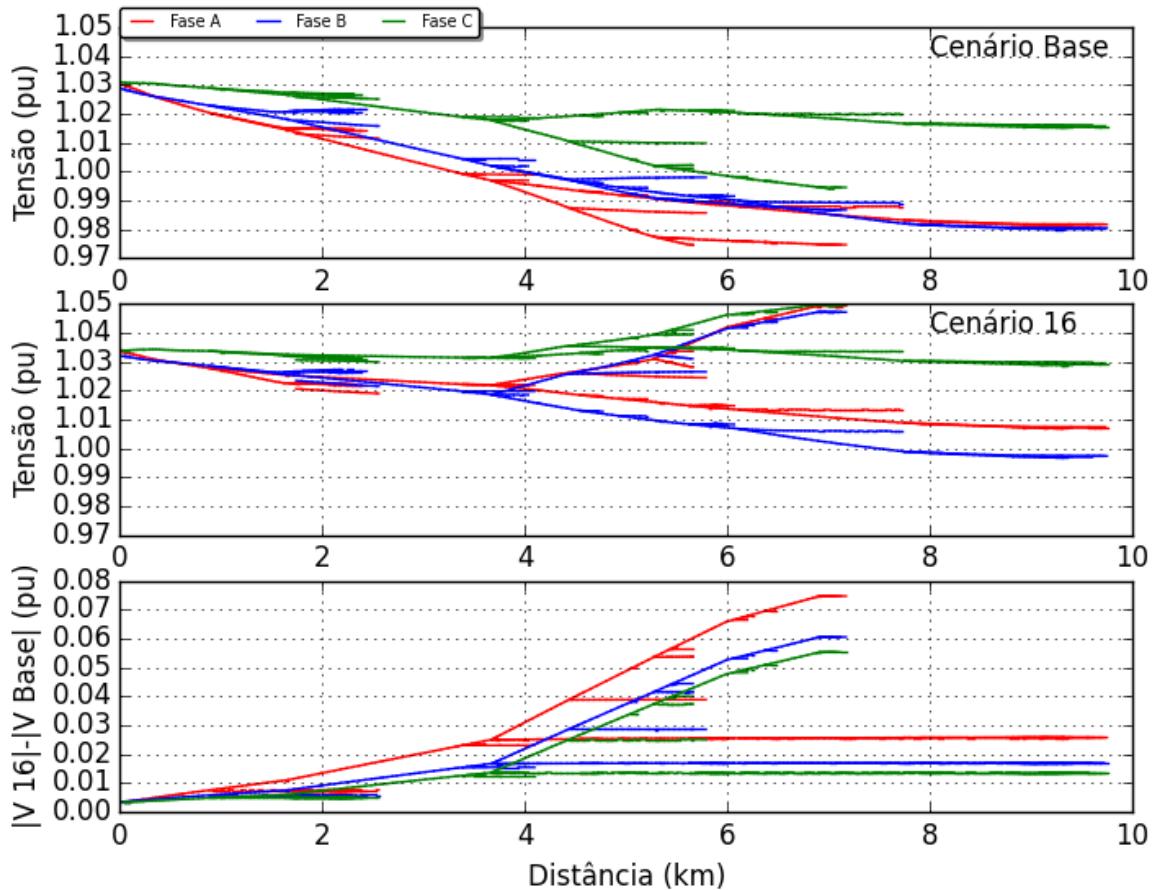


Figura 61: Perfil do cenário base, do cenário 16 e a sua diferença

alimentador.

Diferente do modo *SnapShot*, na Subseção 7.3.2 são realizadas as simulações considerando um período de análise e, portanto, mais informações são utilizadas representando melhor o problema.

7.3.2 Simulação Utilizando o Modo de Cálculo *Daily*

As simulações nesse item tem como objetivos verificar a influência do aumento da penetração de GD, observar se há violação nos níveis das tensões do alimentador e, além disso, caso seja necessário, utilizar a função *VoltVar* do inversor do sistema fotovoltaico para melhorar o perfil da tensão do alimentador.

O modo *Daily* calcula n vezes o fluxo de potência correspondente a um dia completo, conforme apresentado na Seção 2.5. Esse modo de cálculo é capaz de incluir as curvas de carga e de geração, possibilitando a realização de simulações que consideram a não coincidência de geração máxima e consumo mínimo e vice-versa, diferentemente do modo *SnapShot* que utiliza apenas uma condição específica, como apresentado na Subseção 7.3.1.

Tabela 48: Resultados das simulações no modo *SnapShot* considerando baixo carregamento

Cenário	Variável		Máximo ΔV pu	Violação	
	Eólico	Fotovoltaico		Controle Fixo	Controle Livre
Base	1	1	-	Não	Não
2	2	1	0,011	Não	Não
3	1	2	0,015	Não	Não
4	2	2	0,025	Sim	Sim
5	3	1	0,018	Sim	Sim
6	3	2	0,032	Sim	Sim
7	1	3	0,029	Sim	Sim
8	2	3	0,038	Sim	Sim
9	3	3	0,044	Sim	Sim
10	4	1	0,027	Sim	Sim
11	4	2	0,040	Sim	Sim
12	4	3	0,052	Sim	Sim
13	1	4	0,042	Sim	Sim
14	2	4	0,050	Sim	Sim
15	3	4	0,056	Sim	Sim
16	4	4	0,064	Sim	Sim

As vantagens desse método são a visualização da variação dos controles dos capacitores e do LTC, das potências fornecidas e das tensões ao longo do dia. Entretanto, existem duas principais desvantagens, a primeira é o tempo levado em cada simulação e, a segunda, a quantidade de variáveis do problema, que para esse estudo define-se ao todo 192 cenários. A Figura 62 apresenta as opções de escolha para as variáveis do problema.

Cada simulação dura aproximadamente 10 *min*, ou seja, realizar as 192 simulações levaria em torno de 32 *h*. O objetivo é analisar quais casos apresentam violação nos níveis das tensões do alimentador e, então, utilizar a função *VoltVar* do inversor para tentar minimizar o problema⁴. Em outras palavras, essa função do inversor não é utilizada quando um cenário não apresentar violação.

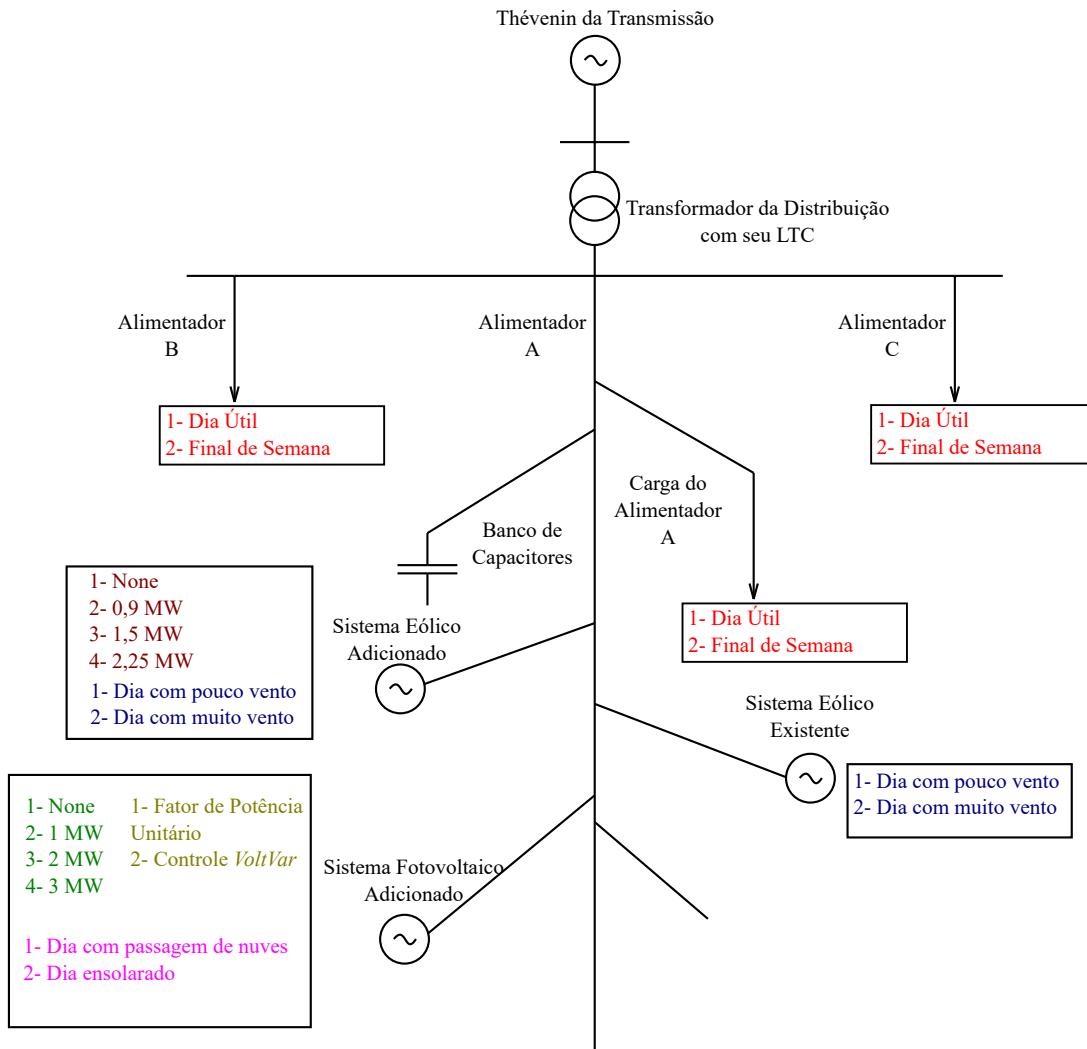
Os cenários são organizados dentro de conjuntos que são chamados de “Conexão”, que representam as 16 diferentes combinações possíveis de se conectar o sistema eólico e o sistema fotovoltaico, conforme apresentado na Tabela 49.

Cada conexão possui um número de cenários. A Tabela 50 apresenta os 4 possíveis cenários quando não há o sistema fotovoltaico, já com o sistema conectado, a Tabela 51 mostra os 8 possíveis cenários. A função do inversor é utilizada apenas quando há o sistema fotovoltaico e o cenário simulado apresenta violação nos níveis das tensões.

7.3.2.1 Resultados

Os resultados das simulações são apresentados na Tabela 52 e a seguir é mostrado a sua legenda:

⁴A função *VoltVar* do inversor só pode ser usada quando for conectado o sistema fotovoltaico.



Opções:

- a) Potências do Sistema Eólico Adicionado
- b) Potências do Sistema Fotovoltaico Adicionado
- c) Curvas de Carga para as Consumidores do A e para os Alimentadores B e C
- d) Curvas de Irradiações para o Sistema Fotovoltaico Adicionado
- e) Curvas da Potência de Saída dos Sistemas Eólicos
- f) Controle do Inversor do Sistema Fotovoltaico Adicionado

Figura 62: Variáveis para a simulação utilizando o modo *Daily*

- : Cenário inexistente, pois o sistema fotovoltaico não está conectado;
- ✗ : Cenário simulado apresenta violação nos níveis das tensões, mesmo com a utilização da função *VoltVar* do Inversor;
- ✓ : Cenário simulado não apresenta violação nos níveis das tensões;
- + : Cenário simulado não apresenta violação nos níveis das tensões, pois é utilizado a função *VoltVar* do Inversor.

Tabela 49: Combinações de conexão do sistema eólico e do sistema fotovoltaico

Conexão	Variável	
	Eólico	Fotovoltaico
1	1	1
2	2	1
3	1	2
4	2	2
5	3	1
6	3	2
7	1	3
8	2	3
9	3	3
10	4	1
11	4	2
12	4	3
13	1	4
14	2	4
15	3	4
16	4	4

Tabela 50: Cenários possíveis quando não há o sistema fotovoltaico

Cenário	Variável	
	Curva Potência Eólica	Curvas de Carga
1	1	1
2	1	2
3	2	1
4	2	2

7.3.2.2 Descrição do Procedimento para a Obtenção dos Resultados

Esse item tem a finalidade de apresentar o procedimento e as análises das simulações feitas no conjunto 8. A Tabela 52 mostra que essa conexão é possível de ser realizada, pois não há nenhum cenário com violação, porém deve-se utilizar a função *VoltVar* do inversor, conforme visto nos cenários 4, 6 e 8, os quais apresentam a curva de carga do final de semana em comum. Por consequência, para esse conjunto é necessário a conexão do sistema fotovoltaico equipado com um inversor que apresente a função *VoltVar*.

Cenários sem violação

Os cenários 1, 2, 3, 5 e 7 não apresentam violação nos níveis das tensões do alimentador. Como exemplo, para o cenário 1 é apresentado o procedimento utilizado para observar esse fato.

1. Tensões nas barras das GD:

Tabela 51: Cenários possíveis quando há o sistema fotovoltaico

Cenário	Variável		
	Curva de Irradiação	Curva Potência Eólica	Curvas de Carga
1	1	1	1
2	1	1	2
3	1	2	1
4	1	2	2
5	2	1	1
6	2	1	2
7	2	2	1
8	2	2	2

Tabela 52: Resultados das simulações no modo *Daily*

Conjunto	Cenário								Possível Conexão
	1	2	3	4	5	6	7	8	
Base	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	Sim
2	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	Sim
3	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Sim
4	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Sim
5	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	Sim
6	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	+	Sim
7	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Sim
8	✓	✓	✓	+	✓	+	✓	+	Sim
9	✓	+	+	+	✓	+	+	+	Sim
10	X	X	X	X	-	-	-	-	Não
11	X	X	X	X	X	X	X	X	Não
12	X	X	X	X	X	X	X	X	Não
13	✓	+	✓	+	✓	+	✓	+	Sim
14	✓	+	✓	+	✓	+	+	+	Sim
15	X	X	X	X	X	X	X	X	Não
16	X	X	X	X	X	X	X	X	Não

Observar as tensões nas barras onde se tem as GD conectadas, a Figura 63 mostra as tensões no sistema eólico existente, no sistema eólico adicionado e no sistema fotovoltaico. Para esse cenário pode-se observar que não há violação nos níveis das tensões.

2. Tempos nas condições limites:

Obter os tempos correspondentes aos valores máximo e mínimo das tensões nas barras das GD. Para esse caso, às 7:30 h se tem o valor máximo das tensões no alimentador, de forma oposta, às 17:30 h se tem o valor mínimo das tensões.

3. Perfis das tensões:

Obter os perfis das tensões para os tempos do item anterior, conforme apresentado na Figura 64.

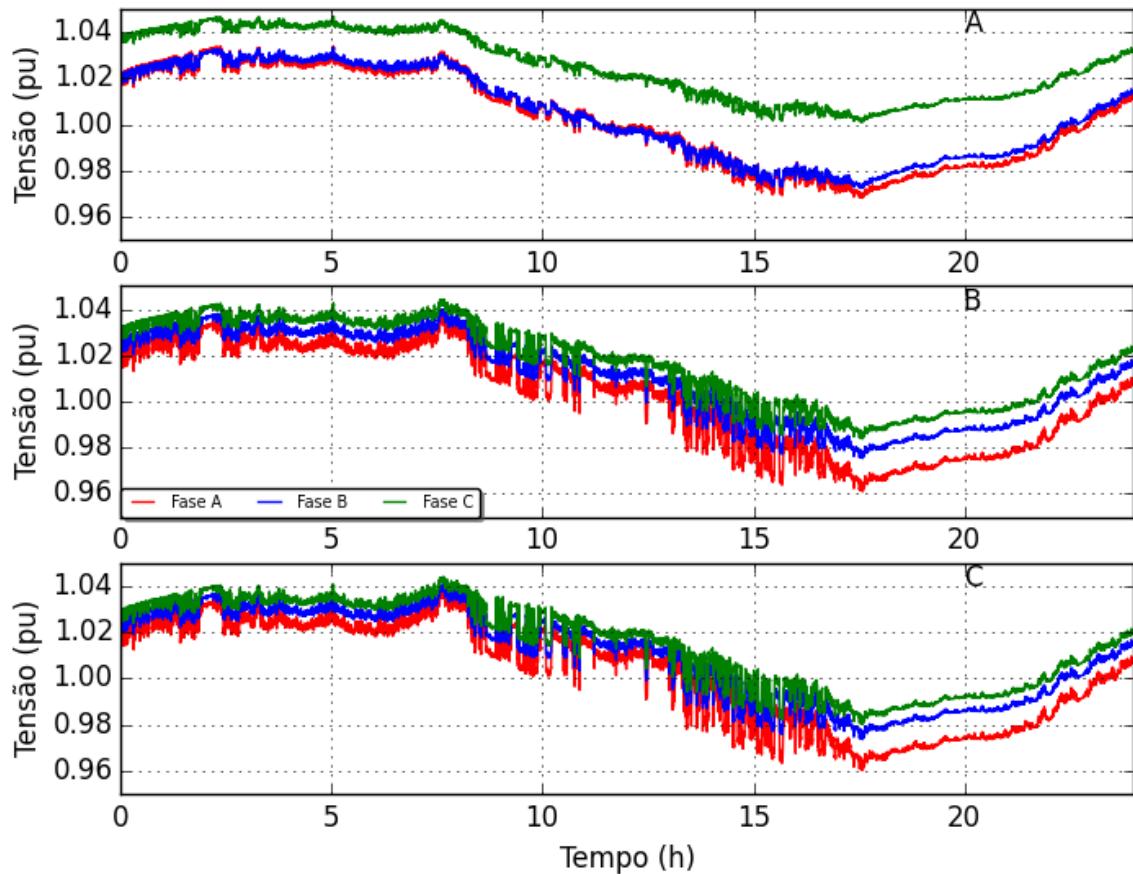


Figura 63: A: Tensões ao longo do tempo na barra da geração eólica existente para o conjunto 8 e cenário 1; B: Tensões ao longo do tempo na barra da geração eólica adicionada para o conjunto 8 e cenário 1; C: Tensões ao longo do tempo na barra da geração fotovoltaica para o conjunto 8 e cenário 1

Portanto, observa-se na Figura 64 que esse cenário estudado não apresenta violação de tensão. Para confirmar essa afirmação é utilizada a GUI, a qual apresenta todos os perfis de tensões para o dia analisado.

Cenários que utilizam a função *VoltVar* do inversor

Os cenários 4, 6 e 8 não apresentam violação nos níveis das tensões do alimentador quando utilizam a função *VoltVar* do inversor é utilizada. Como exemplo, para o cenário 8, são apresentadas na Figura 65 as tensões na barra onde é conectado o sistema fotovoltaico tanto para a condição sem a função *VoltVar* quanto para a condição com a função.

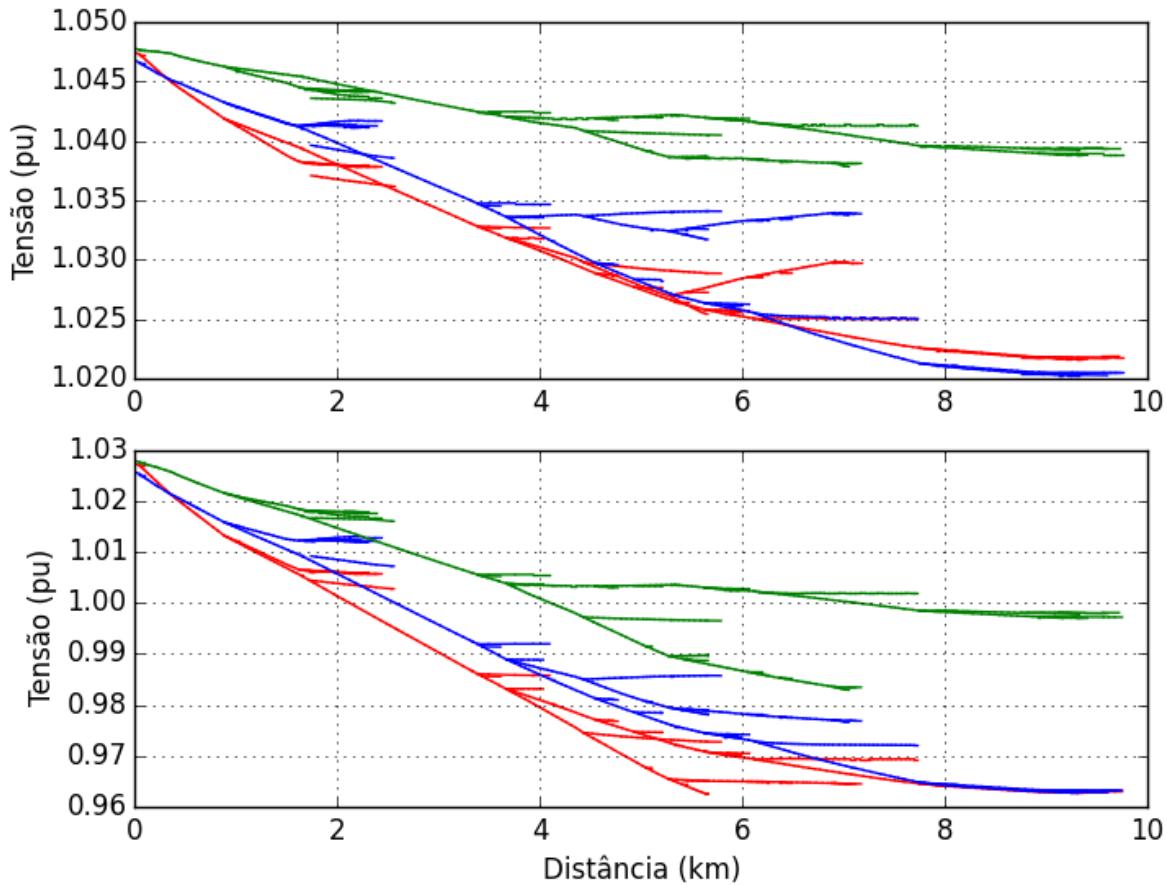


Figura 64: A: Perfil da tensões no alimentador para o baixo carregamento diário; B: Perfil da tensões no alimentador para o alto carregamento diário

7.3.2.3 Influência nas Tensões com o Aumento da Penetração de GD

Esse item tem a finalidade de analisar a influência do aumento da penetração de GD nas tensões do alimentador, com base nos resultados apresentados na Tabela 52.

Vale recordar que as violações nos níveis das tensões podem ocorrer de duas formas:

- Subtensão: Consumo elevado e baixa ou nula penetração de GD;
- Sobretensão: Consumo baixo e elevada penetração de GD.

Segundo os resultados, o alimentador estudado não apresenta problemas de subtensão. Dessa forma, as análises a seguir tem como objetivo observar as causas dos problemas de sobretensão.

Influência do aumento da penetração de geração eólica

Observa-se nas simulações realizadas que a geração eólica tem grande impacto individual entre 1:00 h e 6:30 h. Esse período, que corresponde a madrugada, apresenta uma

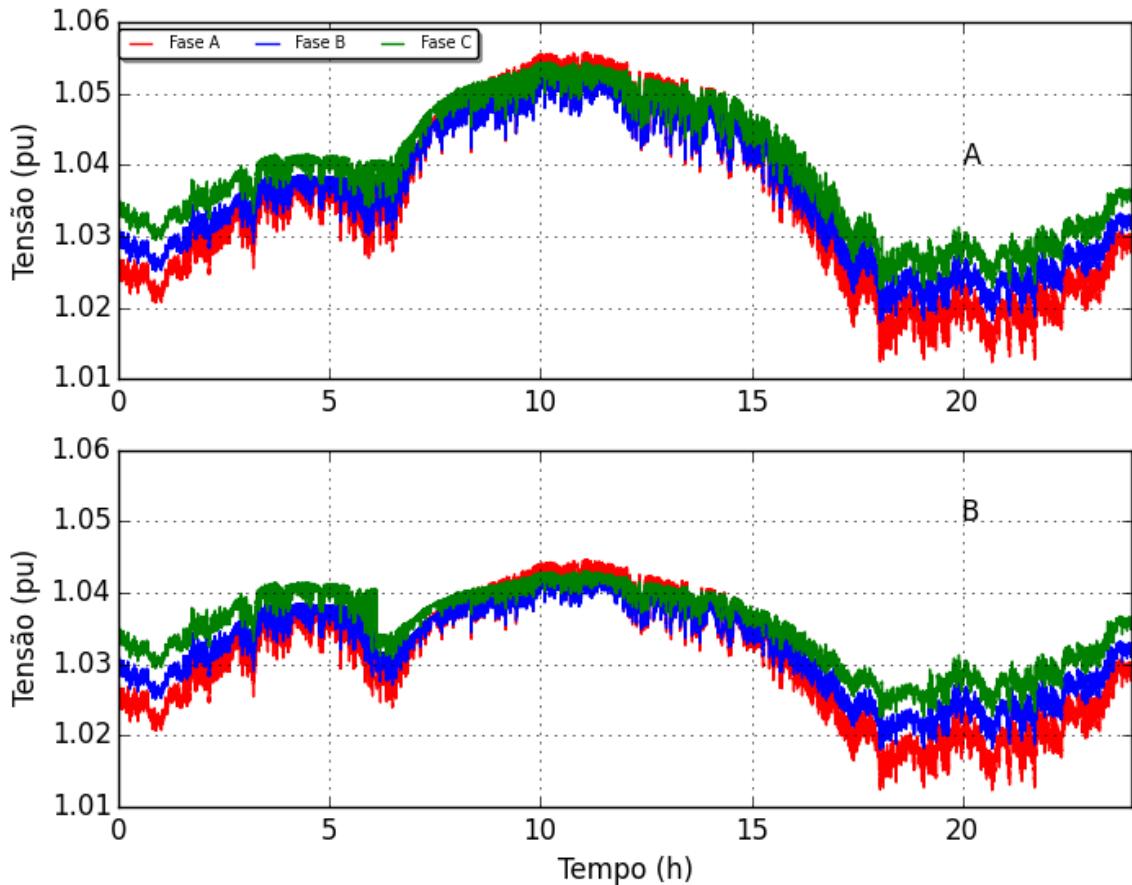


Figura 65: A: Tensões ao longo do tempo na barra do sistema fotovoltaico sem controle *VoltVar*; B: Mesma situação do A, porém com a função *VoltVar*

baixa demanda e o sistema fotovoltaico inativo.

No conjunto 10, pode-se observar a sobretensão na madrugada devido exclusivamente a elevada geração eólica. Além do conjunto 10, os conjuntos 11, 12, 15 e 16 também apresentam violação na madrugada, esse fato é observado nos cenários 1, 2, 5 e 6 correspondentes a cada conjunto.

Como exemplo, a Figura 66 apresenta, para o conjunto 10 e cenário 1, as tensões ao longo do tempo na barra da geração eólica adicionada, o qual observa-se a violação no período entre 1:30 h e 2:45 h.

Outro fato importante é que a violação praticamente independe das curvas de carga, pois a madrugada dos dois dias selecionados, o dia útil e o final de semana, apresentam aproximadamente o mesmo valor de demanda. Por fim, não se pode esquecer que o sistema eólico também influência na elevação das tensões no resto do dia.

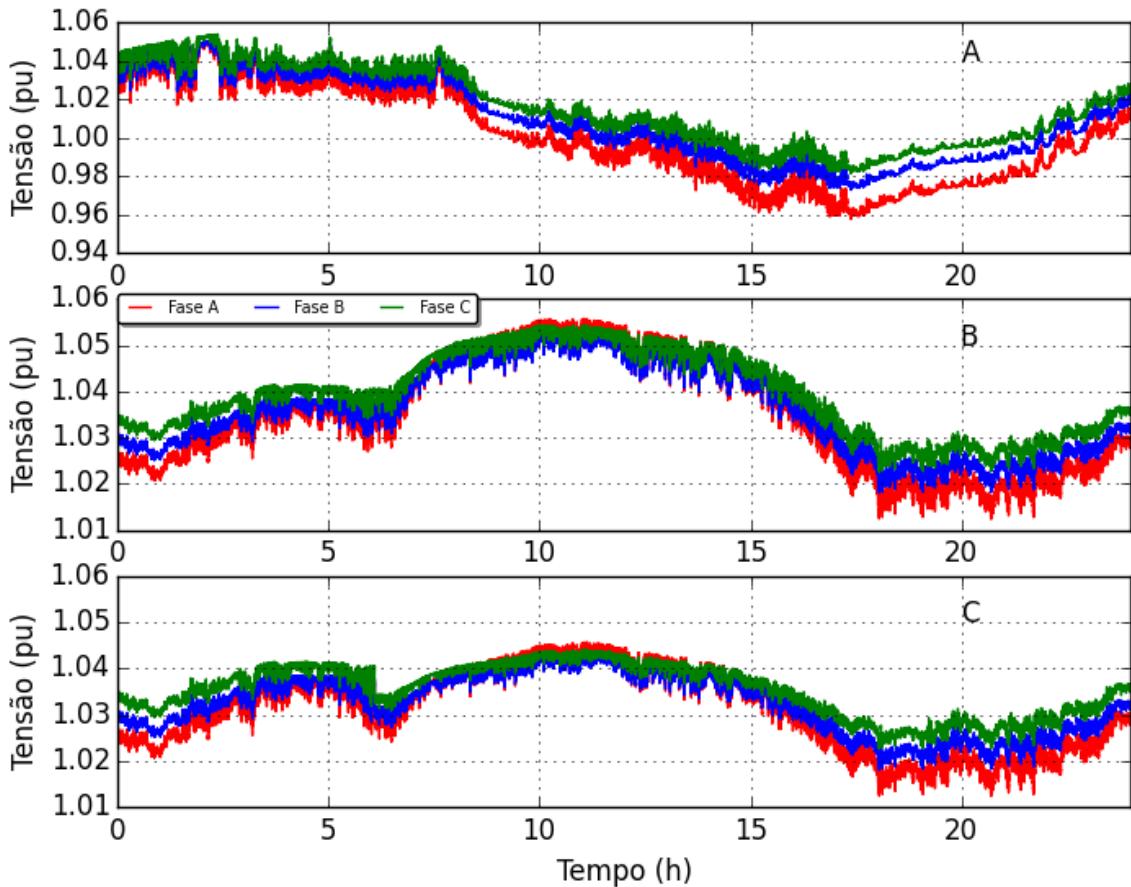


Figura 66: A: Tensões ao longo do tempo na barra da geração eólica adicionada para o conjunto 10 e cenário 1; B: Tensões ao longo do tempo na barra da geração fotovoltaica para o conjunto 8 e cenário 8 sem controle *VoltVar*; C: Mesma situação de B, porém com o controle *VoltVar*

Influência do aumento da penetração da geração fotovoltaica

Observa-se nas simulações realizadas que a geração fotovoltaica tem grande impacto individual no final de semana entre 10:00 h e 14:00 h, ou seja, momento que há baixa demanda e elevada geração, a qual pode ser composta pelo sistema fotovoltaico e sistema eólico adicionado, agravando dessa forma o problema.

Como exemplo, a Figura 66 apresenta, para o conjunto 8 e cenário 8 sem a atuação do controle *VoltVar*, as tensões ao longo do tempo na barra da geração fotovoltaica, o qual observa-se a violação no período entre 08:00 h e 14:00 h.

Nos conjuntos 11, 12, 15 e 16, observa-se o problema de sobretensão entre 10:00 e 14:00, mesmo utilizando a função *VoltVar* do inversor. Entretanto, para os conjuntos 6, 8, 9, 13 e 14, o inversor absorve uma potência reativa do alimentador capaz de trazer os níveis das tensões para dentro da faixa aceitável. A Figura 66 também apresenta a tensão ao longo do tempo na barra da geração fotovoltaica com o inversor operando com

a função *VoltVar*.

7.3.2.4 Máxima Penetração

Observando a Tabela 52, nota-se que dentre as conexões que podem ser implementadas, algumas não precisam utilizar a função *VoltVar* do inversor como, por exemplo, as conexões 2, 3, 4, 5 e 7. A Tabela 53 mostra as 3 conexões que apresentam o limite de penetração, o primeiro caso corresponde a composição de geração eólica e solar, já os dois últimos casos correspondem a conexão de apenas uma fonte, eólica e solar respectivamente.

Tabela 53: Máxima penetração sem a função *VoltVar*

Conexão	Potência Instalada MVA	Composição
4	1,9	Ambas
5	1,5	Eólica
7	2,0	Solar

Com a utilização da função *VoltVar* do inversor é possível aumentar a potência instalada, conforme é observado nas conexões 6, 8, 9, 13 e 14. A Tabela 54 mostra as 3 conexões que apresentam as maiores potências instaladas, o primeiro e o terceiro caso correspondem à composição de geração eólica e solar. Já o segundo caso, corresponde a conexão do sistema fotovoltaico sem o sistema eólico.

Tabela 54: Máxima penetração com a função *VoltVar*

Conexão	Potência Instalada MVA	Composição
9	3,5	Ambas
13	3,0	Solar
14	3,9	Ambas

7.3.3 Comparação Entre os Dois Métodos

Os dois métodos são comparados considerando as seguintes condições:

- ❑ *Snapshot*: Os dados utilizados nessa comparação são os resultados apresentados na Tabela 48;
- ❑ *Daily*: Os dados utilizados nessa comparação são os resultados das simulações considerando a função *VoltVar* do inversor desabilitada e a condição de máxima geração e mínimo consumo, a qual é obtida utilizando o cenário 8 ou cenário 4 quando não há o sistema fotovoltaico. Finalmente, a máxima diferença entre as tensões do cenário

8 ou 4⁵ da conexão i e do cenário 4 da conexão base é obtida utilizando os 96 perfis obtidos em cada simulação.

A Tabela 55 apresenta os resultados das simulações com a finalidade de se realizar uma comparação entre os métodos.

Tabela 55: Resultados da comparação entre o *SnapShot* e o *Daily*

Conexão	Possível		ΔV Máximo pu		Erro %
	<i>SnapShot</i>	<i>Daily</i>	<i>SnapShot</i>	<i>Daily</i>	
1 (Base)	-	-	-	-	-
2	✓	✓	0,011	0,006	45,4
3	✓	✓	0,015	0,013	13,3
4	✗	✓	0,025	0,019	24,0
5	✗	✓	0,018	0,010	44,4
6	✗	✚	0,032	0,023	28,1
7	✗	✓	0,029	0,026	10,3
8	✗	✚	0,038	0,031	18,4
9	✗	✚	0,044	0,035	20,4
10	✗	✗	0,027	0,016	40,7
11	✗	✗	0,040	0,028	30,0
12	✗	✗	0,052	0,040	23,0
13	✗	✚	0,042	0,037	11,9
14	✗	✚	0,050	0,043	14,0
15	✗	✗	0,056	0,046	17,8
16	✗	✗	0,064	0,051	20,3

O modo de cálculo *SnapShot* indica a possibilidade de se conectar apenas os 2 primeiros conjuntos, já o modo *Daily* apresenta a possibilidade de se conectar 5 conjuntos que não utilizam a função *VoltVar* do inversor, ou seja, o *SnapShot* possui um resultado mais conservativo. Entretanto, nota-se que usando o *Daily* sem a função *VoltVar* do inversor é possível conectar 1.9 MVA e com o *SnapShot* é possível conectar apenas 1 MVA, quer dizer, aproximadamente 50% menor.

Essa característica conservativa do método *SnapShot* pode ser vista na Figura 67 que apresenta os resultados da coluna ΔV Máximo pu.

Como o modo *Daily*, diferentemente do *SnapShot*, leva em consideração a não coincidência de máxima geração e mínimo consumo, é imprescindível o seu uso para melhor estimar a capacidade máxima de conexão de GD. Por fim, deve-se salientar que nesse projeto é utilizada apenas a análise dos níveis das tensões no alimentador.

7.4 Interface

A GUI desenvolvida nesse estudo tem como objetivo facilitar a realização das simulações e a apresentação dos resultados. A Seção 2.2 menciona a possibilidade de controlar

⁵O cenário 4 é utilizado quando o sistema fotovoltaico não está conectado.

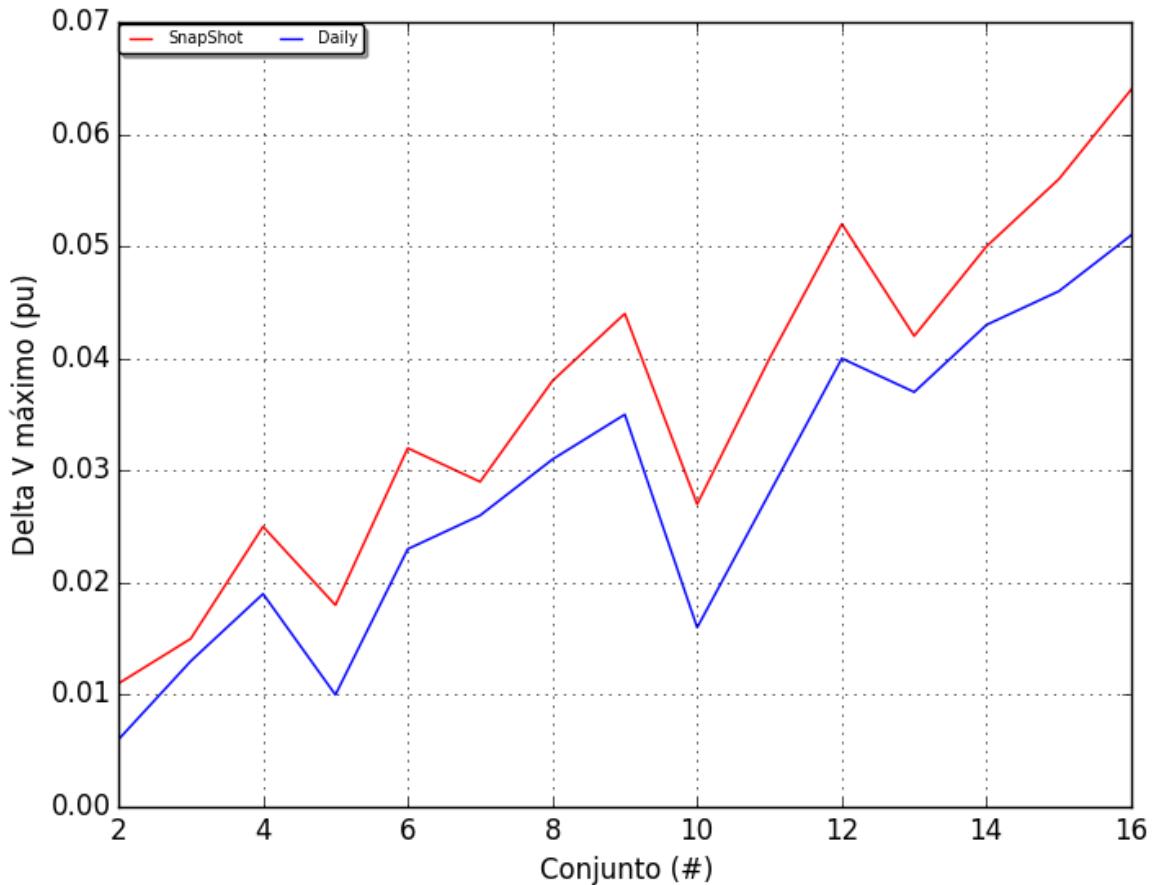


Figura 67: ΔV máximo para os dois modos de cálculo

o OpenDSS utilizando outro *software* via COM. Nesse estudo, utiliza-se a linguagem de programação *Python* por apresentar uma licença livre e, por consequência, pode-se criar produtos sem a necessidade de se comprar algum tipo de licença como, por exemplo, se fosse utilizado o MATLAB. A GUI é ilustrada na Figura 68

7.4.1 Estrutura da GUI

Nesse item é apresentada a estrutura da GUI. Para a sua construção são utilizados dois pacotes compatíveis com o *Python*, o *Tkinter* e o *MatPlotLib*.

7.4.1.1 Arquivos principais e suas classes

O programa **PauloRadatz_TCC.exe** é construído utilizando 3 arquivos *.py que contém as 7 diferentes classes, conforme apresentado na Figura 69.

❑ Arquivo **gui.py**:

- Classe **DG_interface**.

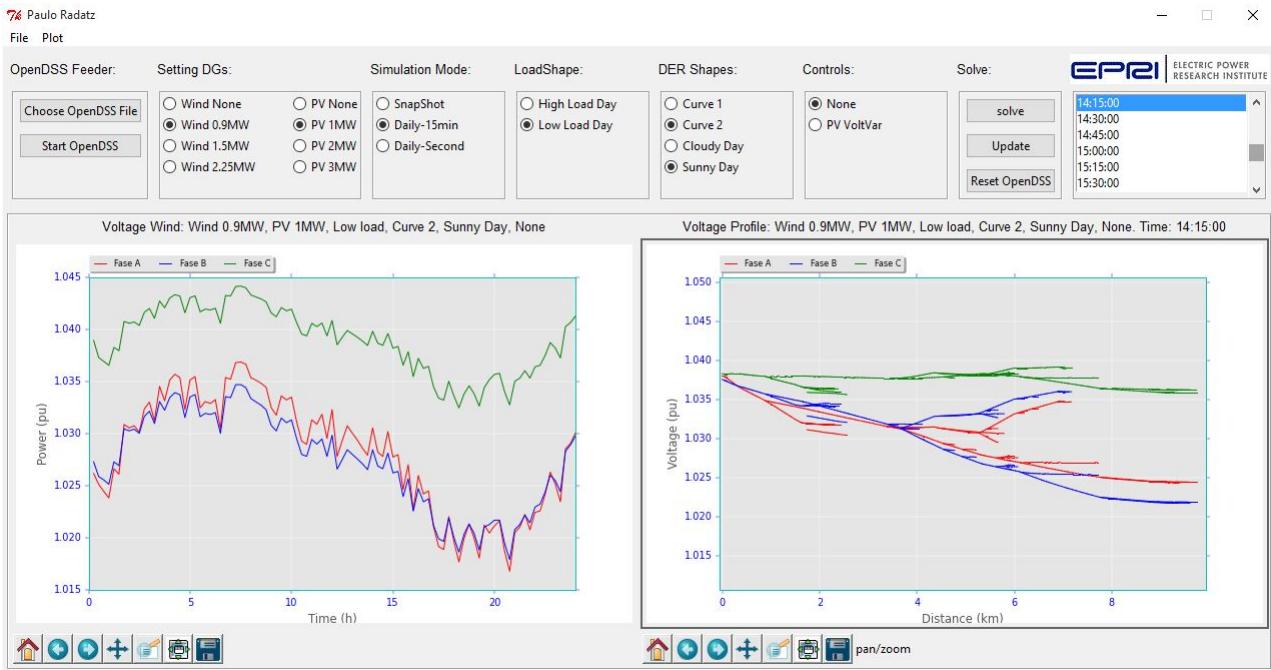


Figura 68: Tela principal da GUI

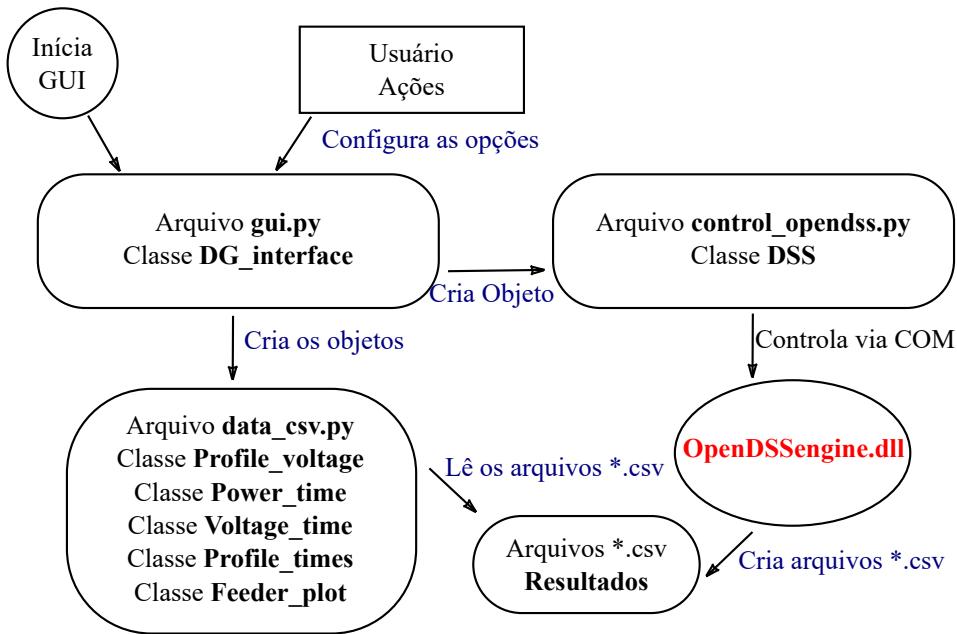


Figura 69: Estrutura do programa PauloRadatz_TCC.exe

□ Arquivo **control_opendss.py**:

- Classe **DSS**.

□ Arquivo **data_csv.py**:

- Classe **Profile_voltage**;
- Classe **Power_time**;

- Classe **Voltage_time**;
- Classe **Profile_times**;
- Classe **Feeder_plot**.

A seguir são apresentadas as funções das classes:

DG_interface

Essa classe tem a finalidade de construir a GUI e criar os objetos utilizando a classe **control_opendss.py** e as classes do arquivo **data_csv.py**. O objeto criado utilizando a **control_opendss.py** tem o objetivo de configurar as opções das simulações, conforme Subseção 7.4.1.2. Já os objetos criados utilizando as classes do arquivo **data_cvs.py** tem o objetivo de receber os resultados das simulações para apresentar em formas de gráficos na GUI.

DSS

Essa classe tem o objetivo de controlar o *software* OpenDSS via COM.

Classes do arquivo **data_csv.py**

Essas classes são responsáveis por tratarem os resultados presentes nos arquivos *.csv criados pelo OpenDSS.

7.4.1.2 Opções Para as Simulações

A GUI fornece ao usuário opções para se realizar as simulações, as opções de controle são:

- ❑ Modo de simulação:
 - *SnapShot*
 - *Daily*
- ❑ Porte do sistema eólico adicionado:
 - Nenhum sistema adicionado
 - 0,9 MVA
 - 1,5 MVA
 - 2,25 MVA
- ❑ Porte do sistema fotovoltaico adicionado:
 - Nenhum sistema adicionado

- 1 MVA
- 2 MVA
- 3 MVA

❑ Curva de carga para os consumidores:

- Week - Dia útil
- Weekend - Final de semana

❑ Curva da potência de saída dos geradores eólicos:

- Curve 1 - Dia com baixas velocidades de vento
- Curve 2 - Dia com altas velocidades de vento

❑ Curva de irradiação:

- Cloudy Day - Dia com passagem de nuvens
- Sunny Day - Dia ensolarado

❑ Função do inversor:

- Fator de potência unitário
- VoltVar

Por fim, pode-se concluir que a criação de um programa facilita a utilização do *software* OpenDSS para a solução de problemas particulares.

Conclusão

O conceito de *Smart Grid* visa a garantir um fornecimento de energia elétrica confiável no futuro, o aumento da penetração de GD e a utilização de novos equipamentos, configurando, por consequência, um novo cenário para as redes elétricas de distribuição de energia.

Nesse novo cenário é essencial utilizar *softwares* capazes de modelar as redes desequilibradas e as gerações distribuídas e, além disso, realizar o cálculo de fluxo de potência que considera um período de estudo como, por exemplo, um dia.

Nesse trabalho, o *software* OpenDSS é usado para analisar o impacto do aumento da penetração de GD em um alimentador real. No primeiro momento, é utilizado o modo de simulação *SnapShot*, o qual necessita de poucas variáveis para representar o sistema. No segundo momento, é utilizado o modo de simulação *Daily*, diferentemente do modo anterior, precisa de muitas variáveis para modelar o sistema e, portanto, aumenta a dificuldade da análise. Entretanto, é visto que os resultados obtidos utilizando o modo *Daily* são mais razoáveis do que os obtidos utilizando o *SnapShot*, permitindo um melhor aproveitamento da potência de penetração de GD na rede.

Por fim, observa-se nesse trabalho que a presença de GD altera o tradicional problema de subtensão em um problema de sobretensão no alimentador e, portanto, deve alterar também a forma de se planejar o sistema, isto é, a prática tradicional de se considerar o ponto de máxima demanda não é mais adequada em redes com alta penetração de GD, mas sim, a consideração de um período de estudo.

Trabalhos Futuros

Os seguintes pontos podem ser realizados com a finalidade de aprimorar e acrescentar funcionalidades na GUI.

- ❑ Maior interação com o usuário: O usuário pode escolher o local da penetração da GD, clicando em um ponto da figura do alimentador apresentada na tela;

- ❑ Valor arbitrário de penetração: O usuário pode definir o valor da potência da GD que desejar;
- ❑ Relatórios: A GUI pode criar relatórios com resultados das violações;

O próximo ponto apresenta um possível aperfeiçoamento no algoritmo.

- ❑ *Host Capacity*: Desenvolver um algoritmo capaz de simular todas as possíveis combinações de penetrações no alimentador e fornecer como resultado a máxima potência gerada para cada caso. A máxima potência é definida como o valor no qual se inicia a violação nos níveis das tensões.

Referências

- ANEEL. no sistema elétrico nacional (prodist): Módulo 8-qualidade da energia elétrica. **ANEEL Resolução Normativa**, 2010. v. 424, p. 2010, 2010.
- _____. no sistema elétrico nacional (prodist): Módulo 7-cálculo de persas na distribuição. **ANEEL Resolução Normativa**, 2014. 2014.
- ARRITT, R. F.; DUGAN, R. C. Distribution system analysis and the future smart grid. **Industry Applications, IEEE Transactions on**, 2011. IEEE, v. 47, n. 6, p. 2343–2350, 2011.
- CHIRAPONGSANANURAK, P. et al. Voltage regulation in distribution circuits with wind power. In: **IEEE. Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE**. [S.l.], 2012. p. 1–8.
- DAVIS, T. A.; NATARAJAN, E. P. User guide for klu and btf. **Dept. of Computer and Information Science and Engineering, University of Florida**, 2009. 2009.
- DAVIS, T. A.; NATARAJAN, E. P. Algorithm 907: Klu, a direct sparse solver for circuit simulation problems. **ACM Transactions on Mathematical Software (TOMS)**, 2010. ACM, v. 37, n. 3, p. 36, 2010.
- DUGAN, R.; SANTOSO, S. Experiences with the new open-wye/open-delta transformer test cases for distribution system analysis. In: **2005 IEEE PES General Meeting Conference Proceedings, San Francisco**. [S.l.: s.n.], 2005.
- DUGAN, R. C. Experiences with the center-tapped wye-delta transformer test case. 2004. 2004.
- DUGAN, R. C.; McDERMOTT, T. E. An open source platform for collaborating on smart grid research. In: **IEEE. Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE**. [S.l.], 2011. p. 1–7.
- FEEDERS, D. T. Ieee pes distribution system analysis subcommittee. **OnlineAvailable: <http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsaco/m/testfeeders/index.html>**, 2011. 2011.
- GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. **Power system analysis**. [S.l.]: McGraw-Hill New York, 1994.

- KAGAN, N. et al. Redes elétricas inteligentes no brasil: análise de custos e benefícios de um plano nacional de implantação. **Rio de Janeiro, Synergia Editora**, 2013. 2013.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. D.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. [S.l.]: Edgard Blücher, 2005.
- KERSTING, W. Radial distribution test feeders. **Power Systems, IEEE Transactions on**, 1991. IEEE, v. 6, n. 3, p. 975–985, 1991.
- KERSTING, W.; DUGAN, R. Recommended practices for distribution system analysis. In: **IEEE PES Power Systems Conference and Exposition**. [S.l.: s.n.], 2006. p. 499–504.
- KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. In: **IEEE. Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE**. [S.l.], 2001. v. 2, p. 908–912.
- _____. **Distribution system modeling and analysis**. [S.l.]: CRC press, 2012.
- KOCAR, I. et al. Multiphase load flow solution of large scale distribution systems using the concept of augmented matrices. **IEEE Trans. Power Del**, 2013. 2013.
- ONS. **Homepage @ONLINE**. 2015. Disponível em: <http://www.ons.org.br-/entenda_setor/evolucao_setor.aspx>.
- SUNDERMAN, W.; DUGAN, R. C.; SMITH, J. Open source modeling of advanced inverter functions for solar photovoltaic installations. In: **IEEE. T&D Conference and Exposition, 2014 IEEE PES**. [S.l.], 2014. p. 1–5.
- ZILBER, M. A. Setor elétrico do brasil impactos da desregulamentação e privatização no atendimento do consumidor. **Revista de Economia Mackenzie**, 2009. v. 1, n. 1, 2009.

Apêndices

APÊNDICE A

Arquivos para as simulações da Rede Teste IEEE 13 Barras

Nesse apêndice é apresentado os códigos, em linguagem de programação utilizada pelo OpenDSS, dos elementos e das funções utilizadas para realização das diferentes simulações utilizando a rede teste IEEE 13 barras. Outro ponto importante exibido nesse item é a organização dos arquivos *.dss, que particularmente facilita a descrição e entendimento dos cenários simulados.

A.1 Arquivos OpenDSS

A rede teste IEEE 13 barras é modelada no *software* OpenDSS utilizando diversos arquivos *.dss. A razão dessa separação é a facilidade de apresentar e construir os arquivos *.dss finais para as simulações realizadas. A rede teste IEEE 13 barras é dividida conforme a lista a seguir:

- subestacao.dss
- linecodes.dss
- lines.dss
- loadshape.dss
- loads.dss
- capacitors.dss
- transformers.dss
- regulators.dss
- switches.dss

- ❑ wind_power.dss
- ❑ wind_control.dss
- ❑ pvsystemexample.dss
- ❑ storage_power.dss
- ❑ tensao_base.dss
- ❑ monitor_sub.dss
- ❑ monitor_wind.dss
- ❑ monitor_pv.dss
- ❑ monitor_storage.dss
- ❑ solve_snapshot
- ❑ command_monitor_sub.dss
- ❑ command_monitor_wind.dss
- ❑ command_monitor_pv.dss
- ❑ command_monitor_storage.dss
- ❑ solve_daily.dss

Todos os arquivos *.dss precisam estar na mesma pasta.

A.1.1 Subestação

A subestação é composta pelo equivalente da transmissão (barramento infinito), pelo transformador da subestação e pelos reguladores monofásicos.

subestacao.dss

O equivalente de Thévenin para esse caso representa um barramento infinito, lembrando que esse modelo não representa a realidade, entretanto isso é um ótimo artifício matemático para se obter tensões nominais na entrada da subestação.

```
// Dados do equivalente

New Circuit.IEEE13BARRAS
~ basekv=115 pu=1.0 phases=3 bus1=SourceBus
~ Angle=30
~ MVAsc3=1000000000 MVAsc1=1000000000
AddBusMarker Bus=SourceBus Code=36 color=Red size=2
```

regulators.dss

No começo do alimentador são conectados 3 reguladores monofásicos, conforme apresentado no arquivo *.dss a seguir:

```
// Dados dos reguladores

//Fase A
New Transformer.RegFaseA phases=1 xhl=0.01 %LoadLoss=0.001
~ wdg=1 bus=650.1 kV=2.4 kva=1666.7
~ wdg=2 bus=Reg.1 kV=2.4 kva=1666.7
New regcontrol.RegFaseA transformer=RegFaseA
~ winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 ctprim=700 R=3 X=9

//Fase B
New Transformer.RegFaseB phases=1 xhl=0.01 %LoadLoss=0.001
~ wdg=1 bus=650.2 kV=2.4 kva=1666.7
~ wdg=2 bus=Reg.2 kV=2.4 kva=1666.7
New regcontrol.RegFaseB transformer=RegFaseB
~ winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 ctprim=700 R=3 X=9

//Fase C
New Transformer.RegFaseC phases=1 xhl=0.01 %LoadLoss=0.001
~ wdg=1 bus=650.3 kV=2.4 kva=1666.7
~ wdg=2 bus=Reg.3 kV=2.4 kva=1666.7
New regcontrol.RegFaseC transformer=RegFaseC
~ winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 ctprim=700 R=3 X=9
```

transformers_sub.dss

O transformador da subestação é modelado assumindo que sua reatância de curto-circuito é muito pequena para a comparação correta com os resultados fornecidos pelo IEEE, conforme apresentado no arquivo *.dss a seguir:

```
// Dado do Transformador

New Transformer.Subestacao phases=3 windings=2 xhl=0.0001
~ wdg=1 bus=SourceBus conn=delta kV=115 kVA=5000 %r=0.0000005
~ wdg=2 bus=650 conn=wye kV=4.16 kVA=5000 %r=0.0000005
```

A.1.2 Alimentador

transformer.dss

Esse arquivo *.dss apresenta o transformador instalado no alimentador:

```
// Dado do Transformador

New Transformer.XFM1 phases=3 windings=2 xhl=2
~ wdg=1 bus=633 conn=wye kV=4.16 kva=500 %r=.55
~ wdg=2 bus=634 conn=wye kV=0.480 kva=500 %r=.55
```

capacitors.dss

Esse arquivo *.dss apresenta os bancos de capacitores instalados no alimentador:

```
// Dados dos capacitores

New Capacitor.Cap1 Bus1=675 phases=3 kvar=600 kV=4.16
New Capacitor.Cap2 Bus1=611.3 phases=1 kvar=100 kV=2.4
```

switches.dss

Esse arquivo *.dss apresenta a chave instalada no alimentador:

```
// switch

New Line.671692 Phases=3 Bus1=671 Bus2=692 Switch=y
```

linecode.dss

Esse arquivo *.dss apresenta os arranjos utilizados para descrever as linhas presentes na rede:

```
//Dados dos Arranjos

// 601
New linecode.601 nphases=3 BaseFreq=60 units=km
~ rmatrix = (0.2153 / 0.0969 0.2097 / 0.0982 0.0954 0.2121)
~ xmatrix = (0.6325 / 0.3117 0.6511 / 0.2632 0.2392 0.6430)
~ cmatrix = (10.3833 / -3.2894 9.8228 / -2.0759 -1.2225 9.2936)
// 602
New linecode.602 nphases=3 BaseFreq=60 units=km
~ rmatrix = (0.4676 / 0.0982 0.4645 / 0.0969 0.0954 0.4621 )
~ xmatrix = (0.7341 / 0.2632 0.7446 / 0.3117 0.2392 0.7526 )
~ cmatrix = (9.3931 / -1.7828 8.5369 / -2.7862 -1.0859 8.9508)
// 603
New linecode.603 nphases=2 BaseFreq=60 units=km
~ rmatrix = (0.8261 / 0.1284 0.8226)
~ xmatrix = (0.8370 / 0.2853 0.8431)
~ cmatrix = (7.7626 / -1.4833 7.6902)
// 604
New linecode.604 nphases=2 BaseFreq=60 units=km
~ rmatrix = (0.8226 / 0.1284 0.8261)
~ xmatrix = (0.8431 / 0.2853 0.8370)
~ cmatrix = (7.6902 / -1.4833 7.7626)
// 605
New linecode.605 nphases=1 BaseFreq=60 units=km
~ rmatrix = (0.8259)
~ xmatrix = (0.8373)
~ cmatrix = (7.4488)
// 606
New linecode.606 nphases=3 BaseFreq=60 units=km
~ rmatrix = (0.4960 / 0.1883 0.4903 / 0.1770 0.1983 0.4898)
~ xmatrix = (0.2773 / 0.0204 0.2511 / -0.0089 0.0204 0.2773)
~ cmatrix = (159.6994 / 0 159.6994 / 0 0 159.6994)
// 607
New linecode.607 nphases=1 BaseFreq=60 units=km
~ rmatrix = (0.8242)
~ xmatrix = (0.3184)
~ cmatrix = (146.6753)
```

lines.dss

Esse arquivo *.dss apresenta as linhas presentes na rede:

```
// Dados das linhas
```

New Line.650632 Phases=3 Bus1=Reg.1.2.3 Bus2=632.1.2.3

~ LineCode=601 Length=2000 units=ft

New Line.632670 Phases=3 Bus1=632.1.2.3 Bus2=670.1.2.3

~ LineCode=601 Length=667 units=ft

New Line.670671 Phases=3 Bus1=670.1.2.3 Bus2=671.1.2.3

~ LineCode=601 Length=1333 units=ft

New Line.671680 Phases=3 Bus1=671.1.2.3 Bus2=680.1.2.3

~ LineCode=601 Length=1000 units=ft

New Line.632633 Phases=3 Bus1=632.1.2.3 Bus2=633.1.2.3

~ LineCode=602 Length=500 units=ft

New Line.632645 Phases=2 Bus1=632.3.2 Bus2=645.3.2

~ LineCode=603 Length=500 units=ft

New Line.645646 Phases=2 Bus1=645.3.2 Bus2=646.3.2

~ LineCode=603 Length=300 units=ft

New Line.692675 Phases=3 Bus1=692.1.2.3 Bus2=675.1.2.3

~ LineCode=606 Length=500 units=ft

New Line.671684 Phases=2 Bus1=671.1.3 Bus2=684.1.3

~ LineCode=604 Length=300 units=ft

New Line.684611 Phases=1 Bus1=684.3 Bus2=611.3

~ LineCode=605 Length=300 units=ft

New Line.684652 Phases=1 Bus1=684.1 Bus2=652.1

~ LineCode=607 Length=800 units=ft

A.1.3 Consumidores

Os consumidores são modelados por cargas e seus comportamentos são caracterizados nas curvas de carga.

loadshape.dss

Esse arquivo *.dss apresenta as curvas de cargas:

```
// Dados das curvas de carga

// Curva de carga industrial
New Loadshape.1 npts=24 interval=1
~ mult=(.18 .19 .24 .33 .38 .41 .64 1.23 1.88 1.88 1.96 1.98 1.45 1.62 1.88
1.79 1.78 1.19 .80 .66 .51 .40 .28 .23)

// Curva de carga residencial
New Loadshape.2 npts=24 interval=1
~ mult=(.69 .50 .44 .41 .55 .85 1.01 .80 .89 .91 1.02 1.03 1.11 .98 .94 .94
1.02 1.26 1.51 1.59 1.75 1.50 1.29 .89)
```

loads.dss

Esse arquivo *.dss apresenta as cargas que representam os consumidores:

```
//Dados das cargas

New Load.671 Bus1=671.1.2.3 Phases=3 Conn=Delta Model=1
~ daily=1 kV=4.16 kW=1155 kvar=660
New Load.634a Bus1=634.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1
~ daily=2 kV=0.277 kW=160 kvar=110
New Load.634b Bus1=634.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1
~ daily=2 kV=0.277 kW=120 kvar=90
New Load.634c Bus1=634.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1
~ daily=2 kV=0.277 kW=120 kvar=90
New Load.645 Bus1=645.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1
~ daily=2 kV=2.4 kW=170 kvar=125
New Load.646 Bus1=646.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2
~ daily=2 kV=4.16 kW=230 kvar=132
New Load.692 Bus1=692.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=5
~ daily=2 kV=4.16 kW=170 kvar=151
New Load.675a Bus1=675.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1
~ daily=2 kV=2.4 kW=485 kvar=190
New Load.675b Bus1=675.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1
~ daily=2 kV=2.4 kW=68 kvar=60
New Load.675c Bus1=675.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1
~ daily=2 kV=2.4 kW=290 kvar=212
New Load.611 Bus1=611.3 Phases=1 Conn=Wye Model=5
~ daily=2 kV=2.4 kW=170 kvar=80
New Load.652 Bus1=652.1 Phases=1 Conn=Wye Model=2
~ daily=2 kV=2.4 kW=128 kvar=86
New Load.670a Bus1=670.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1
~ daily=2 kV=2.4 kW=17 kvar=10
New Load.670b Bus1=670.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1
~ daily=2 kV=2.4 kW=66 kvar=38
New Load.670c Bus1=670.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1
~ daily=2 kV=2.4 kW=117 kvar=68
```

A.1.4 Geração distribuída

wind_power.dss

Esse arquivo *.dss apresenta a caracterização do modelo do sistema eólico:

```
// Dados do gerador eólico

New LoadShape.3 npts=24 interval=1 mult=(File=LoadShape3.csv)

New generator.WIND bus1=trafo_wind kv=0.69 kw=750 kva=1000 daily=3
model=6
~ usermode=indmach012a
~ userdata=(Rs=0.00046, Xs=0.1202, Rr=0.10993, Xr=0.18084, Xm=6.84)

New Transformer.wind_up phases=3 xhl=5.75
~ wdg=1 bus=trafo_wind kV=0.69 kVA=750 conn=wye
~ wdg=2 bus=680 kV=4.16 kVA=750 conn=wye
```

wind_control.dss

Esse arquivo *.dss apresenta a caracterização do controle dos bancos de capacitores do sistema eólico:

```
// Dados do banco de capacitores

New capacitor.Capacitor1 bus1=trafo_wind phases=3 kvar=350 kv=0.69
numsteps=24

New capcontrol.Capacitor1 element=transformer.wind_up 1
~ capacitor=Capacitor1 type=kvar ptratio=1 ctratio=1
~ onsetting=20 offsetting=-20 delay=1200 deadtime=1200
```

pvsystemexample.dss

Esse arquivo *.dss apresenta a caracterização do modelo do sistema fotovoltaico:

```
// Dados do sistema fotovoltaico

New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0
0.8 0.6]

New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93
.97]

New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1
~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]

New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1
~ temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55 40 35 30 25
25 25 25 25 25]

New PVSystem.PV phases=3 bus1=trafo_pv kV=0.48 kVA=600 irrad=.98
Pmpp=500
~ temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1
~ effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New Transformer.pv_up phases=3 xhl=5.75
~ wdg=1 bus=trafo_pv kV=0.48 kVA=750 conn=wy
~ wdg=2 bus=680 kV=4.16 kVA=750 conn=wy
```

storage_power.dss

Esse arquivo *.dss apresenta a caracterização do modelo do sistema armazenador de energia:

```
// Dados do sistema armazenador de energia

New Loadshape.storageShape npts=24 interval=1
~ mult=[0 0 -1 -1 -1 -1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0.8 0.9 0.94 1 0.94 0 0 0]

New Storage.Battery phases=3 Bus1=680 kV=4.16 kWrated=350 kWh-
rated=2000
~ dispmode=follow daily=storageShape
```

A.1.5 Configuração dos comandos para as soluções tensao_base.dss

Esse arquivo *.dss apresenta os comandos utilizados para se definir as tensões de base, as coordenadas das barras e o medidor de energia na entrada do alimentador:

```
// Configuração da tensão de base

Set Voltagebases=[115, 4.16, .48, .69]
CalcVoltageBases
BusCoords IEEE13Node_BusXY.csv
New energymeter.m1 line.650632 1
```

solve_snapshot.dss

Esse arquivo *.dss apresenta o comando utilizado para se definir o modo de solução *snapshot*:

```
// Comandos para solução pontual

solve
```

solve_daily.dss

Esse arquivo *.dss apresenta os comandos utilizados para se definir o modo de solução diária:

```
// Comandos para solução diária

solve maxcontrol=100

set controlmode=static
set mode=daily stepsize=1.0h number=24
solve
```

A.1.6 Monitores

monitor_sub.dss

Esse arquivo *.dss apresenta os comandos utilizados para se definir os monitores da subestação:

```
// Configuração do monitor da subestação

New monitor.subestacaop element=transformer.subestacao terminal=1
mode=1 ppolar=no
New monitor.subestacaov element=transformer.subestacao terminal=1
mode=0 ppolar=no
```

monitor_wind.dss

Esse arquivo *.dss apresenta os comandos utilizados para se definir os monitores do sistema eólico:

```
// Configuração do monitor do sistema eólico

New monitor.wind_voltage element=Transformer.wind_up terminal=1
mode=0 ppolar=no
New monitor.wind_power element=Transformer.wind_up terminal=1
mode=1 ppolar=no
```

monitor_pv.dss

Esse arquivo *.dss apresenta os comandos utilizados para se definir os monitores do sistema fotovoltaico:

```
// Configuração do monitor do sistema fotovoltaico

New monitor.solar_voltage element=Transformer.pv_up terminal=1 mode=0
ppolar=no
New monitor.solar_power element=Transformer.pv_up terminal=1 mode=1
ppolar=no
New monitor.solar element=PVSystem.PV terminal=1 mode=3 ppolar=no
```

monitor_storage.dss

Esse arquivo *.dss apresenta os comandos utilizados para se definir os monitores do sistema armazenador de energia:

```
// Configuração do monitor do sistema armazenador de energia

New monitor.storage_voltage storage.battery 1 ppolar=no mode=0
New monitor.storage_power storage.battery 1 mode=1 ppolar=no
New monitor.storage_general storage.battery 1 mode=3
```

command_monitor_sub.dss

Esse arquivo *.dss apresenta os comandos utilizados para se apresentar os resultados dos monitores da subestação:

```
// Comandos de plot

Export monitors subestacaop
Plot monitor object= subestacaop channels=(1 3 5 )
Export monitors subestacaop
Plot monitor object= subestacaop channels=(2 4 6 )
```

command_monitor_wind.dss

Esse arquivo *.dss apresenta os comandos utilizados para se apresentar os resultados dos monitores do sistema eólico:

```
// Comandos de plot

Export monitors wind_voltage
Plot monitor object= wind_voltage channels=(1 3 5 ) bases=[398.37 398.37
398.37]
Export monitors wind_power
Plot monitor object= wind_power channels=(1 3 5 )
Export monitors wind_power
Plot monitor object= wind_power channels=(2 4 6 )
```

command_monitor_pv.dss

Esse arquivo *.dss apresenta os comandos utilizados para se apresentar os resultados dos monitores do sistema fotovoltaico:

```
// Comandos de plot

Export monitors solar_power
Plot monitor object= solar_power channels=(2 4 6 )
Export monitors solar_power
Plot monitor object= solar_power channels=(1 3 5 )
Export monitors solar_voltage
Plot monitor object= solar_voltage channels=(1 3 5 ) bases=[277.13 277.13
277.13]

Export monitors solar
Plot monitor object= solar
```

command_monitor_storage.dss

Esse arquivo *.dss apresenta os comandos utilizados para se apresentar os resultados dos monitores do sistema armazenador de energia:

```
// Comandos de plot

Export monitors storage_voltage
Plot monitor object= storage_voltage channels=(1 3 5 ) bases=[277.13 277.13
277.13]
Export monitors storage_power
Plot monitor object= storage_power channels=(1 3 5 )
```

A.2 Arquivo OpenDSS para a simulação na condição de carregamento específico

Para realizar a simulação na condição de carregamento específico é necessário criar um arquivo *.dss, nesse caso chamado:

Master_rede13barras_snapshot.dss. Esse arquivo deve ser inserido na mesma pasta onde estão todos os arquivos descritos na Seção A.1.

Master_rede13barras_snapshot.dss

Esse arquivo *.dss apresenta os comandos utilizados para se realizar a simulação na condição de carregamento específico:

```
// Escola Politécnica da USP
// PEA
// Nome: Paulo Radatz
// NUSP: 6905560

Clear
// Arquivos que descrevem o circuito

Redirect subestacao.dss
Redirect linecodes.dss
Redirect lines.dss
Redirect loads.dss
Redirect capacitors.dss
Redirect transformer_sub.dss
Redirect transformer.dss
Redirect regulators.dss
Redirect switches.dss

Redirect tensao_base.dss

Redirect solve_snapshot.dss

// Fim
```

A.3 Arquivo OpenDSS para a simulação na condição de carregamento diário

Para realizar a simulação na condição de carregamento diário é necessário criar um arquivo *.dss, nesse caso chamado:

Master_rede13barras_daily.dss. Esse arquivo deve ser inserido na mesma pasta onde estão todos os arquivos descritos na Seção A.1.

Master_rede13barras_daily.dss

Esse arquivo *.dss apresenta os comandos utilizados para se realizar a simulação na condição de carregamento diário:

```

// Escola Politécnica da USP
// PEA
// Nome: Paulo Radatz
// NUSP: 6905560

Clear
// Arquivos que descrevem o circuito

Redirect subestacao.dss
Redirect linecodes.dss
Redirect lines.dss
Redirect loads.dss
Redirect capacitors.dss
Redirect transformer_sub.dss
Redirect transformer.dss
Redirect regulators.dss
Redirect switches.dss

Redirect tensao_base.dss
Redirect monitor_sub.dss

Redirect solve_daily.dss

Redirect command_monitor_sub.dss

// Fim

```

A.4 Arquivo OpenDSS para a simulação da rede com o sistema eólico

Para realizar a simulação na condição de carregamento diário com a presença do sistema eólico é necessário criar um arquivo *.dss, nesse caso chamado: Master_rede13barras_wind.dss. Esse arquivo deve ser inserido na mesma pasta onde estão todos os arquivos descritos na Seção A.1.

A.4.1 Simulação sem o banco de capacitores

Master_rede13barras_wind.dss

Esse arquivo *.dss apresenta os comandos utilizados para se realizar a simulação na condição de carregamento diário com a presença do sistema eólico sem o banco de capacitores:

```
// Escola Politécnica da USP
// PEA
// Nome: Paulo Radatz
// NUSP: 6905560

Clear
// Arquivos que descrevem o circuito

Redirect subestacao.dss
Redirect linecodes.dss
Redirect lines.dss
Redirect loads.dss
Redirect capacitors.dss
Redirect transformer_sub.dss
Redirect transformer.dss
Redirect regulators.dss
Redirect switches.dss

Redirect wind_power.dss
!Redirect wind_control.dss

Redirect tensao_base.dss
Redirect monitor_sub.dss
Redirect monitor_wind.dss

Redirect solve_daily.dss

Redirect command_monitor_sub.dss
Redirect command_monitor_wind.dss

// Fim
```

A.4.2 Simulação com o banco de capacitores

Master_rede13barras_wind.dss

Esse arquivo *.dss apresenta os comandos utilizados para se realizar a simulação na condição de carregamento diário com a presença do sistema eólico com o banco de capacitores:

```
// Escola Politécnica da USP
// PEA
// Nome: Paulo Radatz
// NUSP: 6905560

Clear
// Arquivos que descrevem o circuito

Redirect subestacao.dss
Redirect linecodes.dss
Redirect lines.dss
Redirect loads.dss
Redirect capacitors.dss
Redirect transformer_sub.dss
Redirect transformer.dss
Redirect regulators.dss
Redirect switches.dss

Redirect wind_power.dss
Redirect wind_control.dss

Redirect tensao_base.dss
Redirect monitor_sub.dss
Redirect monitor_wind.dss

Redirect solve_daily.dss

Redirect command_monitor_sub.dss
Redirect command_monitor_wind.dss

// Fim
```

A.5 Arquivo OpenDSS para a simulação da rede com o sistema fotovoltaico

Para realizar a simulação na condição de carregamento diário com a presença do sistema fotovoltaico é necessário criar um arquivo *.dss, nesse caso chamado: Master_rede13barras_pv.dss. Esse arquivo deve ser inserido na mesma pasta onde estão todos os arquivos descritos na Seção A.1.

Master_rede13barras_pv.dss

Esse arquivo *.dss apresenta os comandos utilizados para se realizar a simulação na condição de carregamento diário com a presença do sistema fotovoltaico:

```

// Escola Politécnica da USP
// PEA
// Nome: Paulo Radatz
// NUSP: 6905560

Clear
// Arquivos que descrevem o circuito

Redirect subestacao.dss
Redirect linecodes.dss
Redirect lines.dss
Redirect loads.dss
Redirect capacitors.dss
Redirect transformer_sub.dss
Redirect transformer.dss
Redirect regulators.dss
Redirect switches.dss

Redirect pvsystemexample.dss

Redirect tensao_base.dss
Redirect monitor_sub.dss
Redirect monitor_pv.dss

Redirect solve_daily.dss

Redirect command_monitor_sub.dss
Redirect command_monitor_pv.dss

// Fim

```

A.6 Arquivo OpenDSS para a simulação da rede com o sistema armazenador de energia

Para realizar a simulação na condição de carregamento diário com a presença do sistema aemazenador de energia é necessário criar um arquivo *.dss, nesse caso chamado: Master_rede13barras_storage.dss. Esse arquivo deve ser inserido na mesma pasta onde estão todos os arquivos descritos na Seção A.1.

Master_rede13barras_storage.dss

Esse arquivo *.dss apresenta os comandos utilizados para se realizar a simulação na condição de carregamento diário com a presença do sistema armazenador de energia:

```
// Escola Politécnica da USP
// PEA
// Nome: Paulo Radatz
// NUSP: 6905560

Clear
// Arquivos que descrevem o circuito

Redirect subestacao.dss
Redirect linecodes.dss
Redirect lines.dss
Redirect loads.dss
Redirect capacitors.dss
Redirect transformer_sub.dss
Redirect transformer.dss
Redirect regulators.dss
Redirect switches.dss

Redirect storage_power.dss

Redirect tensao_base.dss
Redirect monitor_sub.dss
Redirect monitor_storage.dss

Redirect solve_daily.dss

Redirect command_monitor_sub.dss
Redirect command_monitor_storage.dss

// Fim
```


APÊNDICE B

Arquivos para as simulações da Rede Real

B.0.1 Modelagem da Subestação

A subestação é modelada no *software* OpenDSS utilizando os dados apresentados na Subseção 7.1.2. Esse *script* é mostrado a seguir:

```
// Equivalente de Thévenin

New circuit.115X bus1=sourcebus
~ BasekV=138 pu=1.0 angle=0.000000
~ Z1=[0.399992, 3.78976]
~ Z0=[1.44734, 6.20834]

// Transformador da Subestação

New transformer.bank phases=3 windings=2 xhl=8.15
~ %r=0.514 %noloadloss=0.05 %imag=0.05
~ wdg=1 bus=sourcebus conn=delta kv=138 kva=24000 tap=0.95
~ wdg=2 bus=feeders conn=wy'e kv=12.47 kva=24000

// LTC

New regcontrol.substation transformer=bank winding=2
~ vreg=124.5 band=3 ptratio=60 delay=60.0
```

B.0.2 Modelagem do sistema eólico

A Seção 6.2 mostra como modelar a tecnologia DFIG, entretanto, o *script* desse caso é mostrado a seguir:

```
// Curva de Potência de Saída do Gerador
New LoadShape.wp npts=24 interval=1 mult=(File=LoadShape.csv)

// Gerador Eólico
New generator.WIND bus1=trafo_wind kv=0.69 pf=1 kw=900 daily=wp
model=1

// Transformador Elevador
New Transformer.wind_up phases=3 xhl=5.750000
~ wdg=1 bus=trafo_wind kV=0.69 kVA=1000 conn=wye
~ wdg=2 bus=wind_1 kV=12.47 kVA=1000 conn=wye
```

B.0.3 Modelagem do segundo sistema eólico

Para o segundo sistema eólico é utilizado também a tecnologia DFIG, porém para se realizar o estudo são definidos três valores distintos para a potência nominal do gerador. O *script* desse caso é mostrado a seguir:

```
// Curva de Potência de Saída do Gerador
New LoadShape.wp npts=24 interval=1 mult=(File=LoadShape.csv)

// Gerador Eólico
New generator.WIND_2 bus1=trafo_wind kv=0.69 pf=1 kw=X daily=wp
model=1

// Transformador Elevador
New Transformer.wind_up phases=3 xhl=5.750000
~ wdg=1 bus=trafo_wind kV=0.69 kVA=Y conn=wye
~ wdg=2 bus=wind_1 kV=12.47 kVA=Y conn=wye
```

onde :

$$(X, Y) = (900, 1000); (1500, 2000) \text{ ou } (2250, 2500)$$

B.0.4 Modelagem do sistema fotovoltaico

O sistema fotovoltaico é modelado para se realizar o estudo com três valores distintos para a potência nominal do gerador. O *script* desse caso é mostrado a seguir:

```
// Dados do sistema fotovoltaico

New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0
0.8 0.6]

New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93
.97]

New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1
~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]

New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1
~ temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55 40 35 30 25
25 25 25 25 25]

New PVSystem.PV phases=3 bus1=trafo_pv kV=0.48 kVA=Y irrad=.98
Pmpp=X
~ temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1
~ effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
```

$X = 1000; 2000 \text{ ou } 3000$ $Y = 1, 1 * X$

B.0.5 Modelagem do controle *VoltVar*

A função *VoltVar* do inversor é modelada utilizando uma curva de 6 pontos. O *script* é mostrado a seguir:

```
// Controle VoltVar

New XYCurve.myvv_curve npts=6 Yarray=(1.0,1.0 , 0 , 0, -1.0,-1.0)
~ XArray=(0.5 ,0.92 , 0.98, 1.02, 1.08, 1.5)

New InvControl.mytest pvsystemlist=PV mode=VOLTVAR
voltage_curvex_ref=rated
~ vvc_curve1=myvv_curve EventLog=no deltaQ_factor=0.2
```