



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

RAÍSA BRUNO NORÕES

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NO FATOR
DE POTÊNCIA E NAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO DE UMA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS**

FORTALEZA

2019

RAÍSA BRUNO NORÕES

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NO FATOR
DE POTÊNCIA E NAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO DE UMA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS**

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

Orientador: Prof. Dr. Raimundo Furtado
Sampaio

FORTALEZA

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

N749a Norões, Raísa Bruno.

Análise dos impactos da geração distribuída fotovoltaica no fator de potência e nas correntes de curto-circuito de uma rede de distribuição utilizando o software OpenDSS / Raísa Bruno Norões. – 2019.
98 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2019.

Orientação: Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio.

1. OpenDSS. 2. Sistema de Distribuição de Energia. 3. Fator de Potência. 4. Curto-circuito. 5. Geração Distribuída Fotovoltaica. I. Título.

CDD 621.3

RAÍSA BRUNO NORÕES

ANÁLISE DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NO FATOR
DE POTÊNCIA E NAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO DE UMA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO O OPENDSS

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

Aprovada em: ___ / ___ / ____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Ruth Pastôra Saraiva Leão
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Felipe Carvalho Sampaio
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

Aos meus pais, família e amigos.

AGRADECIMENTOS

A Deus.

Aos meus pais, Natércia e Alexandre, por todo o esforço realizado para meu desenvolvimento pessoal, acadêmico e profissional, pelos momentos em que estiveram presentes para me apoiar e pelas batalhas vencidas por eles em prol da família quando não puderam estar presentes.

Às minhas irmãs Bárbara, Laísa e Valquíria por todas as conversas divertidas, por todo o apoio emocional e por todos momentos de descontração e de alegria durante toda a vida.

Ao Eládio por todo carinho e toda dedicação empregados a mim e ao meu desenvolvimento todos os dias, por todas as provas estudadas, por todos os trabalhos realizados juntos e por todo o apoio nos momentos difíceis.

Às tias, aos tios e à minha prima Raquel por todo o suporte emocional e financeiro dado a nossa família durante toda a vida.

À família Oliveira, por toda a disponibilidade e todo o apoio empregados, principalmente, nos momentos de provas, trabalhos e cansaço físico.

Às minhas amigas e colegas de curso Alexcya, Letícia, Natália, Samile, Suzanne e Samara pelos momentos de felicidade, pelas muitas horas de estudo, pelas trocas de aprendizado dentro e fora da vida acadêmica.

Ao Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio pela disponibilidade e dedicação aplicadas para minha orientação neste trabalho e para educação de todos os alunos durante todo o curso.

Ao Felipe Carvalho pela proatividade e disponibilidade para me ajudar a solucionar os problemas encontrados durante a execução desse trabalho.

Ao Cícero Fábio pela disponibilidade para explicar o estudo realizado no seu trabalho de conclusão de curso.

“Determinação, coragem e autoconfiança são fatores decisivos para o sucesso. Se estamos possuídos por uma inabalável determinação, conseguiremos superá-los. Independentemente das circunstâncias, devemos ser sempre humildes, recatados e despidos de orgulho.” (Dalai Lama)

RESUMO

Em franca expansão pelo mundo, a geração fotovoltaica distribuída necessita cada vez mais de estudos que permitam esclarecer e mitigar seus impactos na integração com o sistema de distribuição de energia elétrica. O software *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) permitiu o desenho e a descrição da rede de média tensão utilizada neste trabalho. Este trabalho tem como objetivo apresentar um estudo sobre impactos da geração distribuída fotovoltaica em um sistema de distribuição de energia elétrica em média tensão a partir da modelagem e simulação da rede no OpenDSS. O estudo foi realizado no alimentador 01C6, suprido pela subestação distribuidora Dias Macêdo (SE DMC), pertencente à concessionária de energia Enel Distribuição Ceará (EDC). A metodologia para o desenvolvimento desse trabalho envolveu: a construção de *script* para simulação de 66 sistemas fotovoltaicos; a escolha da curva de geração de uma planta residencial real localizada na cidade de Fortaleza, Ceará; a definição de três cenários de simulação com diferentes níveis de potências injetadas na rede a partir dos geradores fotovoltaicos; o dimensionamento e a construção de *script* dos bancos de capacitores trifásicos fixos e automáticos para correção do fator de potência, conforme os padrões exigidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Quanto às características dos cenários: no cenário 1 é definido o estado normal da rede, sem injeção de potência; no cenário 2, a potência instalada de geração fotovoltaica é definida como 50% da potência instalada nas cargas ligadas a ela; no cenário 3, a potência instalada de geração é definida como 100% da potência instalada nas cargas ligadas a ela. Em todos os cenários propostos, o software *Matrix Laboratory* (MATLAB) foi utilizado para a análise dos resultados, sendo o fator de potência e os níveis de curtos-circuitos trifásico, bifásico e monofásico, em cada barramento da rede simulada, e as grandezas elétricas analisadas. Foi possível constatar que, com o aumento do nível de geração, houve diminuição do fator de potência na carga, o qual foi corrigido por meio do fornecimento de potência reativa pelos bancos capacitivos. Foi possível constatar também que no cenário 3, situação limítrofe desse estudo, não houve aumento significativo nas correntes de curto-circuito simuladas.

Palavras-chave: *Simulação, OpenDSS, MATLAB, Sistema de Distribuição de Energia, Banco de Capacitores, Fator de Potência, Curto-circuito, Geração Distribuída Fotovoltaica.*

ABSTRACT

Growing rapidly around the world, distributed photovoltaic generation increasingly needs studies to clarify and mitigate its impacts on the integration with the electricity distribution system. The Open Distribution System Simulator (OpenDSS) software allowed the design and description of the medium voltage network used in this work. Within this context, the objective of this paper is to present a study of the impacts of photovoltaic distributed generation on the medium voltage distribution system by modelling and simulating the grid with OpenDSS. The study was performed at the 01C6 feeder, supplied by Dias Macêdo distribution substation (SE DMC), belonging to the energy utility Enel Distribuição Ceará (EDC). The methodology for the development of this work involved: the construction of a 66 photovoltaic systems script for simulation; choosing the generation curve based on a real residential plant located in the city of Fortaleza, Ceará; the definition of three simulation scenarios with different levels of power injection into the grid from photovoltaic generators; the sizing and scripting of the fixed and automatic three-phase capacitor banks for power factor correction, according to the standards required by the Brazilian national electric energy agency, Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). As for the characteristics of the scenarios: scenario 1 defines the normal state of the network without power injection; in scenario 2, the installed capacity of photovoltaic generation is defined as 50% of the installed capacity of the loads connected to it; in scenario 3, the installed generation power is defined as 100% of the installed power of the loads connected to it. After describing and simulating the network in all proposed scenarios, the Matrix Laboratory (MATLAB) software was used to analyze the results, being the power factor and the three-phase, two-phase and single-phase short circuit levels, the analyzed parameters in each bus of the simulated network. It was possible to verify that, with the increase of the generation level, there was a decrease in the load power factor, which was corrected by the reactive power supplied by the capacitive banks. It was also found that in scenario 3, the most critical situation of this study, there was no significant increase in simulated short circuit currents.

Keywords: *Simulation, OpenDSS, MATLAB, Energy Distribution System, Capacitor Bank, Power Factor, Short Circuit, Photovoltaic Distributed Generation.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Geração Solar Fotovoltaica no SIN	15
Figura 2 - Sistema de Transmissão - Horizonte.....	20
Figura 3 - Interligação Eletro-energética.....	21
Figura 4 - Radiação Solar Global Diária - Média anual típica (MJ/m ² .dia).....	24
Figura 5 - Estruturas de Banda de Energia	25
Figura 6 - Representação da Excitação dos Elétrons na Incidência de Fótons.....	26
Figura 7 - Estrutura Básica de uma Célula Fotovoltaica de Silício.....	27
Figura 8 - Circuito Equivalente Básico para uma Célula Fotovoltaica	28
Figura 9 - Potência Elétrica em Função da Tensão Elétrica de uma Célula Fotovoltaica de Silício Cristalino de 156 mm x 156 mm, sob condições-padrão de ensaio	29
Figura 10 - Influência da Variação da Irradiância Solar na Curva Característica I-V de uma célula fotovoltaica de silício cristalino na temperatura de 25 °C	30
Figura 11 - Influência da Temperatura da Célula Fotovoltaica na Curva I-V (para irradiância de 1.000 W/m ² , espectro AM1,5)	30
Figura 12 - Curva I x V para Conexão de Células em Série.....	31
Figura 13 - Curva I x V para Conexão de Células em Paralelo.....	31
Figura 14 - Tipos de inversores classificados de acordo com o princípio de funcionamento ..	32
Figura 15 - Corrente Simétrica de Curto-circuito.....	35
Figura 16 - Corrente Parcialmente Assimétrica.....	35
Figura 17 - Corrente Totalmente Assimétrica.....	36
Figura 18 - Corrente assimétrica e simétrica	36
Figura 19 - Corrente de Curto-circuito nos Terminais do Gerador	37
Figura 20 - Componentes da Corrente de Curto-Circuito	38
Figura 21 - Corrente de Curto-Circuito em Função do Valor da Tensão para t = 0.....	40
Figura 22 - Curto-circuito Trifásico	41
Figura 23 - Curto-circuito Bifásico entre Fases.....	42
Figura 24 - Curto-circuito Bifásico com Terra	42
Figura 25 - Curto-circuito Fase e Terra	42
Figura 26 - Curto-circuito Fase e Terra com Contatos Simultâneos	43
Figura 27 - Triângulo de Potências.....	45

Figura 28 - Triângulo de Potências com Instalação de Banco Capacitivo	47
Figura 29 - Barra com N nós	50
Figura 30 - Terminal do Elemento com N Conectores	50
Figura 31 - Elemento de Transporte de Energia com Dois Terminais, o primeiro com N conectores e o segundo com M conectores	51
Figura 32 - Elemento de Conversão de Energia	51
Figura 33 - Linha de Comando em que o Verbo Interage com os Elementos Elétricos	52
Figura 34 - Linha de Comando em que o Não Verbo Interage com os Elementos Elétricos ...	52
Figura 35 - <i>Script</i> do Elemento <i>Circuit</i>	53
Figura 36 - <i>Script</i> do Elemento <i>Transformer</i>	54
Figura 37 - <i>Script</i> do Elemento <i>Linecode</i>	54
Figura 38 - <i>Script</i> do Elemento <i>Line</i>	55
Figura 39 - <i>Script</i> do Elemento <i>Load</i>	56
Figura 40 - <i>Script</i> do Elemento <i>LoadShape</i>	57
Figura 41 - Esquemático do Elemento <i>PVSystem</i>	57
Figura 42 - <i>Script</i> do Elemento <i>PVSystem</i>	58
Figura 43 - <i>Script</i> do Elemento <i>Capacitor</i>	59
Figura 44 - <i>Script</i> do Elemento <i>CapControl</i>	60
Figura 45 - <i>Script</i> do Elemento <i>Monitor</i>	62
Figura 46 - <i>OpenDSS Loop</i> de Solução	62
Figura 47 - <i>Script</i> do Elemento <i>Solve</i>	63
Figura 48 - Visão Aérea do Alimentador <i>DMC01C6</i>	65
Figura 49 - Curva de Geração Fotovoltaica.....	66
Figura 50 - Curva de Geração Unitária	67
Figura 51 - Georreferenciamento do Alimentador	80
Figura 52 – Fatores de Potência da EDC Antes e Depois da Aplicação de Bancos de Capacitores (Cenário 1).....	81
Figura 53 – Fatores de Potência da EDC Antes e Depois da Aplicação de Bancos de Capacitores (Cenário 2).....	82
Figura 54 – Fatores de Potência da EDC Antes e Depois da Aplicação de Bancos de Capacitores (Cenário 3).....	83

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Potência por Área para Células Fotovoltaicas com Diferentes Tecnologias	27
Tabela 2 - Principais Verbos da Sintaxe do OpenDSS	52
Tabela 3 - <i>Script</i> do Elemento <i>Buscoords</i>	61
Tabela 4 - Cargas e Sistemas Fotovoltaicos Simulados.....	68
Tabela 5 – Resultados MATLAB para Carga 1	71
Tabela 6 - Potências Ativas da Carga 1 para o Cenário 1	74
Tabela 7 – Dimensionamento dos Bancos de Capacitores Trifásicos	77
Tabela 8 - Correntes de Curto-Circuito nas Barras da EDC no Cenário 1	81
Tabela 9 - Correntes de Curto-Circuito nas Barras da EDC no Cenário 2	83
Tabela 10 - Correntes de Curto-Circuito nas Barras da EDC no Cenário 3	84

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
AT	Alta Tensão
MT	Média Tensão
BT	Baixa Tensão
DLL	<i>Dynamic Link Library</i>
EDC	Enel Distribuição Ceará
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
COM	<i>Component Object Model</i>
GD	Geração Distribuída
LDC	<i>Load Tap Changer</i>
MATLAB	<i>MATrix LABoratory</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
Pmpp	Potência máxima de pico
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
PROREDE	Procedimentos de Rede
PV	Geração fotovoltaica
REN	Resolução Normativa
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPENDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
Icc	Corrente de curto-circuito instantânea
Isc	Corrente de curto-circuito eficaz
CCN	Condutor de cobre nu
CAA	Condutor de Alumínio com alma de aço

NT	Norma Técnica
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
P	Potência Ativa
S	Potência Aparente
Q	Potência Reativa
FP	Fator de Potência
SE	Subestação

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	14
1.1 Motivação e Justificativa.....	16
1.2 Objetivos.....	17
<i>1.2.1 Objetivo geral.....</i>	<i>17</i>
<i>1.2.2 Objetivos específicos.....</i>	<i>17</i>
<i>1.2.3 Metodologia.....</i>	<i>17</i>
1.3 Estrutura do Trabalho.....	18
2 FUNDAMENTAÇÃO E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	20
2.1 Introdução.....	20
2.2 Sistema Elétrico Brasileiro.....	20
2.3 Geração Distribuída (GD).....	21
2.4 Geração Fotovoltaica	23
<i>2.4.1 Radiação Solar.....</i>	<i>23</i>
<i>2.4.2 Efeito Fotovoltaico.....</i>	<i>24</i>
<i>2.4.3 A Célula Fotovoltaica</i>	<i>26</i>
<i>2.4.4 Módulo Fotovoltaico.....</i>	<i>30</i>
<i>2.4.5 Inversores.....</i>	<i>31</i>
2.5 Curto-Circuito.....	34
<i>2.5.1 Formas de Onda das Correntes de Curto-Circuito</i>	<i>34</i>
<i>2.5.2 Localização das Fontes de Curto-Circuito</i>	<i>36</i>
<i>2.5.3 Formulação Matemática das Correntes de Curto-Circuito</i>	<i>39</i>
<i>2.5.4 Tipos de Curto-Circuito.....</i>	<i>41</i>
<i>2.5.5 Impactos da Geração Distribuída nas Correntes de Curto-Circuito</i>	<i>43</i>
2.6 Fator de Potência	44
<i>2.6.1 Determinações da ANEEL</i>	<i>46</i>
<i>2.6.2 Bancos de Capacitores.....</i>	<i>46</i>
2.7 Considerações Finais	47

3 FERRAMENTA DE ANÁLISE E PLANEJAMENTO DA REDE – OPEN DISTRIBUTION SYSTEM SIMULATOR.....	48
3.1 Introdução.....	48
3.2 <i>Open Distribution Simulator (OpenDSS)</i>.....	48
3.3 Classes de Elementos.....	49
3.3.1 <i>Barra</i>.....	49
3.3.2 <i>Terminal</i>.....	50
3.3.3 <i>Elementos de Transporte de Energia (PD)</i>.....	50
3.3.4 <i>Elementos de Conversão de Energia</i>.....	51
3.3.5 <i>Sintaxe</i>.....	52
3.3.6 <i>Circuit</i>.....	53
3.3.7 <i>Transformer</i>.....	53
3.3.8 <i>Linecode</i>.....	54
3.3.9 <i>Line</i>.....	54
3.3.10 <i>Load</i>.....	55
3.3.11 <i>LoadShape</i>.....	56
3.3.12 <i>PV System</i>.....	57
3.3.13 <i>Capacitor</i>.....	58
3.3.14 <i>CapControl</i>.....	59
3.3.15 <i>Buscoords</i>.....	60
3.3.17 <i>Solve</i>.....	62
3.3.18 <i>Resultados de Simulação</i>.....	63
3.3.19 <i>Exportar Resultados de Simulação</i>.....	63
3.3.20 <i>Considerações Finais</i>.....	63
4 ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM MÉDIA TENSÃO.....	64
4.1 Introdução.....	64
4.2 Sistema de Distribuição de Energia Modelado em Valores Reais.....	64
4.3 Premissas de Simulação.....	65
4.3.1 <i>Cargas</i>.....	65
4.3.2 <i>Fator de Potência</i>.....	66
4.3.3 <i>Sistema Fotovoltaico</i>.....	66

4.4 Script Construtor.....	70
4.5 Bancos de Capacitores.....	70
4.6 Resultados de Simulação.....	79
4.6.1 Cenário 1.....	80
4.6.2 Cenário 2.....	81
4.6.3 Cenário 3.....	83
4.7 Considerações finais	84
5 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS.....	85
5.1 Conclusão.....	85
5.2 Trabalhos Futuros.....	87
REFERÊNCIAS	88
ANEXO A – SCRIPT DO MATLAB PARA O CÁLCULO DOS FATORES DE POTÊNCIA NAS CARGAS.....	90
ANEXO B - SCRIPT DO MATLAB PARA O CÁLCULO DOS FATORES DE POTÊNCIA NA SE ENEL.....	93

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica proporciona à sociedade trabalho e desenvolvimento, além de proporcionar conforto, comodidade, bem-estar e praticidade aos seus consumidores, assim, a sociedade moderna se torna cada vez mais dependente de seu fornecimento e mais suscetível às falhas nos sistemas elétricos (LEÃO, 2015). Para atender seus consumidores, a maneira organizacional do sistema elétrico de potência (SEP) se deu de forma centralizada, uma vez que o sistema tradicional é baseado em grandes usinas de geração que transmitem energia através de extensos sistemas de transmissão de alta tensão, que é, então, distribuída para sistemas de distribuição de alta, média e baixa tensão (LEÃO, 2015).

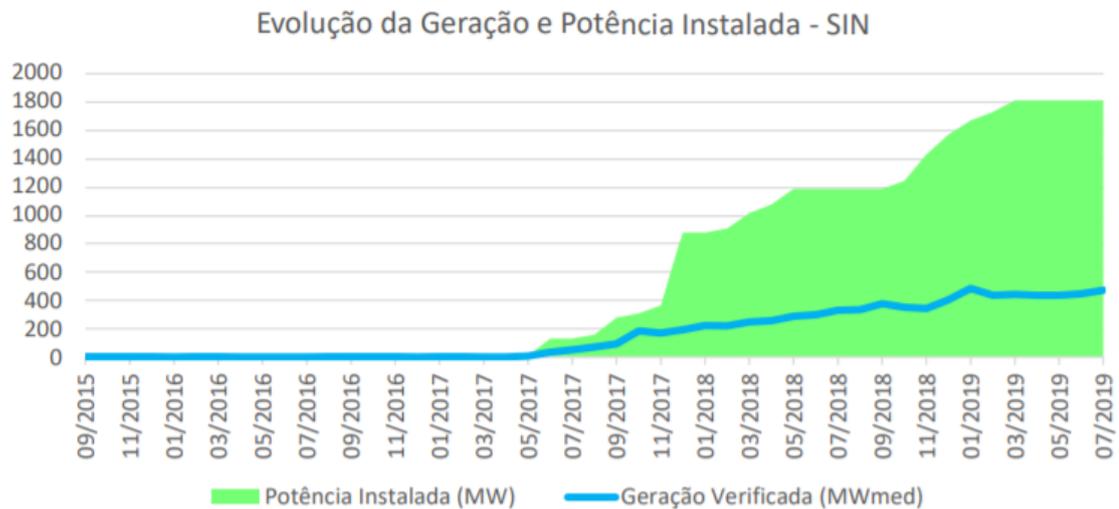
Contudo, apesar da complexa estrutura do sistema brasileiro de energia elétrica, destaca-se o aumento crescente da demanda de energia, ao qual a resposta é um aumento da geração. No entanto, quando a demanda excede os limites da capacidade do sistema, a solução adotada é sempre a construção de novas unidades de geração, e por conseguinte, o aumento do transporte e distribuição dessa maior energia comercializada.

O planejamento da expansão da oferta de eletricidade do setor elétrico está aliado à introdução no mercado de novas tecnologias que reduzem significativamente o custo da energia produzida, localizadas próximas dos centros de carga, o que traduz o conceito de Geração Distribuída (GD) (BARBOSA FILHO; DE AZEVEDO, 2013). Portanto, a GD se apresenta como uma possível alternativa ao atual modelo de planejamento da expansão do sistema energético brasileiro, podendo ser uma opção de uso mais eficiente de recursos energéticos, econômico-financeiros e ambientais (SILVA et al., 2018).

De acordo com levantamento da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), desde o início de 2019, o mercado de energia solar fotovoltaica continua crescendo e ultrapassou a energia nuclear, assumindo a posição de sétima fonte mais representativa na matriz energética brasileira, superando a marca de 2.000 megawatts (MW) de potência operacional. A estimativa é de que a fonte ultrapasse a marca de 3 MW ainda em 2019, atraindo ao Brasil mais de R\$ 5,2 bilhões em novos investimentos privados, com a instalação de mais de 1.000 MW adicionais em sistemas de pequeno, médio e grande portes. Ademais, em seu Boletim Mensal de Geração Solar de julho de 2019, o ONS também indica um grande crescimento na utilização da energia solar fotovoltaica (ABSOLAR, 2019). O gráfico da Figura

1 apresenta a evolução da potência instalada de usinas em operação comercial e geração de usinas solares fotovoltaicas verificada no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Figura 1 - Geração Solar Fotovoltaica no SIN



Fonte: ONS (2019)

Dado os últimos fatos citados, observa-se que a geração distribuída no Brasil trará um novo cenário de operação do SEP, pois há uma tendência que parte dos clientes passem de apenas consumidores de energia a produtores. Com isso, o SEP necessitará de flexibilidade e novos recursos que visem a atender o novo perfil dos clientes, assim, pode-se inferir que a inserção das GDs trará vantagens e desvantagens para o SIN, cabendo estudos para analisar os seus impactos e possíveis soluções, levando em consideração os aspectos operacionais de todo o sistema.

Entretanto, a Geração Distribuída Fotovoltaica em larga escala no sistema de distribuição pode acarretar vários impactos negativos: aumento e oscilação de tensão, harmônicos de corrente, faltas à terra, aumento da capacidade de curto-circuito, ilhamento não intencional, aumento no valor da capacidade de inversores modernos e impactos no projeto e na operação de redes (BORDIM, 2019). Com isso, os efeitos da instalação de gerações distribuídas devem ser estudados, a fim de mitigar os possíveis erros entre a sua interação com o sistema elétrico de distribuição, e, assim, obter o máximo proveito dessa fonte cada vez mais utilizada de energia elétrica.

1.1 Motivação e Justificativa

A Geração Distribuída (GD) se destaca por permitir a produção de energia elétrica mais próxima do consumidor, sendo uma alternativa para o atendimento à crescente demanda por energia elétrica, trazendo um novo cenário de operação para o SEP. Apesar do recente avanço das questões econômicas e regulatórias que estão viabilizando um mercado para a geração distribuída, ainda há questões de ordens técnicas a resolver, sobretudo quanto aos impactos sobre a rede de distribuição.

As redes de distribuição são tradicionalmente projetadas como redes passivas de topologia radial, na qual o fluxo de potência e corrente são unidirecionais com certos níveis de corrente de curto-circuito. Por esse motivo, as correntes de curto-circuito são geralmente bem determinadas e pouco dependentes do estado de operação da rede. No entanto, com a crescente conexão de fontes de GD no sistema, haverá um fluxo bidirecional, alterando o sentido e a magnitude das correntes de carga e de curto-circuito. Diante desse contexto, surge a necessidade de estudar o impacto da inserção das GDs nas correntes de curto-circuito das redes de distribuição, uma vez que esta pode afetar a eficácia e a eficiência do sistema de proteção da rede.

Ademais, há regulamentos que visam à qualidade na distribuição de energia no Brasil, sendo a Agência Nacional de Energia Elétrica responsável pela fiscalização do cumprimento dos requisitos exigidos. Um desses requisitos é o fator de potência, que deve atender às recomendações estabelecidas no Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica). Sabe-se que as GDs alteram os valores dos fatores de potência, uma vez que as fontes normalmente injetam energia ativa na rede, assim, cabe a utilização de bancos de capacitores para sua correção.

O estudo proposto tem como justificativa a análise dos fatores de potência e sua correção por meio da instalação de bancos de capacitores, além da análise das correntes de curto-circuito após a inserção de geração distribuída fotovoltaica. Esse estudo complementa o trabalho de conclusão de curso realizado pelo aluno Cícero Fábio dos Santos Dias na Universidade Federal do Ceará. Nesse trabalho, analisa-se os impactos da geração distribuída em um alimentador de média tensão utilizando o software OpenDSS. Ademais, as análises

propostas seguem e complementam o artigo publicado no Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE) pelo engenheiro eletricitista Matheus Jonathan dos Santos Tavares.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é analisar os impactos da inserção da geração distribuída fotovoltaica no fator de potência e na corrente de curto-circuito de um alimentador de distribuição em média tensão, utilizando o software *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS).

1.2.2 Objetivos específicos

Entre os objetivos específicos deste trabalho estão:

- Elaborar um *script* OpenDSS que permita a modelagem do sistema fotovoltaico com dados de geração, obtidos a partir de um inversor de uma planta real situada em Fortaleza-CE, a análise das faltas no sistema, a configuração de bancos de capacitores fixos e automáticos, e o monitoramento dos fatores de potência e das correntes de curto-circuito;
- Estudar o comportamento do alimentador de média tensão considerando diferentes cenários de inserção de GD;
- Estudar o comportamento do alimentador de média tensão considerando diferentes cenários de faltas no sistema;
- Analisar a variação nos fatores de potência após a utilização de bancos de capacitores.

1.2.3 Metodologia

A metodologia para o desenvolvimento desse trabalho envolveu as seguintes etapas:

- Construção de *script* para simulação de 66 sistemas fotovoltaicos;
- Escolha da curva de geração de uma planta de geração residencial real localizada na cidade de Fortaleza, Ceará.
- Definição de três cenários de simulação com diferentes níveis de potências injetadas na rede a partir dos geradores fotovoltaicos. No cenário 1 é definido o estado da rede sem a injeção de potência de geração. No cenário 2 são instaladas

gerações fotovoltaicas com potência equivalente a 50% da potência instalada de carga. No cenário 3, a potência instalada de geração equivale a 100% da potência instalada na carga;

- Dimensionamento e construção de *script* para bancos de capacitores trifásicos fixos e automáticos a fim de corrigir o fator de potência, sendo os fixos utilizados para correção das 17 cargas sem geração fotovoltaica e os automáticos para as 66 cargas com geração fotovoltaica. Ademais, o cenário 3 é mais crítico em termos de correção de fator de potência, sendo, então, utilizado para dimensionar os bancos capacitivos trifásicos responsáveis pela correção dos fatores de potência em todos os cenários.

1.3 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está estruturado com os seguintes capítulos:

O Capítulo 1 apresenta uma breve revisão da evolução do SEP, a motivação, os objetivos traçados e a estrutura no qual o trabalho foi organizado.

O Capítulo 2 traz uma revisão bibliográfica de conceitos envolvendo o setor elétrico brasileiro e a geração distribuída fotovoltaica. Deu-se um embasamento teórico a respeito das características elétricas e construtivas que acercam a geração fotovoltaica, além de apresentar os fundamentos dos fatores de potência e das correntes de curto-circuito de redes de média tensão.

O Capítulo 3 expõe sobre a sintaxe e a linguagem utilizada no software OpenDSS, ferramenta escolhida para simulação da rede. Após uma introdução sobre a ferramenta, são apresentadas a estrutura e sintaxe das linhas de código que definem os equipamentos utilizados nesta simulação, assim como as opções de simulação e plotagem.

No Capítulo 4 é feito um estudo sobre a injeção de potência por geração fotovoltaica no alimentador real da Enel Distribuição Ceará (EDC) por meio do OpenDSS. No software, serão analisados os impactos nos fatores de potência e nas correntes de curto-circuito considerando 03 (três) cenários com diferentes condições de geração, além da implementação de bancos de capacitores para correção de fator de potência.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões deste trabalho, bem como uma análise crítica dos resultados obtidos e trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

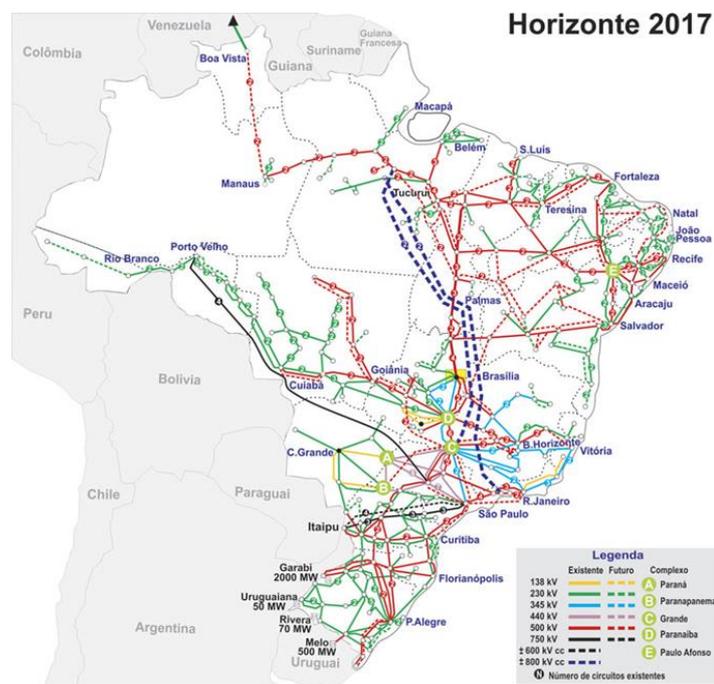
2.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados alguns conceitos relevantes referentes à geração distribuída, com foco na geração fotovoltaica, e sua interação com a rede de distribuição. Outrossim, aborda-se sobre o conceito básico de curto-circuito, corrente de curto-circuito e fator de potência, bem como o tema central deste trabalho: a influência da geração distribuída nas correntes de curto-circuito e no fator de potência de sistemas de distribuição de energia elétrica.

2.2 Sistema Elétrico Brasileiro

Segundo informações do Operador Nacional do Sistema (ONS) e tendo em vista a dimensão do território brasileiro, sabe-se que o Brasil dispõe do Sistema Interligado Nacional (SIN), o qual é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, robusto, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários, sendo, então, o ONS responsável por coordenar e controlar a produção e transmissão de energia elétrica. O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. Na Figura 2, é apresentado o mapa do Sistema Interligado Nacional:

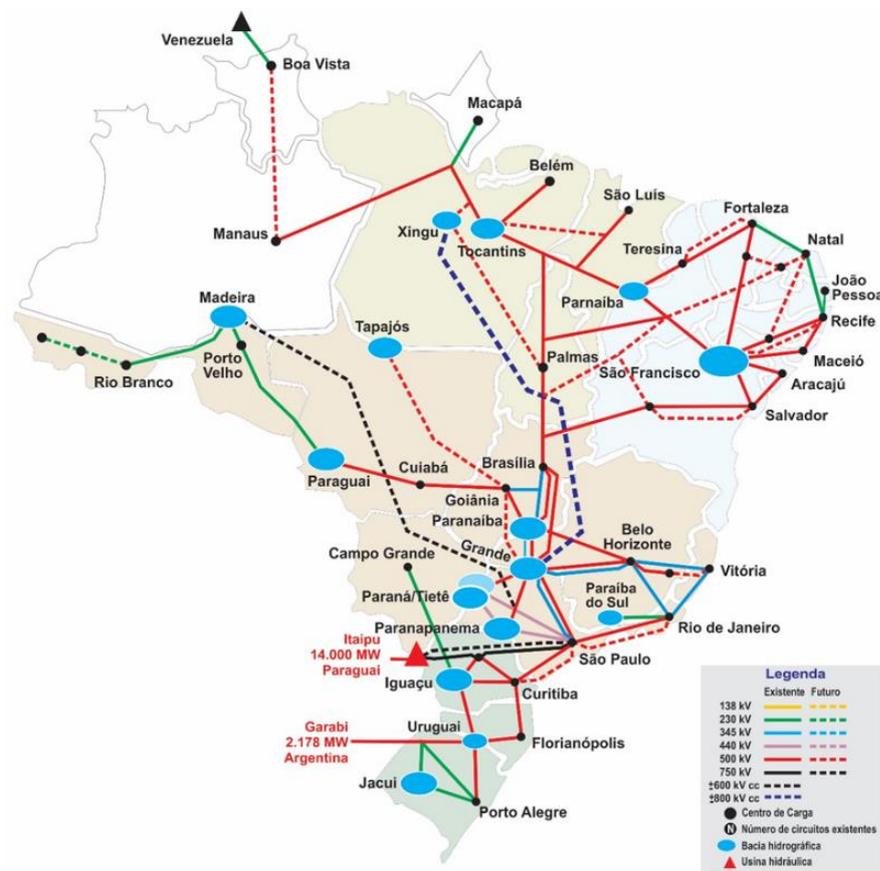
Figura 2 - Sistema de Transmissão - Horizonte



Fonte: ONS (2019)

O ONS é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações do SIN, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). As usinas hidrelétricas distribuídas são a principal capacidade instalada de geração do SIN, as quais estão dispostas em dezesseis bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. Na Figura 3, é mostrado o mapa com a interligação das bacias hidrográficas presentes no Brasil e dos subsistemas.

Figura 3 - Interligação Eletro-energética



Fonte: ONS (2019)

2.3 Geração Distribuída (GD)

A geração distribuída (GD) no Brasil é regulamentada conforme a seção 3.7 do Módulo 03 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) e as resoluções normativas 482/2012, 687/2015 e 786/2017. Nesses documentos são especificados a micro e a minigeração distribuída, as quais consistem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de

energia elétrica ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2016). A fim de diferenciá-las, define-se que a microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW), enquanto que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 megawatt (MW), exceto as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) cujo limite é de 3 MW, e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (MW) (ANEEL, 2016).

Quanto ao faturamento das gerações distribuídas cabe salientar que este é feito por meio de um sistema de compensação de energia, no qual o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos da energia injetada e do eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores (ANEEL, 2015). Com isso, o consumidor poderá utilizar os créditos de energia para compensar o consumo de diferentes unidades consumidoras, de acordo com o método de compensação de energia adotado.

Segundo a Resolução Normativa (REN) N° 687/2015, para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pelo cliente será cedida à distribuidora como um empréstimo, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses. Estão aptos a aderir ao sistema de compensação de energia os consumidores: com microgeração ou minigeração distribuída, integrantes de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, caracterizada como geração compartilhada e como autoconsumo remoto.

Contudo, sabe-se que há limitações quanto ao sistema de distribuição, assim, é importante destacar que a compensação, quando realizada em uma unidade consumidora diferente da geradora de energia pela GD, poderá causar problemas ao sistema, já que a rede de distribuição nem sempre terá capacidade para suportar a nova potência injetada. Neste caso, cabe à concessionária local realizar uma análise técnica e econômica a fim de recomendar ao consumidor o ponto de conexão mais adequado. Outrossim, as perdas de energia costumam ser mais elevadas nos casos em que a carga compensada e a geração estão em locais distantes.

2.4 Geração Fotovoltaica

A energia solar pode ser convertida diretamente em eletricidade por meio da aplicação das tecnologias de células fotovoltaicas, que utilizam o sol como fonte de energia, a qual é tida como limpa e duradoura. Além disso, sabe-se que a maioria das fontes de energia empregadas atualmente, como: hidráulica, biomassa, eólica, combustíveis fósseis e energia dos oceanos, são forma indireta da energia solar (ANEEL, 2005).

A radiação solar é aproveitada como fonte de energia térmica a fim de aquecer fluidos e ambientes, bem como para geração de potência mecânica ou elétrica. Ademais, destaca-se a característica da radiação solar de poder ser convertida diretamente em energia elétrica por meio de efeitos sobre determinados materiais (semicondutores), principalmente os efeitos: termoelétrico e fotovoltaico. O efeito termoelétrico se caracteriza pelo surgimento de uma diferença de potencial, provocada pela junção de dois metais em condições específicas, já no efeito fotovoltaico, os fótons contidos na luz solar são convertidos em energia elétrica, por meio do uso de células (ANEEL, 2005).

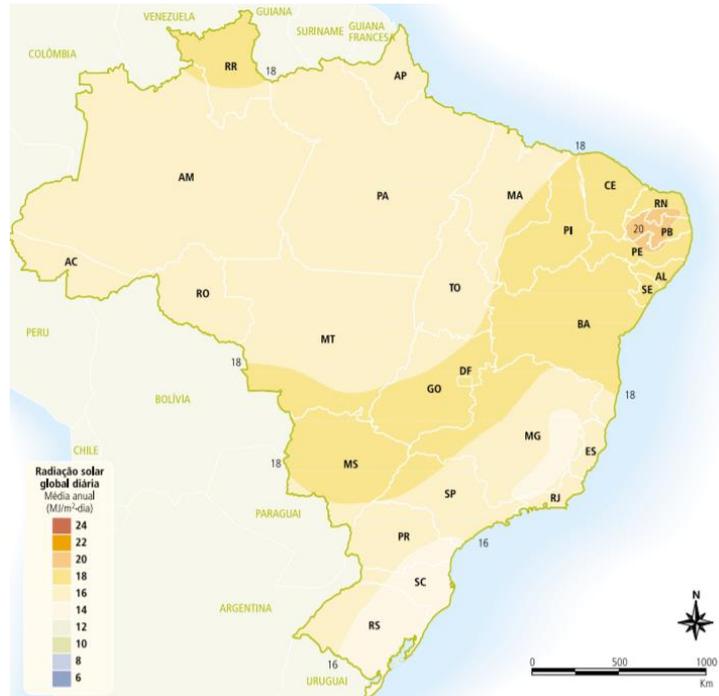
2.4.1 *Radiação Solar*

A radiação solar advém da energia provinda das reações nucleares que ocorrem nas grandes profundidades do Sol, tais relações envolvem a combinação de átomos de hidrogênio para síntese de átomos de hélio, processo que libera energia. Essa energia chega ao planeta Terra via radiação de fótons (partículas de energia) pelo espaço, os quais se deslocam a uma velocidade de 300.000 km/s, assim, demorando aproximadamente oito minutos para chegar à Terra (SOUZA, 2016).

A energia total incidente sobre a superfície terrestre, ou seja, a disponibilidade de radiação solar, depende de inúmeros fatores geográficos: das condições atmosféricas (nebulosidade, umidade relativa do ar etc.), da latitude local e da posição no tempo (hora do dia e dia do ano). A incidência dos raios solares sobre o planeta Terra tem relação com a inclinação do eixo imaginário da Terra que gira diariamente (rotação) e a trajetória elíptica que o planeta descreve ao redor do Sol (translação) (ANEEL, 2005). Desse modo, quanto ao posicionamento geográfico do Brasil, sabe-se que em grande parte de seu território está situado próximo da linha do Equador, de forma que não se observam grandes variações na duração solar

do dia (ANEEL, 2005). Na Figura 4, é apresentado o mapa de calor da média anual da radiação solar diária, em MJ/m².dia.

Figura 4 - Radiação Solar Global Diária - Média anual típica (MJ/m².dia)



Fonte: ANEEL (2019)

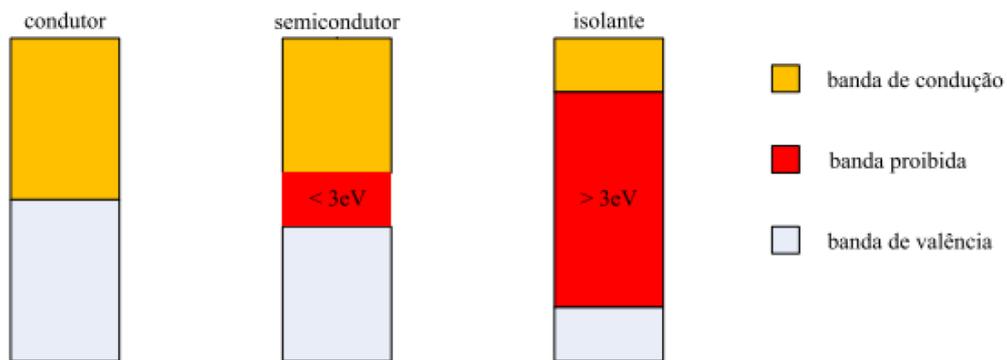
2.4.2 Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico, observado por Edmond Bequerel em 1839, consiste no aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de um semicondutor, quando esse absorve a luz visível proveniente dos fótons (SOUZA, 2016). Os materiais semicondutores que constituem as células fotovoltaicas são o silício, arseneto de gálio, telureto de cádmio ou disseleneto de cobre e índio (gálio), sendo o silício cristalino o mais utilizado (PINHO; GALDINO, 2014). A eficiência de conversão das células solares é medida pela proporção da radiação solar incidente sobre a superfície da célula que é convertida em energia elétrica (ANEEL, 2005).

Um elemento semicondutor pode ser definido como um elemento que possui uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons e uma banda de condução vazia quando na temperatura do zero absoluto, assim, tornando-se isolante nessa temperatura. A separação

entre estas duas bandas cria uma região intermediária, a qual é denominada de banda proibida (E_g) com valor de energia pouco elevado, em torno de 3 eV (PINHO; GALDINO, 2014). Na temperatura de 0 K todos os estados de banda de valência estão ocupados, já os estados de condução estão desocupados. Isto posto, constata-se um *gap* de energia que deverá ser superado pelo elétron da banda de valência para torná-lo livre. Na Figura 5, é ilustrado que a banda proibida varia entre materiais condutores, semicondutores e isolantes.

Figura 5 - Estruturas de Banda de Energia



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

A propriedade fundamental que permite a fabricação de células fotovoltaicas é a possibilidade de fótons incidentes no material, com energia superior à energia do *gap*, também gerarem pares elétron-lacuna (PINHO; GALDINO, 2014). A energia de um fóton é associada à cor da luz, de acordo com a Equação (1):

$$E_f = hf \quad (1)$$

Em que:

E_f - Energia do fóton (joule);

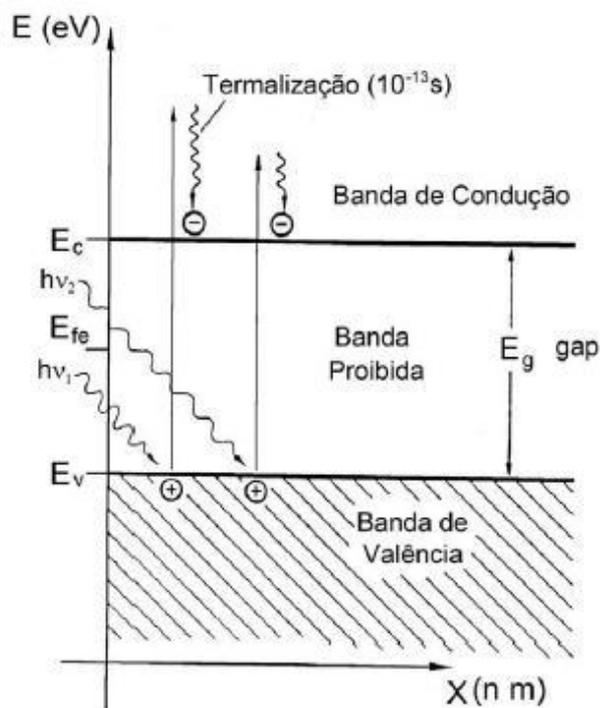
h - Constante de Planck (joule. segundos);

f - Frequência (Hertz).

Na Figura 6, é apresentado o comportamento dos elétrons dada a exposição a energia externa dos fótons, representados por $h\nu_1$ e $h\nu_2$. As variáveis E_c , E_g , E_v e E_{fe} representam, respectivamente: a energia da banda de condução, de *gap*, da banda de valência e o nível de fermi, que corresponde ao nível médio de energia dos portadores. Com isso, quando

há uma superação da energia de *gap* (E_g) pela radiação solar, tendo em estudo um material semiconductor dotado de uma junção pn, tem-se a geração de pares de elétron-lacuna que serão separados pelo campo elétrico, gerando uma corrente elétrica e originando o efeito fotovoltaico (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 6 - Representação da Excitação dos Elétons na Incidência de Fótons



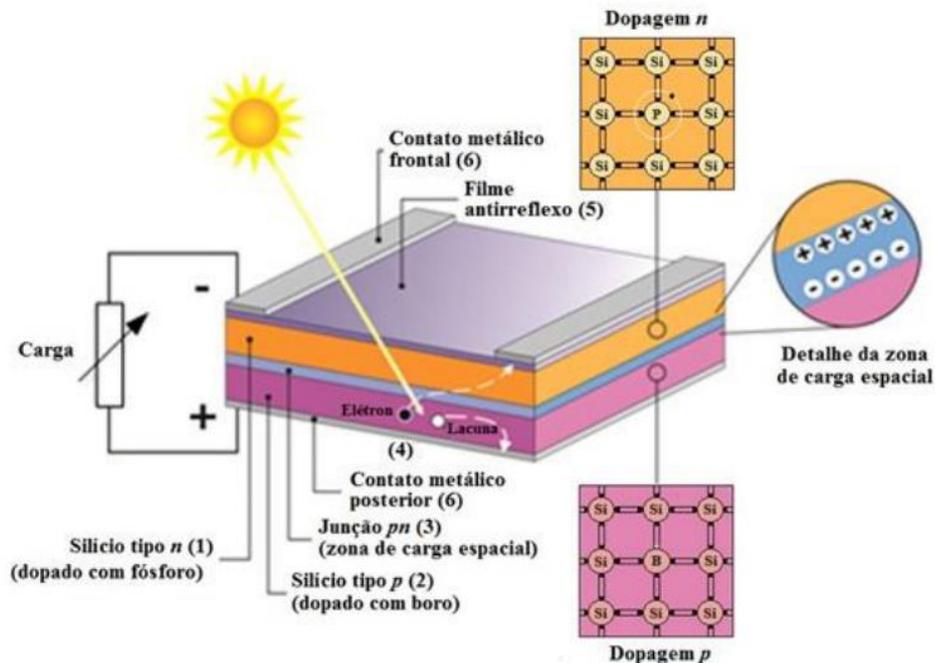
Fonte: Pinho e Galdino (2014)

2.4.3 A Célula Fotovoltaica

Elétrons e lacunas foto gerados podem mover-se dentro do material semiconductor e aumentar sua condutividade elétrica, essa característica é aproveitada para fabricação de componentes eletrônicos denominados fotocélulas ou foto resistores (LDRs³), nos quais a resistência elétrica varia em função da luminosidade incidente. Contudo, sabe-se que é necessária a aplicação de um campo elétrico a fim de separar os portadores, o que se consegue através da chamada junção p-n. Deste modo, para construir a junção p-n, faz-se necessário introduzir de forma controlada impurezas no semiconductor, ou seja, realizar a dopagem, que consiste na introdução de pequenas quantidades de outros elementos, denominados impurezas

ou dopantes, que mudam drasticamente as propriedades elétricas do material intrínseco (PINHO; GALDINO, 2014). Na Figura 7, é apresentada a estrutura física de uma junção p-n de uma célula fotovoltaica.

Figura 7 - Estrutura Básica de uma Célula Fotovoltaica de Silício



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Outrossim, as células fotovoltaicas podem variar quanto ao material semicondutor utilizado e a disposição deste no dispositivo, assim, cada célula apresentará curvas características dependentes do material. Na Tabela 1, são mostradas as potências médias por unidade de área para as diferentes tecnologias de fabricação das células fotovoltaicas.

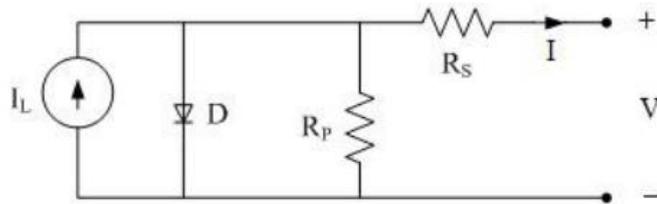
Tabela 1 - Potência por Área para Células Fotovoltaicas com Diferentes Tecnologias

Tecnologia	Potência/área (W_p/m^2)
Si monocristalino - m-Si	150
Si policristalino - p-Si	135
Si amorfo - a-Si	85
Disseleneto de Cobre-Índio (e Gálio) - CI(G)S	100
Telureto de Cádmio - CdTe-	110

Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Dada uma célula fotovoltaica, pode-se calcular sua corrente elétrica como a soma da corrente de uma junção p-n no escuro (diodo semiconductor) com a corrente gerada pelos fótons absorvidos da radiação solar. Na Figura 8, é apresentado o circuito equivalente para uma célula fotovoltaica, onde o diodo, D, representa a participação da junção p-n no escuro.

Figura 8 - Circuito Equivalente Básico para uma Célula Fotovoltaica



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

A corrente I , em função da tensão V no dispositivo, fornece a curva I-V ou curva característica que pode ser descrita pela seguinte Equação (2), derivada da Equação de Schockley5, do diodo ideal (PINHO; GALDINO, 2014):

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] \quad (2)$$

Em que:

I_L - Corrente foto gerada (A);

I_0 - Corrente de saturação reversa do diodo (A);

n - Fator de idealidade do diodo, número adimensional geralmente entre 1 e 2, obtido por ajuste de dados experimentais medidos;

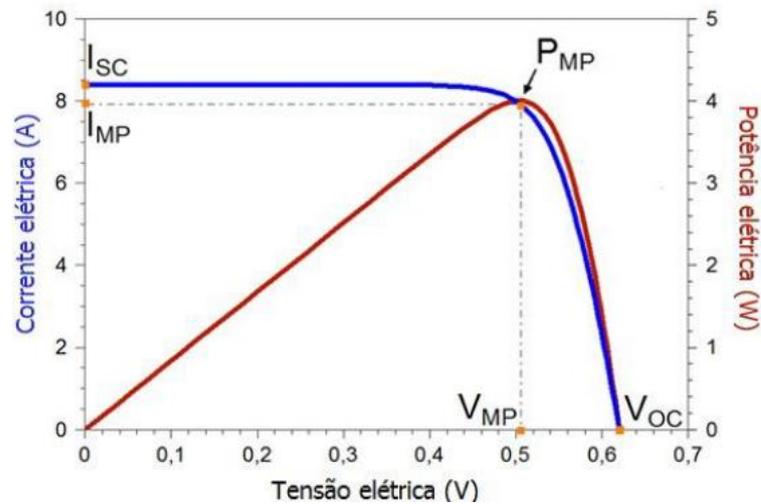
q - Carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19}$ C);

k - Constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K);

T - Temperatura absoluta (K).

É possível determinar a curva de potência e tensão (curva P-V) por meio dos dados obtidos na curva de corrente e tensão (curva I-V). Na Figura 9, é mostrado um exemplo das duas curvas citadas para uma determinada célula.

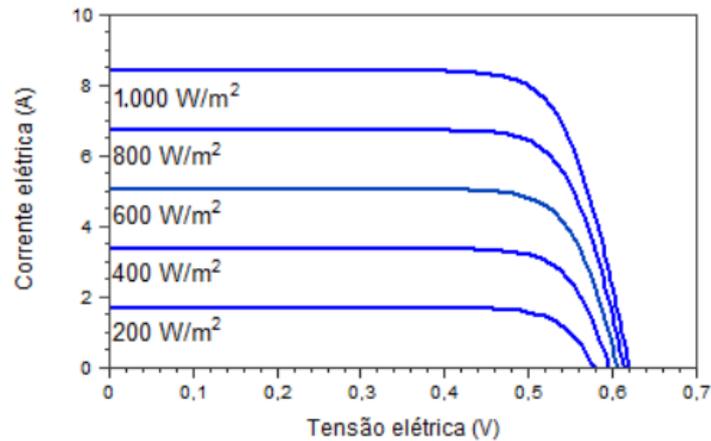
Figura 9 - Potência Elétrica em Função da Tensão Elétrica de uma Célula Fotovoltaica de Silício Cristalino de 156 mm x 156 mm, sob condições-padrão de ensaio



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

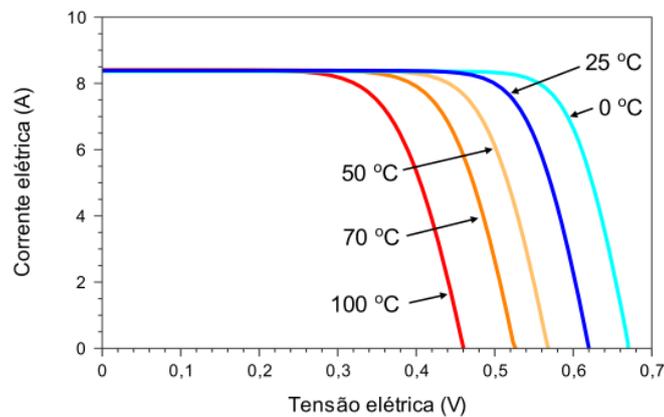
Em que I_{sc} é a corrente de curto-circuito, V_{oc} é a tensão de circuito aberto, P_{mp} é a potência máxima e I_{mp} e V_{mp} são corrente e tensão, respectivamente, no ponto de máxima potência. Essas curvas podem ainda ser afetadas pela irradiância solar e temperatura da célula, pois estas afetam os valores de I_{sc} e V_{oc} , como ilustrado nas Figuras 10 e 11.

Figura 10 - Influência da Variação da Irradiância Solar na Curva Característica I-V de uma célula fotovoltaica de silício cristalino na temperatura de 25 °C



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Figura 11 - Influência da Temperatura da Célula Fotovoltaica na Curva I-V (para irradiância de 1.000 W/m², espectro AM1,5)



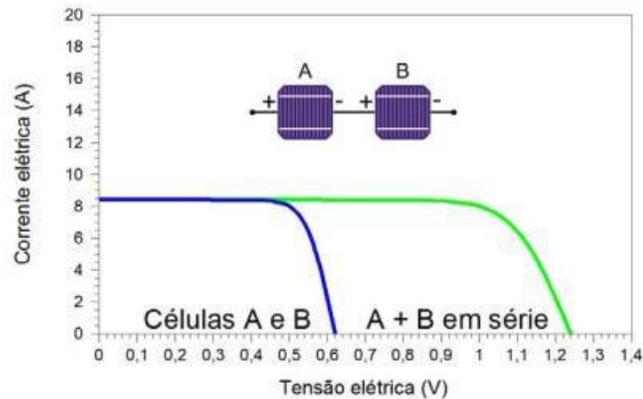
Fonte: Pinho e Galdino (2014)

2.4.4 Módulo Fotovoltaico

Geralmente os valores de potência para células fotovoltaicas são baixos, assim, como artifício para superar essa característica e alcançar valores comerciais, as células são conectadas entre si, formando os módulos fotovoltaicos, o qual é um componente unitário do gerador (PINHO; GALDINO, 2014). Quanto às conexões das células, há duas disposições: em

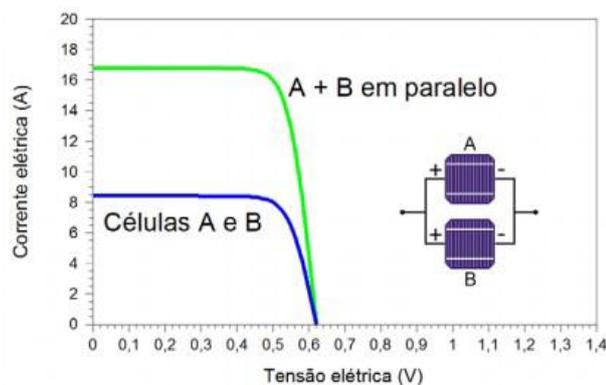
série, usualmente utilizada, e em paralelo. Cada tipo de conexão terá um efeito diferente na Curva I x V, como mostrado nas Figuras 12 e 13.

Figura 12 - Curva I x V para Conexão de Células em Série



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Figura 13 - Curva I x V para Conexão de Células em Paralelo



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

2.4.5 Inversores

O inversor é responsável pela conversão de parâmetros elétricos, assim, esse dispositivo eletrônico fornecerá energia elétrica em corrente alternada (CA) por meio de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (CC) (PINHO; GALDINO, 2014). Para os módulos fotovoltaicos, o inversor converte a energia gerada pelos módulos CC em CA, para que essa possa ser injetada na rede elétrica com sincronismo.

Por meio do seu princípio de funcionamento baseado em chaves eletrônicas, os inversores conseguem gerar vales e cristas que representam o perfil CA. A comutação do chaveamento define dois grandes grupos de inversores: os comutados pela rede (comutação natural) e os auto comutados (comutação forçada). Os autos comutados podem ainda ser separados em três grupos de acordo com o tipo de inversor e controle aplicado. Essa classificação está bem definida na Figura 14.

Figura 14 - Tipos de inversores classificados de acordo com o princípio de funcionamento



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

Tendo em vista os inversores existentes, a escolha do tipo de inversor deverá ser realizada de acordo com a finalidade do projeto, a fim de evitar a subutilização dos módulos fotovoltaicos. De acordo com Pinho e Galdino (2014), estas são características indicativas da qualidade do inversor:

- Forma de onda: Varia de acordo com a estratégia de chaveamento e o tipo de inversor, sendo um indicativo de custo e qualidade;
- Potência em *Standby*: Potência que o dispositivo requer em modo *standby*, a qual infere diretamente no saldo de energia gerada pelo sistema;
- Limitações térmicas: Em temperaturas muito elevadas, o funcionamento das células pelo deslocamento da curva IxV é prejudicado;

- Eficiência de conversão: Fator que expressa o rendimento da conversão C.C para C.A realizada, dependente da potência demandada e do fator de potência de operação;
- Tolerância a surtos de Corrente: Importante para evitar que o equipamento sofra danos devido à energização de máquinas elétricas como transformadores e motores, que provocam correntes muito elevadas em um pequeno intervalo de tempo.

Também segundo Pinho e Galdino (2014), pode-se analisar as seguintes características para realizar a escolha do inversor:

- Potência nominal de saída: Capacidade nominal de fornecimento de energia à carga em regime contínuo;
- Taxa de utilização: Número total de horas que o Inversor suporta operando com a potência nominal;
- Tensão de Entrada: Tensão de operação C.C do inversor, sendo importante que a tensão de geração do módulo fotovoltaico esteja contemplada dentro da tensão de entrada do Inversor;
- Tensão de Saída: Tensão de operação C.A do inversor, seu valor dependerá da conexão com a concessionária de energia;
- Regulação de Tensão: Representa a variação de amplitude permitida na tensão de saída C.A. Os limites de variação devem respeitar os valores estabelecidos pela ANEEL;
- Frequência de Tensão de Saída: É a frequência da tensão C.A do inversor. O sistema brasileiro opera com frequência de 60 Hz;
- Fator de potência: Fator que relaciona a potência ativa e aparente na saída C.A do inversor. É ideal que as cargas tenham fator de potência compatível com o inversor;
- Grau de proteção: É dado pelo grau de proteção IP. Esta atribuição abrange aspectos de proteção física e elétrica do aparelho. O grau exigido varia de acordo com a localização do inversor.

2.5 Curto-Circuito

As correntes de curto-circuito são provocadas por problemas na instalação, mais comumente pela falta de isolamento de algum elemento energizado do sistema elétrico. Em geral, essas correntes adquirem valores de pico compreendidos entre 10 a 100 vezes o valor da corrente nominal e possuem duração limitada em frações de segundos (MAMEDE, 2003). Mesmo com o curto espaço de tempo, essas correntes são capazes de provocar avarias nos componentes da instalação elétrica, assim, comprometendo o funcionamento da instalação em si e a integridade física das pessoas que a utilizam.

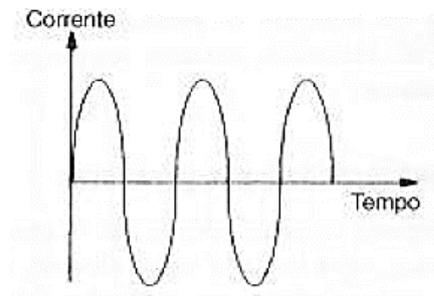
O estudo das correntes de curto-circuito é imprescindível para a elaboração do projeto de proteção e coordenação dos elementos das instalações de baixa e alta tensões. Esse estudo é feito a partir do conhecimento das impedâncias, desde o ponto de defeito até à fonte geradora. É considerada fonte geradora de correntes de curto todos os componentes elétricos ligados ao sistema que possam contribuir com a intensidade da corrente de defeito, como os geradores, condensadores síncronos e motores de indução (MAMEDE, 2003).

2.5.1 Formas de Onda das Correntes de Curto-Circuito

Segundo Mamede (2003), as correntes de curto-circuito assumem formas diversas quanto à sua posição em relação ao eixo dos tempos ao longo de todo o período de permanência da falta. Essas correntes podem ser classificadas quanto a sua forma como:

- Correntes simétricas de curto-circuito: Sua componente senoidal se forma simetricamente em relação ao eixo dos tempos, a qual é característica das correntes de curto-circuito permanentes. Dado o extenso período em que esta corrente se estabelece no sistema, ela é utilizada para calcular a capacidade que os equipamentos devem possuir a fim de suportar os efeitos térmicos correspondentes. Observar a Figura 15.

Figura 15 - Corrente Simétrica de Curto-circuito

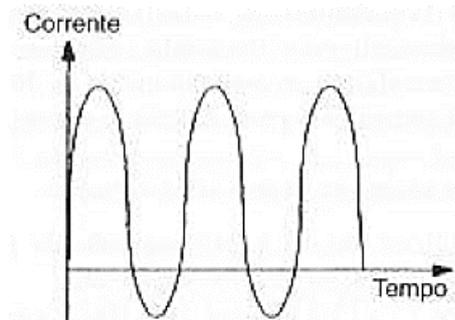


Fonte: Mamede (2003)

- Correntes assimétricas de curto-circuito: Sua componente senoidal da corrente é formada de maneira assimétrica em relação ao eixo dos tempos e pode assumir as seguintes características:

- Corrente parcialmente assimétrica, cuja assimetria é de forma parcial, conforme a Figura 16.

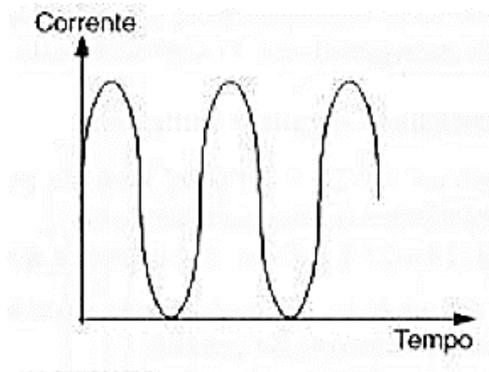
Figura 16 - Corrente Parcialmente Assimétrica



Fonte: Mamede (2003)

- Corrente totalmente assimétrica, em que a onda senoidal permanece acima do eixo dos tempos, vide a Figura 17.

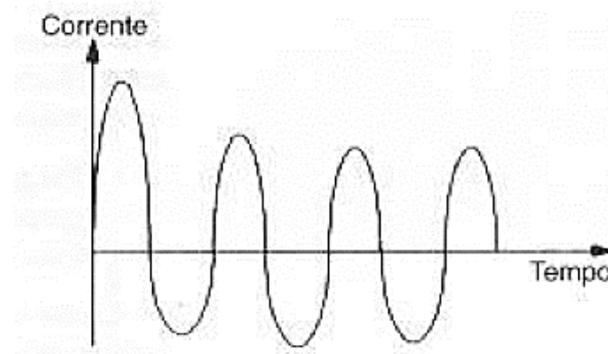
Figura 17 - Corrente Totalmente Assimétrica



Fonte: Mamede (2003)

- Corrente inicialmente assimétrica e posteriormente simétrica, na qual, devido aos efeitos atenuantes, a forma assimétrica da corrente passa a ser simétrica, observar a Figura 18.

Figura 18 - Corrente assimétrica e simétrica



Fonte: Mamede (2003)

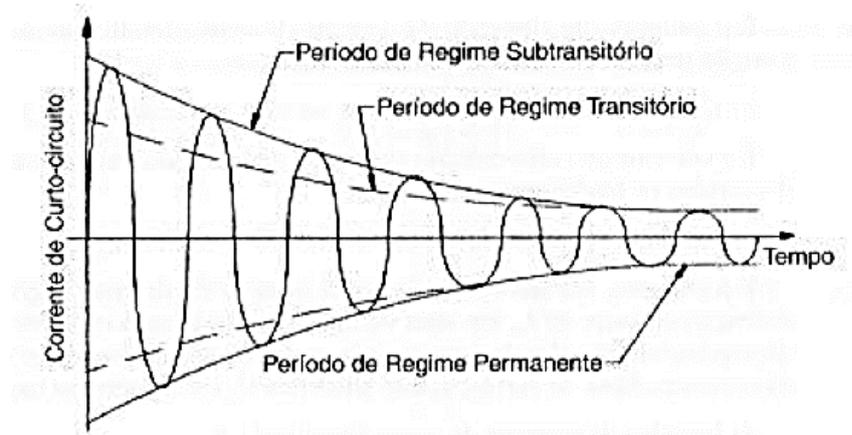
2.5.2 Localização das Fontes de Curto-Circuito

Há dois casos principais a serem estudados nos processos de curto-circuito: defeitos ocorridos nos terminais do gerador ou muito próximos a ele e longe dos terminais do gerador, que é o caso mais comum das redes de distribuição (MAMEDE, 2003).

Em curto-circuito nos terminais dos geradores estes são a principal fonte de correntes de curto-circuito, neles há uma reatância interna, a qual inicia com valores pequenos, mas varia até o gerador alcançar o seu regime permanente. Deste modo, para estudar o

comportamento das correntes de falta, faz-se necessário compreender as características da máquina em relação a sua reatância limitadora, também denominadas de reatâncias positivas. Essas reatâncias são referidas à posição do rotor do gerador em relação ao estator (MAMEDE, 2003). Na Figura 19 abaixo, apresenta-se a representação do comportamento das correntes de curto-circuito nos terminais do gerador.

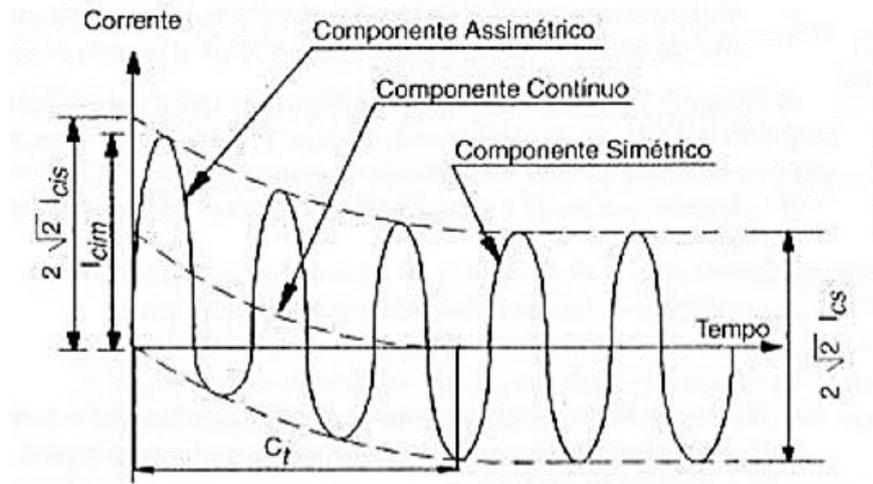
Figura 19 - Corrente de Curto-circuito nos Terminais do Gerador



Fonte: Mamede (2003)

Com a distância do ponto de curto-circuito dos terminais do gerador, infere-se que as impedâncias acumuladas das linhas de transmissão e de distribuição serão muito maiores em valor que às impedâncias do gerador, logo, a corrente de curto-circuito simétrica será dada pela corrente de regime permanente somada ao componente de corrente contínua. Nessa situação, a impedância da linha de transmissão predomina sobre as impedâncias do sistema de geração, o que faz a sua influência sobre as correntes de curto-circuito decorrentes cessar. Assim, nas instalações elétricas alimentadas por fontes localizadas distantes, a corrente alternada de curto-circuito permanece constante ao longo do período, conforme a Figura 20 (MAMEDE, 2003).

Figura 20 - Componentes da Corrente de Curto-Circuito



Fonte: Mamede (2003)

Em que:

I_{cis} - Componente alternado inicial de curto-circuito;

I_{cim} - Impulso da corrente de curto-circuito ou valor de pico;

I_{CS} - Corrente de curto-circuito permanente ou simétrica;

C_t - Constante de tempo.

Diante do exposto, observa-se que a corrente de curto-circuito assimétrica é composta pela junção dos componentes simétrico e contínuo da corrente de curto-circuito. Com base nas curvas da Figura 20 e em Mamede (2003), expressa-se os conceitos fundamentais relacionados à questão da modelagem da corrente de curto-circuito:

- Corrente alternada de curto-circuito simétrica: É o componente alternado da corrente de curto-circuito que mantém em todo o período uma posição simétrica em relação ao eixo dos tempos;
- Corrente eficaz de curto-circuito simétrica permanente: É a corrente de curto-circuito simétrica, dada em seu valor eficaz, que persiste no sistema, depois de decorridos os fenômenos transitórios;

- Corrente eficaz inicial de curto-circuito simétrica: É a corrente, em seu valor eficaz, no instante do defeito. Quando o curto-circuito ocorre longe da fonte de suprimento, o valor da corrente eficaz inicial de curto-circuito simétrica é igual ao valor da corrente eficaz de curto-circuito simétrica;
- Impulso da corrente de curto-circuito: É o valor máximo da corrente de defeito, dado em seu valor instantâneo, e que varia conforme o momento da ocorrência do fenômeno.
- Potência de curto-circuito simétrica: É a potência correspondente ao produto de tensão de fase pela corrente simétrica de curto-circuito. Se o defeito for trifásico, aplicamos a este o fator $\sqrt{3}$.

2.5.3 *Formulação Matemática das Correntes de Curto-Circuito*

De acordo com Mamede (2003), as correntes de curto-circuito possuem característica senoidal, as quais podem ser expressas pela Equação (3):

$$i_{cc}(t) = \sqrt{2} * i_{cs} * [\sin(\omega t + \beta - \theta)] - \sqrt{2} * i_{cs} * [e^{\frac{-t}{C_t}} * \sin(\beta - \theta)] \quad (3)$$

Em que:

$i_{cc}(t)$ - Valor instantâneo da corrente de curto-circuito, em determinado instante t ;

i_{cs} - Valor eficaz simétrico da corrente de curto-circuito;

t - Tempo durante o qual ocorreu o defeito no ponto considerado, em s;

C_t - Constante de tempo, conforme Equação (4):

$$C_t = \frac{X}{2 * \pi * F * R} \quad (4)$$

β - Deslocamento angular, em graus ou radianos, medido no sentido positivo da variação dv/dt , a partir de $V = 0$ (tensão em volts), até o ponto $t = 0$ (ocorrência do defeito);

Θ - Ângulo que mede a relação entre a reatância e a resistência do sistema, seu valor é calculado pela Equação (5):

$$\theta = \tan^{-1} \frac{X}{R} \quad (5)$$

R - Resistência do circuito, desde a fonte geradora até o ponto de defeito, em Ω ou pu ;

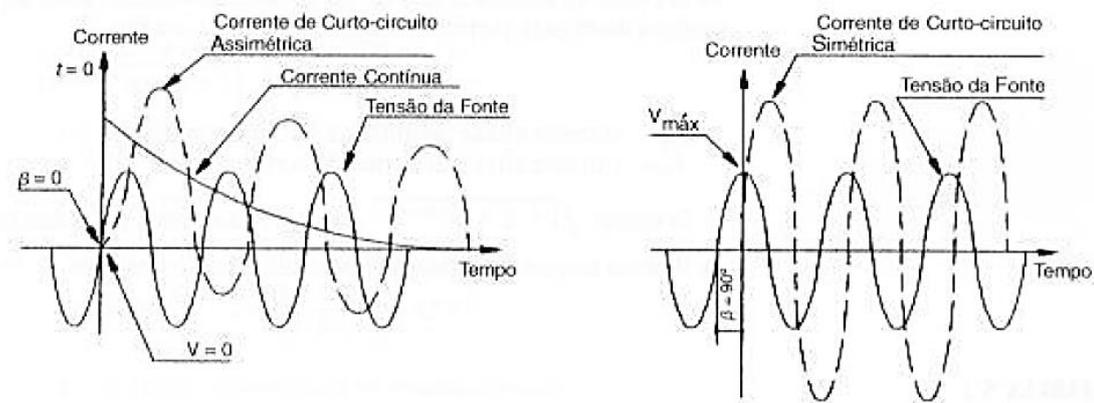
X - Reatância do circuito, desde a fonte geradora até o ponto de defeito, em Ω ou pu ;

ωt - Ângulo de tempo;

F - Frequência do sistema, em Hz.

O primeiro e o segundo termo da Equação 2.3 representam o valor simétrico da corrente alternada referente à corrente de curto-circuito de efeito permanente e o valor do componente contínuo, respectivamente (MAMEDE, 2003). Diante do exposto e da Figura 21, pode-se inferir que:

Figura 21 - Corrente de Curto-Circuito em Função do Valor da Tensão para $t = 0$



Fonte: Mamede (2003)

- Nos circuitos prevalentemente indutivos, nos quais a reatância possui valor muito superior à resistência, a corrente de curto-circuito é composta por seu componente simétrico, já seu componente contínuo atinge o valor máximo quando o defeito ocorre simultaneamente à tensão de valor nulo.
- Nos circuitos prevalentemente indutivos, nos quais a reatância possui valor muito superior a resistência, a corrente de curto-circuito é composta somente por

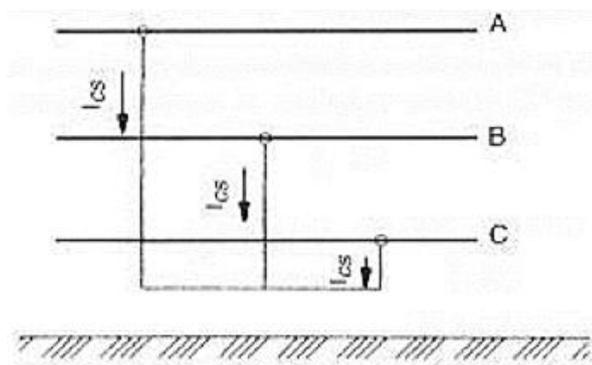
seu componente simétrico quando o defeito ocorre simultaneamente à tensão de valor máximo.

2.5.4 Tipos de Curto-Circuito

Segundo Mamede (2003), os defeitos nas instalações elétricas podem decorrer das seguintes situações:

- Curto-circuito Trifásico: Caracterizado pela anulação da tensão das três fases num ponto comum de defeito, conforme ilustrado na Figura 22. Por terem valores elevados, as correntes desse tipo de curto-circuito são utilizadas para os seguintes casos: Ajustes dos dispositivos de proteção contra sobrecorrente, definição das capacidades de interrupção dos disjuntores, dinâmica dos equipamentos e dos barramentos coletores, bem como na capacidade térmica dos cabos e equipamentos.

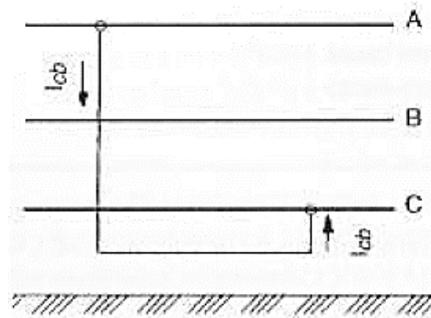
Figura 22 - Curto-circuito Trifásico



Fonte: Mamede (2003)

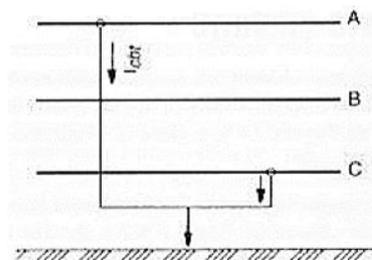
- Curto-circuito Bifásico: Dar-se-á em duas situações, a primeira quando há contato somente entre dois condutores de fases diferentes e a segunda quando há contato direto entre os dois condutores e o elemento terra, conforme as Figuras 23 e 24, respectivamente.

Figura 23 - Curto-circuito Bifásico entre Fases



Fonte: Mamede (2003)

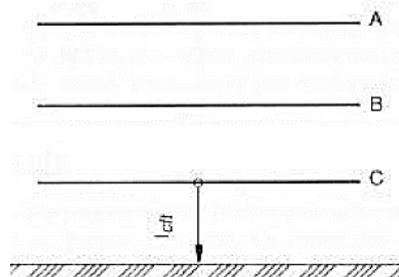
Figura 24 - Curto-circuito Bifásico com Terra



Fonte: Mamede (2003)

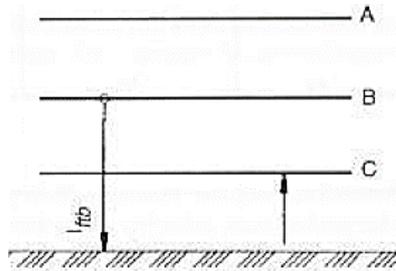
- Curto-circuito Fase e Terra: Duas situações causarão esse tipo de curto-circuito, na primeira haverá um contato entre os condutores fase e terra, já na segunda haverá dois contatos simultâneos entre dois condutores fase e terra, conforme apresentado nas Figuras 25 e 26, respectivamente.

Figura 25 - Curto-circuito Fase e Terra



Fonte: Mamede (2003)

Figura 26 - Curto-circuito Fase e Terra com Contatos Simultâneos



Fonte: Mamede (2003)

As correntes de curto-circuito monopolar devem ser estudadas para o emprego nos seguintes casos: Ajuste dos valores mínimos dos dispositivos de proteção contra sobrecorrentes, definição da seção mínima do condutor de uma malha de terra, dimensionamento do resistor de aterramento e definição das tensões limite de passo e de torque.

2.5.5 Impactos da Geração Distribuída nas Correntes de Curto-Circuito

Quando a rede de distribuição não possui nenhum gerador, diz-se que ela é passiva, a qual possuem, geralmente, comportamento radial, assim, sabe-se que suas correntes de curto-circuito diminuem ao longo de seus alimentadores, ou seja, quanto mais distante da fonte, menor será a corrente de falta. Deste modo, a atenuação da corrente de curto-circuito com o aumento da distância do ponto de falta possibilita a utilização da proteção por sobrecorrente. Assim, os elementos de proteção a montante são ajustados pelo projetista para correntes e tempos de atuação maiores que os elementos de proteção a jusante (SALGADO, 2014).

Ademais, segundo Mamede (2003), as correntes de curto-circuito são de extrema importância em qualquer projeto de instalação elétrica. Dentre as suas aplicações práticas, pode-se citar:

- Determinação da capacidade de ruptura dos disjuntores;
- Determinação das capacidades térmicas e dinâmica dos equipamentos elétricos;
- Dimensionamento das proteções;

- Dimensionamento da seção dos condutores dos circuitos elétricos e da malha de terra.

É possível inferir que implementação de novos geradores modifica as correntes de curto-circuito iniciais, e, caso a infraestrutura da rede não esteja adequada, essa mudança poderá acarretar problemas, como a superação da suportabilidade ao curto-circuito de linhas e equipamentos, bem como a perda de coordenação da proteção da rede de distribuição. As mudanças causadas com implementação de GDs devem ser estudadas, pois, esses impactos na proteção da rede devem ser previstos a fim de evitar não só a falta de confiabilidade nas proteções e as falhas dos equipamentos, mas também assegurar que não haverá riscos de danos aos seres humanos.

2.6 Fator de Potência

Os fatores de potência apresentam baixo valor em unidades consumidoras que utilizam potência reativa indutiva em suas cargas, como: Motores de indução trabalhando a vazio ou carga leve durante um longo período de operação; Motores superdimensionados em relação às máquinas a eles acopladas; Transformadores em operação a vazio ou em carga leve; Grande número de reatores de baixo fator de potência suprimindo lâmpadas de descarga (lâmpadas fluorescentes, vapor de mercúrio, vapor de sódio etc.); Fornos a arco; Fornos de indução eletromagnética; Máquinas de solda a transformador; Equipamentos eletrônicos; Grande número de motores de pequena potência em operação durante um longo período (MAMEDE, 2003).

As cargas indutivas necessitam de campo eletromagnético para seu funcionamento, por isso sua operação requer dois tipos de potência: potência ativa e potência reativa (WEG, 2008). Deste modo, a Potência Ativa (P) é a potência que efetivamente realiza trabalho gerando calor, luz e movimento, sendo sua unidade medida em watt (W). Para tensão e corrente senoidais, a potência ativa é a parte real da potência complexa. Para tensão e corrente periódicas não senoidais, a potência ativa é a soma das potências dos componentes contínuos das potências ativas, dos componentes fundamentais e dos harmônicos de tensão e corrente de mesma ordem (EDMINISTER, 1991). Já a Potência Reativa (Q) é a potência usada para criar e manter os campos eletromagnéticos das cargas indutivas, esta é medida em volt-ampère reativo (VAR). Em regime senoidal, é a parte imaginária da potência complexa (EDMINISTER,

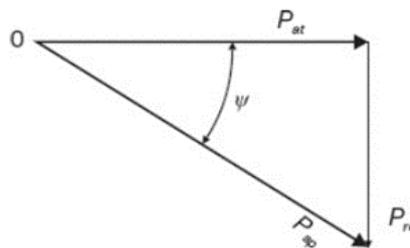
1991). Assim, enquanto a potência ativa é sempre consumida pela carga na execução de trabalho, a potência reativa não produz trabalho e circula entre a carga e a fonte de alimentação, ocupando um espaço no sistema elétrico que poderia ser utilizado para fornecer mais energia ativa. A potência total absorvida é chamada de Potência Aparente (S), sua unidade de medida é o volt-ampère (VA).

A relação entre as três potências (ativa, reativa e aparente) é representada pelo triângulo de potências, o qual é um triângulo retângulo, onde seus catetos representam as potências ativa e reativa e sua hipotenusa representa a potência aparente, observar a Figura 27. Segundo Mamede (2003), o Fator de Potência (FP) é a relação matemática entre P e S, conforme Equação (6).

$$FP = \frac{P}{S} \quad (6)$$

Por relacionar duas quantidades representadas pela mesma unidade de potência, o FP é um valor adimensional. Conforme o triângulo de potências apresentado na Figura 27, o FP pode ser calculado pelo cosseno do ângulo formado entre o componente da Potência Ativa e o seu componente total quando a potência que flui no sistema é resultante de cargas lineares:

Figura 27 - Triângulo de Potências



Fonte: Mamede (2003)

Sendo:

P_{at} - Componente da potência ativa, em kW ou seus múltiplos e submúltiplos;

P_{re} - Componente da potência reativa, em kVAr ou seus múltiplos e submúltiplos;

P_{ap} - Potência aparente ou potência total da carga, em kVA ou seus múltiplos e submúltiplos.

2.6.1 Determinações da ANEEL

O Fator de Potência deve ser obtido a partir do cálculo dos valores das Potências Ativa e Reativa, o qual deverá ser realizado por meio de medições permanentes e obrigatórias (ANEEL, 2019). As cargas do sistema de distribuição devem obedecer aos limites estabelecidos de fator de potência. Os valores de referência são descritos conforme o item 3.1.2 do Módulo 8 do PRODIST:

3.2 Valores de referência

3.2.1 Para unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 (noventa e dois centésimos) e 1,00 (um) indutivo ou 1,00 (um) e 0,92 (noventa e dois centésimos) capacitivo, de acordo com regulamentação vigente.

Desse modo, caso o Fator de Potência não obedeça aos limites exigidos, encargos extras para os clientes por excedentes reativos requisitados do sistema poderão ser cobrados.

2.6.2 Bancos de Capacitores

Para correção dos fatores de potência, utiliza-se bancos de capacitores fixos ou automáticos que devem ser instalados nos alimentadores de distribuição ou nas subestações. Por ser inviável a colocação e retirada dos bancos de capacitores por operação manual diariamente, esses equipamentos podem empregar controles automáticos, que comandam as operações de ligar e desligar os bancos, conforme as medições do controle utilizado.

A instalação de bancos de capacitores reduz as desvantagens do baixo fator de potência, tais como maiores perdas por efeito Joule devido à circulação da potência reativa no sistema elétrico, redução do aproveitamento das capacidades dos transformadores, aquecimento dos cabos e fatura de energia elétrica mais cara. Segundo Mamede (2003), para dimensionar os bancos de capacitores para elevação do fator de potência, faz-se necessário analisar o triângulo das potências, cuja formulação matemática pode ser dada pela Equação (7):

$$P_c = P_{at} \cdot (tg\psi_1 - tg\psi_2) \quad (7)$$

Em que:

P_c - Potência do banco de capacitores, em kVAR;

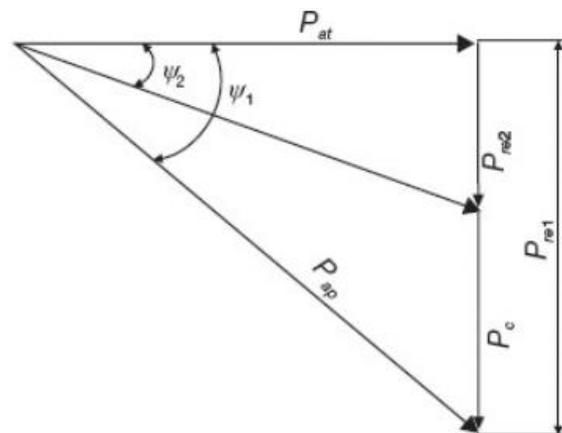
P_{at} - Potência ativa, em kW;

ψ_1 - Ângulo do fator de potência original;

ψ_2 - Ângulo do fator de potência desejado.

Na Figura 28, é representado graficamente o cálculo realizado, na qual P_{re1} significa a potência reativa fluindo na rede antes da instalação dos capacitores e P_{re2} significa a potência reativa fluindo na rede após a instalação dos capacitores (P_c).

Figura 28 - Triângulo de Potências com Instalação de Banco Capacitivo



Fonte: Mamede (2003)

2.7 Considerações Finais

Como base para o desenvolvimento deste trabalho, neste capítulo foram apresentados os aspectos regulatórios impostos no Brasil, as características construtivas da geração fotovoltaica e os impactos da geração distribuída no sistema de distribuição.

3 FERRAMENTA DE ANÁLISE E PLANEJAMENTO DA REDE - OPEN DISTRIBUTION SYSTEM SIMULATOR

3.1 Introdução

Neste capítulo os conceitos e definições da ferramenta *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) serão introduzidos, assim, apresentando as classes a serem definidas, a sintaxe e o formato para construção do *script* próprios da ferramenta, além da apresentação dos recursos para visualização de resultados da simulação.

3.2 *Open Distribution Simulator* (OpenDSS)

O software *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) é uma ferramenta de simulação voltada para aplicações dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Esse software foi criado sabendo que os seus desenvolvedores nunca seriam capazes de prever todas as necessidades dos usuários, assim, ele foi projetado para ser expansível indefinidamente, podendo ser facilmente modificado para atender às necessidades futuras ou específicas dos usuários (SEXAUER, 2016).

Com início em 1997, o desenvolvimento da ferramenta DSS foi realizado por Roger Dugan e Thomas McDemontt com os recursos da empresa *Electrotek Concepts*. Seus desenvolvedores visavam dar apoio às análises de redes com geração distribuída instalada, além de objetivar produzir uma ferramenta flexível capaz de realizar análises que não eram possíveis com outras ferramentas e ter um desenvolvimento constante para criar soluções para possíveis novos desafios relacionados aos sistemas de distribuição (SEXAUER, 2016).

O *Electric Power Research Institute* (EPRI) comprou o software DSS em 2004 e, com o objetivo de contribuir para o desenvolvimento na área de *Smart Grids*, o EPRI apresentou sob licença de código aberto o chamado software OpenDSS em 2008. O OpenDSS é implementado em duas versões: a primeira corresponde a um programa executável autônomo *Component Object Model* (COM), já a segunda corresponde a um servidor implementado a partir de uma *Dynamic Link Library* (DLL).

A seguir são apresentados os principais modelos de solução do OpenDSS:

- Fluxo de potência instantâneo;

- Fluxo de potência diário;
- Fluxo de potência anual;
- Análise harmônica;
- Análise dinâmica;
- Estudo de curto-circuito.

Outro módulo pertencente ao software que tem ganhado bastante destaque é o PVSystem, que permite a simulação de geração solar fotovoltaica que será abordada nos tópicos subsequentes.

Ademais, o OpenDSS possui interface com outros softwares a fim de facilitar as análises e os testes dos usuários, tais como o MATrix LABoratory (MATLAB), por ferramentas da MS Office, com destaque para o Visual Basic for Applications (VBA), dentre outros programas (SEXAUER, 2016), além de possuir comunicação com a linguagem de comunicação Python. Devido a essa característica, o OpenDSS foi escolhido para realização do estudo proposto neste trabalho, uma vez que a análise dos resultados obtidos pela ferramenta seria simplificada com a utilização de outros softwares, sendo o software MATLAB aplicado nesse estudo para a realização dos cálculos a partir dos resultados obtidos nas simulações do OpenDSS.

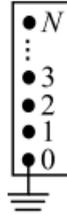
3.3 Classes de Elementos

O software OpenDSS utiliza uma linguagem própria para simulação de circuitos elétricos, com a qual são definidos os elementos de um circuito por meio de arquivos de texto com extensão .dss. O funcionamento da sintaxe do programa será devidamente explicado nos tópicos seguintes.

3.3.1 Barra

O elemento Barra contém os nós do circuito, os quais são criados dinamicamente durante o desenvolvimento do *script* e a inclusão dos elementos elétricos de transporte ou conversão de energia, observar a Figura 29. Todas as barras apresentam um nó 0 com tensão nula (SEXAUER, 2016).

Figura 29 - Barra com
N nós

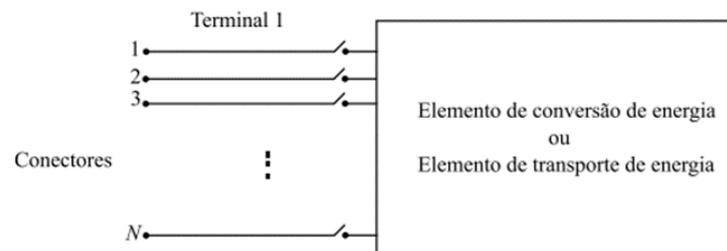


Fonte: Sexauer (2016)

3.3.2 Terminal

Os terminais são os conectores dos elementos elétricos, os quais podem ser de conversão de energia ou de transporte de energia. Individualmente os terminais devem ser conectados a apenas uma barra. Conforme a Figura 30.

Figura 30 - Terminal do Elemento com N Conectores

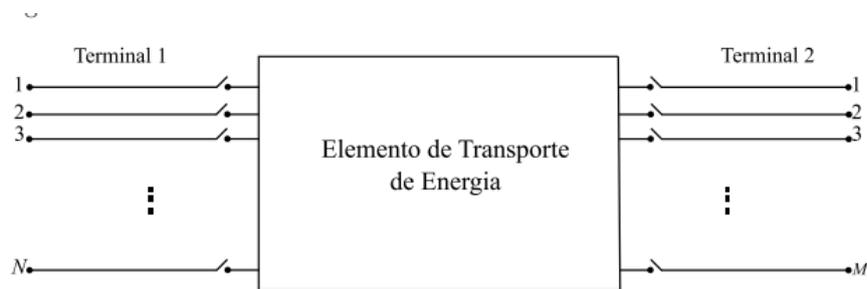


Fonte: Sexauer (2016)

3.3.3 Elementos de Transporte de Energia (PD)

Os elementos de transporte de energia têm como função básica levar energia de um ponto para o outro, são exemplos de PD transformadores, linhas e bancos de capacitores. Esses elementos possuem um ou mais terminais, além de serem caracterizados por uma matriz nodal de admitâncias. Na Figura 31, é ilustrado o modelo do elemento PD.

Figura 31 - Elemento de Transporte de Energia com Dois Terminais, o primeiro com N conectores e o segundo com M conectores

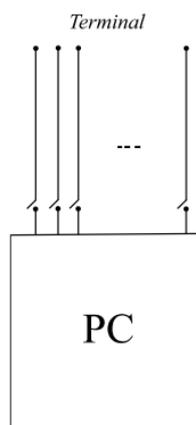


Fonte: Sexauer (2016)

3.3.4 Elementos de Conversão de Energia

Os elementos de conversão de energia são os responsáveis pela conversão de energia elétrica em outras energias ou o contrário e apresentam apenas um terminal com N conectores, conforme a Figura 32. Exemplos desses elementos são os geradores, as cargas, os acumuladores de energia, dentre outros.

Figura 32 - Elemento de Conversão de Energia



Fonte: Sexauer (2016)

3.3.5 Sintaxe

O *script* de simulações é composto por linhas de código com linguagem própria do OpenDSS. Cada linha de texto equivale a um comando, o qual apresenta um verbo e seus parâmetros. Os principais verbos estão apresentados na Tabela 2 abaixo:

Tabela 2 - Principais Verbos da Sintaxe do OpenDSS

Verbo	Descrição
New	Cria um novo elemento de circuito
Edit	Edita um elemento de circuito escolhido
Set	Define as opções de solução como, por exemplo, <i>Mode</i>
Solve	Realiza a solução do circuito definido
Show	Apresenta relatórios de resultados em arquivos *.txt
Export	Salva relatórios de resultados em arquivo *.csv
Plot	Plota os resultados do fluxo de potência no circuito

Fonte: Sexauer (2016)

Existem dois tipos de linhas de comando: a primeira em que o verbo interage diretamente com um elemento do circuito, observar a Figura 33, já a segunda em que o verbo não interage com um elemento, observar a Figura 34.

Figura 33 - Linha de Comando em que o Verbo Interage com os Elementos Elétricos

```
VerboComando ClasseElemento.NomeElemento Param1=Valor1 Param2=Valor2
New Line.Linha Phases=3 Bus1=A Bus2=B length=1 units=km linecode=
ArranjoTeste
```

Fonte: Sexauer (2016)

Figura 34 - Linha de Comando em que o Não Verbo Interage com os Elementos Elétricos

```
VerboComando Param1=Valor1 Param2=Valor2
Set mode=daily stepsize=1h number=24
```

Fonte: Sexauer (2016)

Outrossim, para realização de comentários, deve-se utilizar os símbolos (//) e (!) no início de uma linha, e quebrar uma linha de código extensa em duas ou mais com o símbolo (~).

3.3.6 *Circuit*

O elemento *Circuit* representa o equivalente de Thévenin para transmissão, sendo considerado o ponto inicial do circuito. Esse elemento representa a fonte primária de energia e simula uma barra infinita (SEXAUER, 2016). Isso implica dizer que esse elemento contém todos os dados referentes ao ponto inicial da rede estudada, como frequência, tensão de base, impedância reduzida, dentre outros parâmetros.

Alguns dos parâmetros utilizados para definição do elemento *circuit* estão listados abaixo, bem como é representado um exemplo de simulação na Figura 35.

- Bus: É a barra onde os terminais do circuito inicial estão conectados;
- BasekV: Tensão de base do ponto elétrico inicial da simulação;
- BaseMVA: Potência de base no ponto elétrico inicial da simulação, por default 100;
- Phases: Número de fases do elemento criado, por default é 3;
- R1, X1: Resistência e reatância de sequência positiva em P.U., respectivamente;
- R0, X0: Resistência e reatância de sequência zero em P.U., respectivamente.

Figura 35 - *Script* do Elemento *Circuit*

```
New Circuit.Alimentador basekv=69 pu=1.005 basefreq=60 bus=SourceBus
```

Fonte: Elaborado pelo Autor

3.3.7 *Transformer*

O elemento *Transformer* simboliza os transformadores empregados na rede de distribuição a ser simulada. Esse componente apresenta parâmetros características dos transformadores, tais como:

- % imag: Define o percentual de corrente de magnetização;
- % loadloss: Percentual de perdas em carga nominal;
- %R: Resistência ôhmica em pu dos enrolamentos;
- Bus: Especificação de conexão das barras em cada enrolamento;

- kV: Nível de tensão em kV no qual cada enrolamento está submetido;
- kVA: Potência nominal do transformador em kVA;
- Tap: Tap no qual o enrolamento está submetido;
- xhtl: Reatância em pu dos enrolamentos dos transformadores;
- wdg: Número de enrolamentos. O padrão é 2.

Na Figura 36, é apresentada a definição do elemento e seus devidos parâmetros:

Figura 36 - *Script do Elemento Transformer*

```
New Transformer.Sub Phases=3 Windings=2 XHL=(8 1000 /)
~ wdg=1 bus=SourceBus conn=delta kv=69 kva=5000 %r=(.5 1000 /)
~ wdg=2 bus=COMT_DMC01C6 conn=wye kv=13.8 kva=5000 %r=(.5 1000 /)
```

Fonte: Elaborado pelo Autor

3.3.8 *Linecode*

O elemento *Linecode* define os cabos a serem utilizados na simulação, assim, seus parâmetros são referentes às características reais de operação dos cabos, como as suas impedâncias. Desse modo, na Figura 37, é representada a definição do cabo CCN 95mm²:

Figura 37 - *Script do Elemento Linecode*

```
New linecode.CCN95MM2_nphases=3
~ rmatrix=[0.197 | 0.06 0.197 | 0.06 0.06 0.197 ]
~ xmatrix=[0.405 |0.171 0.405 |0.162 0.164 0.405 ]
```

Fonte: Elaborado pelo Autor

3.3.9 *Line*

O elemento *Linecode* representa as linhas de distribuição da rede estudada. Sabe-se que o OpenDss utiliza o Modelo Pi para representar as linhas. Abaixo há uma listagem dos principais parâmetros a serem definidos no elemento *Line*:

- Bus: Especificação de conexão das barras em que a linha está conectada;
- Phases: Número de fases do circuito;

- Rmatrix: Matriz triangular inferior de resistência dadas em Ohm por unidade de comprimento;
- Xmatrix: Matriz triangular inferior de reatância dadas em Ohm por unidade de comprimento;
- Cmatrix: Matriz triangular inferior de capacitância dadas em Ohm por unidade de comprimento;
- R0: Resistência de sequência zero da linha;
- R1: Resistência de sequência positiva da linha;
- X0: Reatância de sequência zero da linha;
- X1: Reatância de sequência positiva da linha;
- Length: Comprimento da linha;
- Units: Unidade a ser utilizada pelo comando *Length*;
- LineCode: Objeto que descreve as impedâncias da linha, é utilizado como uma função que tem parâmetros definidos e que podem ser chamados pela função *Line*.

Na Figura 38, é apresentado um exemplo de um *script* do elemento *Line*:

Figura 38 - *Script* do Elemento *Line*

```
New Line.EL_TRECHO01 Phases=3 bus1=COMT_DMC01C6 bus2=SI79S0196 length=0.009 linecode=CCN95MM2_ units=km
```

Fonte: Elaborado pelo Autor

3.3.10 Load

Definido como um dos elementos de conversão de energia, o *Load* simula as cargas de um alimentador. O software apresenta vários modelos de simulação, sendo as cargas com perfis de consumo diário escolhidos para a análise desse trabalho. Com isso, o software permite ao usuário associar a este elemento uma curva de consumo ao longo do dia, semana ou ano. Os principais parâmetros para definição das *Loads* são:

- Bus: Barra em que a carga está conectada;

- kV: Nível de tensão da carga em kV;
- kW: Potência ativa da carga em kW;
- kVA: Potência aparente da carga em kVA;
- Pf: Fator de potência da carga, o padrão é indutivo, para fator de potência capacitivo o valor deve ser indicado com sinal negativo;
- Daily: Curva diária de consumo em pu associada ao elemento *Loadshape*. A potência de base utilizada para o consumo será a definida no elemento kW;
- Conn: Tipo de conexão, delta ou estrela;
- Phases: Número de fases.

Na Figura 39, é demonstrado o código para implementação do elemento *Load*.

Figura 39 - *Script* do Elemento *Load*

```
New Load.Carga1 Bus1=78S1585_sec kw=90 kv=0.38 conn=wye pf=0.92 daily=Load_01
```

Fonte: Elaborado pelo Autor

3.3.11 *LoadShape*

Este elemento traduz o fluxo de energia em tempo sequencial por meio de um vetor com valores em pu relativos à potência da carga ou da geração a ser associada. O período de tempo será informado pelo usuário, conforme as necessidades da simulação, podendo ser definido como diário, semanal, mensal ou anual. Para esse trabalho foram escolhidos 96 (noventa e seis) pontos durante o dia, os quais representam variações nos valores de potência para cada 15 (quinze) minutos do dia. Abaixo são listados os principais parâmetros para definição das cargas:

- Npts: Representa o número de pontos da curva a ser definida;
- Interval: Representa o intervalo de transição no eixo das abcissas;
- Mult: Vetor de valores em função do número de intervalos definidos.

Na Figura 40, é mostrado um exemplo de *script* para o elemento em questão:

- Eff x T: Curva de eficiência do inversor em função da potência de saída;
- Irradiance: Define a curva de irradiância na qual os painéis estarão submetidos em função do tempo;
- kV: Tensão de saída do inversor em kV;
- Pf: Fator de potência do gerador fotovoltaico;
- Conn: Tipo de conexão, delta ou estrela.

Além dos elementos supracitados, outros parâmetros são de relevante importância para a simulação da geração fotovoltaica.

- Daily: Associa uma curva de geração na saída do inversor sem a necessidade de definir outros parâmetros de entrada;
- TCurve: Curva de temperatura diária;
- Effcurve: Curva de eficiência do inversor;
- % Cutin: O inversor entrará em operação para valores acima deste parâmetro;
- % Cutout: O inversor sairá de operação para valores abaixo deste parâmetro;
- Temperature: Temperatura de operação durante a simulação;
- Irrad: Irradiância a ser considerada na simulação;
- Bus: Barra de conexão do sistema fotovoltaico.

É mostrado um exemplo de *script* para o elemento PVSystem na Figura 42:
 Figura 42 - *Script* do Elemento PVSystem

```
New PVsystem.PV_01 Kv=0.38 phases=3 bus1=78S1585_sec kva=90 daily=geracao
```

Fonte: Elaborado pelo Autor

3.3.13 Capacitor

O elemento Capacitor de dois terminais fornece de energia, sendo necessário especificar o tipo de banco a ser implementado e, com isso, a conexão para o segundo

barramento. O padrão do OpenDSS é simular um banco de capacitores em estrela aterrado. Abaixo estão listados os principais parâmetros desse elemento:

- Bus1: Definição para a conexão do capacitor do primeiro barramento;
- Bus2: Conexão de barramento para o segundo terminal. Deve ser especificado para obter uma conexão de ponto neutro não aterrada;
- Phases: Número de fase; o padrão é 3;
- Kvar: Define a potência do capacitor;
- Kv: Tensão nominal do capacitor;
- Conn: Conexão do banco. Pode ser definido com: *wye* para bancos conectados em estrela, *delta* para bancos conectados delta. O padrão é em *wye*;
- Numsteps: Número de degraus do banco de capacitores a ser definido, por padrão é 1. Apenas utilizado em conjunto com o *CapControl*. Força a realocação da matriz de capacitância, reator e estados. Se esta propriedade for definida como 1, o valor na propriedade *kvar* é dividido igualmente entre os degraus;
- states: Representam o estado de cada degrau (1 = ativado | 0 = desativado). O padrão é 1 quando realocado (ativado). O *Capcontrol* modifica essa matriz quando ativa ou desativa as etapas;
- Basefreq: Frequência base, Hz.

Na Figura 43, é apresentada a implementação de um banco de capacitores:

Figura 43 - Script do Elemento Capacitor

```
New Capacitor.Cap_17 Bus1=63E3115_sec Phases=3 Kvar=4.65 kV=0.38 Conn=Delta Basefreq=60
```

Fonte: Elaborado pelo Autor

3.3.14 *CapControl*

O elemento *CapControl* realiza a troca dos estados do parâmetro *states* do elemento Capacitor para diminuir ou aumentar a potência do banco em funcionamento, a fim de regular o fator de potência. Essa mudança ocorre a partir do monitoramento da tensão e da corrente em um terminal de elemento do circuito, o qual envia mensagens para comutação do objeto

Capacitor. O *CapControl* contém recursos essenciais de muitos controles típicos de capacitores utilitários. Alguns dos seus parâmetros são:

- Element: Nome completo do objeto do elemento do circuito a ser monitorado, geralmente uma linha ou transformador, ao qual o TP e / ou o TC do controle do capacitor estão conectados;
- Capacitor: Nome do elemento Capacitor que o *CapControl* controla;
- Type: Tipo de controle a ser realizado, poderá ser definido como: *Current* para corrente, *voltage* para tensão, *kVAr* para potência reativa, *PF* para fator de potência e *time* para tempo. Os parâmetros *ONsetting* e *OFFsetting* deverão ser especificados adequadamente conforme o tipo de controle desejado;
- DeadTime: Tempo aguardado após o capacitor ser desligado antes do religamento.;
- Delay: Atraso no tempo, em segundos, a partir do momento em que o controle está armado antes de enviar o comando de comutação para ligar;
- OFFsetting: Valor no qual o controle arma para desligar o banco de capacitores;
- ONsetting: Valor no qual os braços de controle ligam o capacitor (ou aumentam uma etapa).

Na Figura 44, é mostrada a implementação de um elemento *CapControl*.

Figura 44 - *Script* do Elemento *CapControl*

```
New Capacitor.Cap_1 Bus1=78S1585_sec Phases=3 Kvar=43 kV=0.38 Conn=Delta Basefreq=60 Numsteps=20 states=[0]
New CapControl.CAP_1_Ctrl Capacitor=Cap_1 element=Transformer.Trafo_01 terminal=1 Type=pf ONsetting=0.92
OFFsetting=-0.92 Delay=0 DelayOFF=0 Deadtime=0
```

Fonte: Elaborado pelo Autor

3.3.15 *Buscoords*

O elemento *Buscoords* define aproximadamente as barras de uma rede em função de sua localização geométrica, sendo possível associar as barras a coordenadas X, Y. Ao serem interpretadas pelo software podem ser plotadas com base georreferenciada, permitindo a localização gráfica da rede.

As coordenadas são lidas a partir de um documento separado, o qual define o nome da barra e suas coordenadas. Este documento deve ser arquivado no mesmo local do arquivo de simulação e podem ser salvas em formato .txt ou .csv, já que o OpenDSS, por meio do comando *redirect* ou uma leitura direta, consegue decodificar o arquivo para simulação. Na Tabela 3, é apresentado um exemplo de *script* do elemento *Buscoords*.

Tabela 3 - *Script* do Elemento *Buscoords*

Barra	X	Y
SI79S0196	552875	9581582
COMT_DMC01C6	552956	9581625
DI79S0337	552842	9581448
DI78S1556	552832	9581453
DI79S0233	552862	9581582
DI79S0378	552828	9581458
DSI69S0709	552802	9581551

Fonte: Elaborado pelo Autor

3.3.16 Monitor

O Monitor funciona como um monitor real de energia, e fica conectado a um terminal do elemento de circuito a ser monitorado. Seu funcionamento depende de uma amostra quando instruída, registrando o tempo e os valores complexos de tensão e corrente, ou potência, em todas as fases. Os dados são salvos em um fluxo de arquivos, cada monitor gera um arquivo, na conclusão de cada etapa de uma solução de multipasso ou de cada solução em um cálculo. Os dados no arquivo podem ser convertidos para o formato CSV e decodificados para o Excel, por exemplo. É possível gerar esse arquivo utilizando o comando *Show Monitor* ou com o comando *Export Monitor*. Os principais parâmetros do elemento Monitor são apresentados a seguir:

- Element: Nome do elemento de circuito existente no qual o monitor deve ser conectado;
- Terminal: Número do terminal no qual o monitor será conectado;
- Mode: Código que descreve o tipo de medição realizada pelo elemento monitor. Os principais são 0, que corresponde às medições de tensão, corrente e ângulo de fases para o respectivo elemento, e 1 que corresponde a medição de potências ativa e reativa do respectivo elemento.

Na Figura 45, é mostrado um exemplo de *script* para o elemento em questão.

Figura 45 - *Script* do Elemento Monitor

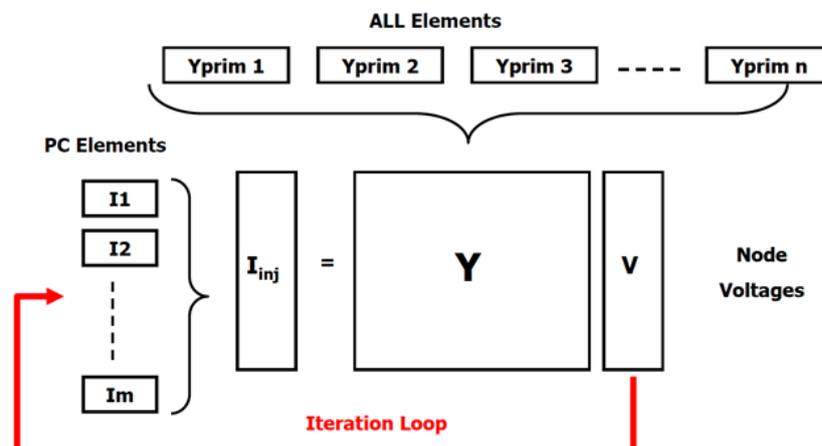
```
New Monitor.MON_1 element=Transformer.Trafo_01 terminal=1 mode=1 ppolar=no
Export monitors MON_1
```

Fonte: Elaborado pelo Autor

3.3.17 Solve

A partir dos dados inseridos, o circuito é simulado por meio do comando *solve*. Por meio da função *set* é possível configurar os tipos de solução desejadas por meio de diferentes parâmetros associados ao comando *solve*. A solução dentro do OpenDSS é calculada por meio de um cálculo iterativo, que se baseia no algoritmo de Newton (DUGAN, 2019). O modelo se baseia em uma matriz de admitâncias dos elementos do sistema, e parte de valores iniciais para realizar as iterações. O cálculo é finalizado quando a diferença entre as tensões nos elementos atinge um valor de 0,001 p.u. Na Figura 46, é mostrado o processo iterativo de solução utilizado pelo OpenDSS.

Figura 46 - OpenDSS *Loop* de Solução



Fonte: Elaborado pelo Autor

Os principais parâmetros do elemento Monitor são apresentados a seguir:

- Maxiterations: Número de máximo de iterações realizada pelo software para encontrar a solução do circuito desejado;

- Mode: Escolhe o modo de solução adotado na simulação. Alguns exemplos são: Daily (modo de solução diário), Yearly (modo de solução anual), FaltStudy (Modo de solução análise de correntes de falta do sistema);
- Number: Representa o número de passos a ser considerado;
- Stepsize: Representa o passo a ser incrementado para simulações temporais;
- Voltagebases: Indica as tensões de base a serem consideradas para simulações do fluxo de potência.

Na Figura 47, é mostrado um exemplo de *script* para o elemento *Solve*.

Figura 47 - Script do Elemento Solve

```
set voltagebases=[13.8 0.38]
calc voltagebases
set mode = daily
set stepsize = 1h
set number = 96
set marktransformer=yes
solve
```

Fonte: Elaborado pelo Autor

3.3.18 Resultados de Simulação

Este elemento gera um relatório baseado nos resultados de simulação. Este relatório é mostrado na tela inicial do usuário em um documento de texto com extensão .txt.

3.3.19 Exportar Resultados de Simulação

Este comando permite ao usuário exportar para um arquivo externo diversos resultados obtidos na simulação. O formato do arquivo gerado tem extensão .CSV e permite a utilização desses resultados em outras ferramentas como, Excel, MATLAB e etc.

3.3.20 Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentado a ferramenta OpenDSS e suas características de funcionamento. Também foram apresentados a sintaxe para os elementos e os modos de solução utilizados nesta simulação, que englobam diversos sistemas de distribuição, assim, demonstrando como cada elemento é definido. Ademais, as opções de visualização para disponibilização dos resultados de simulações feitas pelo OpenDSS foram expostas.

4 ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM MÉDIA TENSÃO

4.1 Introdução

Neste capítulo são apresentadas as principais características da rede de distribuição simulada no OpenDSS para o estudo do comportamento do fator de potência e da corrente de curto-circuito quando são inseridas gerações distribuídas ao longo do alimentador. Desse modo, no decorrer desse capítulo, são apresentadas as premissas definidas para três cenários de simulação, considerando diferentes níveis de carga da geração distribuída fotovoltaica no sistema.

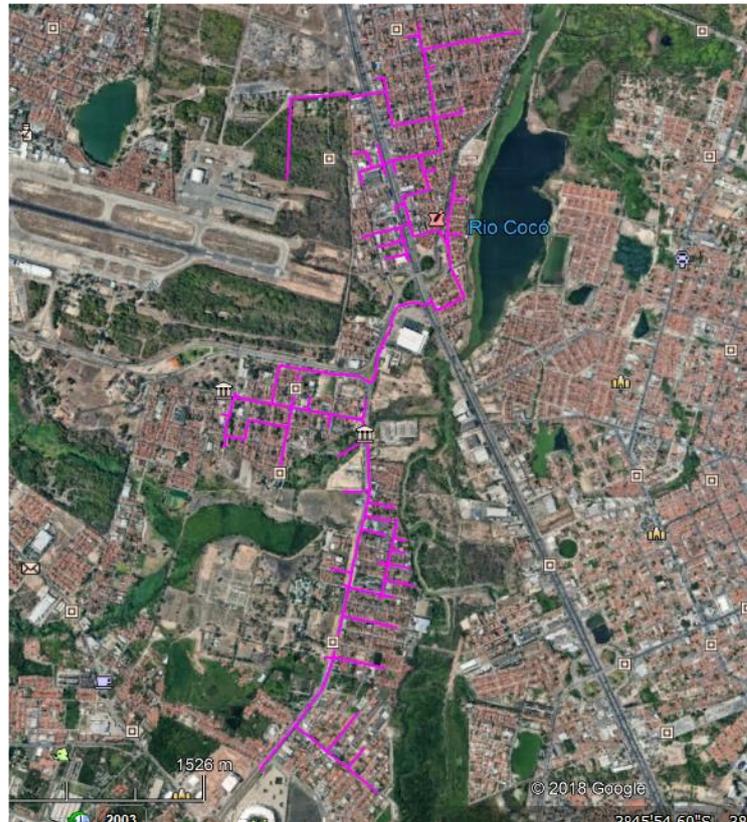
4.2 Sistema de Distribuição de Energia Modelado em Valores Reais

A rede de distribuição utilizada no estudo é o alimentador 01C6 suprido pela Subestação Distribuidora Dias Macêdo (SE DMC), a qual pertencente à Enel Distribuição Ceará (EDC) e está localizada no bairro Dias Macêdo em Fortaleza. Segundo dados fornecidos pela concessionária, a rede é composta por 96 transformadores de distribuição, que alimentam os bairros Dias Macêdo, Serrinha e Castelão, conforme Figura 48.

Para a análise realizada nesse trabalho, considerou-se como marco inicial do alimentador o secundário do transformador de 69 kV da SE Dias Macêdo. A determinação das premissas de modelagem aplicadas para a elaboração do estudo e a obtenção dos resultados serão apresentadas adiante.

O alimentador estudado neste estudo foi implementado, no OpenDSS, pelo estudante de engenharia elétrica Cícero Fábio dos Santos Dias em seu Trabalho de Conclusão de Curso.

Figura 48 - Visão Aérea do Alimentador DMC01C6



Fonte: Dias (2019)

4.3 Premissas de Simulação

4.3.1 Cargas

As cargas consideradas foram fornecidas pela própria Enel, sendo dispostas em quatro cenários diferentes:

Madrugada: Período entre 00:00 horas e 06:00 horas;

Manhã: Período entre 06:00 horas e 12:00 horas;

Tarde: Período entre 12:00 horas e 18:00 horas;

Noite: Período entre 18:00 horas e 24:00 horas.

Os valores de consumo de cada cliente são parametrizados utilizando os dados de carregamento de cada transformador, os quais foram fornecidos pela Enel. Com isso, ao todo, são 83 cargas.

Os transformadores estudados também atendem aos clientes de baixa tensão, portanto, cada deles possui uma curva de carga, que caracteriza o consumo individual dos clientes ou do conjunto de clientes conectados a ela. Desse modo, foi possível analisar os impactos das diferentes configurações de consumo desses clientes a nível de média tensão. Ademais, foram consideradas cargas igualmente balanceadas entre as três fases da rede, o que não ocorre na prática, no entanto, dados mais sofisticados seriam necessários para a análise de cargas desbalanceadas, o que não interfere no alcance dos objetivos propostos nesse trabalho.

4.3.2 Fator de Potência

O fator de potência das cargas utilizado, durante as simulações, varia entre 0,91 e 0,92 indutivo, o qual foi determinado considerando-se o fator de potência médio de cada uma delas.

4.3.3 Sistema Fotovoltaico

Para a modelagem dos sistemas fotovoltaicos a serem conectados na rede simulada nesse trabalho, tomou-se como base a curva de geração de uma planta residencial, cuja potência instalada é de 3,5 kW. Esta curva foi obtida por meio da plataforma FusionSolar do fabricante Huawei, a qual contém os dados de medição de um cliente real localizado em Fortaleza, Ceará. Observar a Figura 49.

Figura 49 - Curva de Geração Fotovoltaica

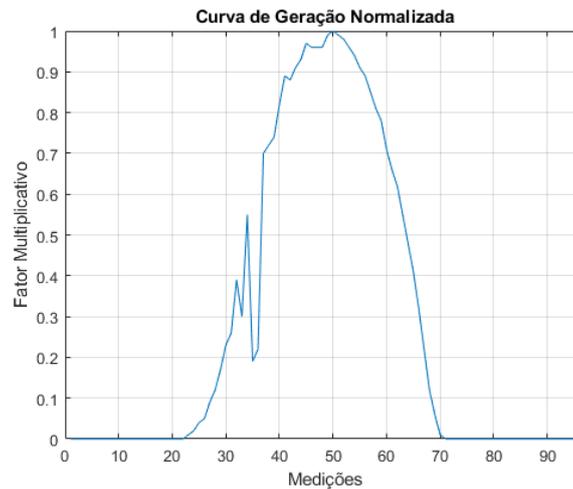


Fonte: Elaborado pelo Autor

Logo, para definir os fatores multiplicativos, os quais permitem relacionar potência gerada a cada instante com a potência total instalada na geração, dividiu-se os valores registrados pelo inversor, disponíveis na plataforma, pela potência instalada de geração. Como

a simulação no OpenDSS será diária, com medições a cada 15 minutos, utilizou-se apenas os valores medidos a cada 15 minutos pelo inversor, o que corresponde a 96 pontos de medição. A curva de geração obtida está exposta na Figura 50.

Figura 50 - Curva de Geração Unitária



Fonte: Elaborado pelo Autor

Nas gerações fotovoltaicas, os dados de irradiância, eficiência e temperatura de operação dos inversores são importantes para definição da sua curva de funcionamento, mas, para obtenção desses dados, seria necessário definir o tipo de placa fotovoltaica. Desse modo, a fim de contornar essa adversidade, utilizou-se os dados de medição de sistemas reais já instalados e, portanto, uma relação entre a potência nominal e a curva de geração que já engloba os fatores de irradiância, eficiência e temperatura citados.

O alimentador DMC01C6 possui um total de 96 transformadores para atendimento dos clientes em baixa tensão, dos quais 83 possuem cargas (clientes) conectadas na simulação, apenas essas cargas são simuladas, pois foram os dados disponibilizados pela Enel Distribuição Ceará. Logo, considerou-se a instalação de 66 sistemas fotovoltaicos instalados ao longo do alimentador nos mesmos pontos de conexão em que se encontram as cargas, cuja tensão é de 380 Volts. Portanto, cada sistema foi definido separadamente, tendo como base o percentual da potência total da carga ao qual está conectado. Foram considerados três cenários de inserção de geração distribuída ao longo do alimentador:

- Cenário 1: Configuração sem geração distribuída;
- Cenário 2: Configuração com 50% de geração distribuída;

- Cenário 3: Configuração com 100% de geração distribuída.

Na Tabela 4, são apresentadas as cargas em que foram considerados os sistemas fotovoltaicos, as quais funcionam simultaneamente durante as simulações:

Tabela 4 - Cargas e Sistemas Fotovoltaicos Simulados (continua)

CARGA	POTÊNCIA DA CARGA [kW]	SISTEMA FOTOVOLTAICO	PONTO DE CONEXÃO
Load.Carga1	90	PVsystem.PV_01	78S1585_sec
Load.Carga2	100.7	PVsystem.PV_02	69S0222_sec
Load.Carga3	66.15	PVsystem.PV_03	74S0077_sec
Load.Carga4	127.16	PVsystem.PV_04	72S0368_sec
Load.Carga5	92.36	PVsystem.PV_05	72S0194_sec
Load.Carga6	72.15	PVsystem.PV_06	78S1353_sec
Load.Carga7	90	PVsystem.PV_07	69S0014_sec
Load.Carga9	83.22	PVsystem.PV_08	77S0410_sec
Load.Carga10	33	PVsystem.PV_09	85S5242_sec
Load.Carga11	34.54	PVsystem.PV_10	81S0792_sec
Load.Carga13	40	PVsystem.PV_11	79S0511_sec
Load.Carga15	90	PVsystem.PV_12	83S5521_sec
Load.Carga16	57.72	PVsystem.PV_13	77E3025_sec
Load.Carga18	17.17	PVsystem.PV_14	05S0747_sec
Load.Carga19	4.18	PVsystem.PV_15	83S4609_sec
Load.Carga20	21.34	PVsystem.PV_16	83S4919_sec
Load.Carga21	113.53	PVsystem.PV_17	79E0022_sec
Load.Carga22	29.8	PVsystem.PV_18	45C1074_sec
Load.Carga23	49.34	PVsystem.PV_19	45C1190_sec
Load.Carga25	47.7	PVsystem.PV_20	83S4784_sec
Load.Carga26	41.32	PVsystem.PV_21	29S0769_sec
Load.Carga27	12.58	PVsystem.PV_22	46C1038_sec
Load.Carga28	36.69	PVsystem.PV_23	46C1097_sec
Load.Carga30	33.36	PVsystem.PV_24	83S4427_sec
Load.Carga32	54.63	PVsystem.PV_25	63E2680_sec
Load.Carga33	42.42	PVsystem.PV_26	13S0055_sec
Load.Carga34	16.65	PVsystem.PV_27	26S1710_sec
Load.Carga35	69.54	PVsystem.PV_28	80L3780_sec
Load.Carga36	82.83	PVsystem.PV_29	01L1017_sec
Load.Carga37	83.38	PVsystem.PV_30	83L0041_sec

Tabela 5 - Cargas e Sistemas Fotovoltaicos Simulados (conclusão)

CARGA	POTÊNCIA DA CARGA [kW]	SISTEMA FOTOVOLTAICO	PONTO DE CONEXÃO
Load.Carga38	35.01	PVsystem.PV_31	13S0231_sec
Load.Carga39	48.61	PVsystem.PV_32	10E0203_sec
Load.Carga40	107.26	PVsystem.PV_33	11E0055_sec
Load.Carga42	14.37	PVsystem.PV_34	28S0753_sec
Load.Carga43	25.62	PVsystem.PV_35	95S0624_sec
Load.Carga44	19.39	PVsystem.PV_36	94S0858_sec
Load.Carga45	22.37	PVsystem.PV_37	09S1808_sec
Load.Carga46	27.49	PVsystem.PV_38	42S0542_sec
Load.Carga47	118.34	PVsystem.PV_39	42S0780_sec
Load.Carga49	14.02	PVsystem.PV_40	83S3738_sec
Load.Carga50	56.53	PVsystem.PV_41	83S3810_sec
Load.Carga51	45	PVsystem.PV_42	15S0131_sec
Load.Carga54	83.05	PVsystem.PV_43	33E0854_sec
Load.Carga57	108.57	PVsystem.PV_44	96E0275_sec
Load.Carga60	134.45	PVsystem.PV_45	97E0087_sec
Load.Carga61	30	PVsystem.PV_46	63E1878_sec
Load.Carga63	97.43	PVsystem.PV_47	93E0058_sec
Load.Carga64	21.54	PVsystem.PV_48	27S0670_sec
Load.Carga65	15.58	PVsystem.PV_49	94S0568_sec
Load.Carga66	10	PVsystem.PV_50	95S0723_sec
Load.Carga67	95.93	PVsystem.PV_51	93S0393_sec
Load.Carga70	85	PVsystem.PV_52	83S3774_sec
Load.Carga71	103.28	PVsystem.PV_53	83S3510_sec
Load.Carga73	0.27	PVsystem.PV_54	14S0039_sec
Load.Carga75	45.12	PVsystem.PV_55	28S0188_sec
Load.Carga77	62.01	PVsystem.PV_56	63E2326_sec
Load.Carga78	84.91	PVsystem.PV_57	63E2333_sec
Load.Carga79	64	PVsystem.PV_58	63E2148_sec
Load.Carga86	30	PVsystem.PV_59	83S3497_sec
Load.Carga88	54.77	PVsystem.PV_60	38S2245_sec
Load.Carga89	82.61	PVsystem.PV_61	38S2098_sec
Load.Carga90	55.08	PVsystem.PV_62	75T0818_sec
Load.Carga91	114	PVsystem.PV_63	38S2549_sec
Load.Carga92	79.59	PVsystem.PV_64	38S2392_sec
Load.Carga93	47.3	PVsystem.PV_65	39S0846_sec
Load.Carga94	330	PVsystem.PV_66	83S2997_sec

Fonte: Elaborada pelo Autor

4.4 Script Construtor

A modelagem da subestação de distribuição Dias Macêdo foi realizada considerando o barramento da subestação infinito pelo próprio OpenDSS, no qual os valores de tensão e frequência não são alterados por possíveis perturbações da rede. O valor de tensão estabelecido na barra da subestação é de 1,001 p.u. e a frequência de 60 Hz.

Outrossim, a modelagem dos demais elementos da rede foi realizada de forma individual, uma vez que cada um possuía suas próprias características. Assim, cada trecho do alimentador foi estruturado de acordo com o condutor utilizado e com suas peculiaridades. Cada carga possui sua respectiva curva de consumo construída a partir dos dados fornecidos pela concessionária. Cada transformador possui atribuições elétricas distintas de acordo com sua potência nominal. Por fim, cada geração fotovoltaica foi inserida de acordo com os dados obtidos pelo inversor, e foram criados diferentes cenários, conforme descrito no tópico anterior.

Diante disso, a modelagem proposta permite uma análise mais detalhada do comportamento do alimentador quando sujeito a diferentes cenários, uma vez que simula o sistema com valores de geração reais.

4.5 Bancos de Capacitores

Foram definidos bancos de capacitores trifásicos para todas as cargas do alimentador. Para as cargas conectadas às gerações distribuídas, foram utilizados bancos de capacitores automáticos, uma vez que nelas há maiores variações na potência ativa, o que implica na necessidade de ajustes nos valores de potência reativa para correção dos fatores de potência em todos os horários do dia. Já para as cargas sem geração distribuída, foram utilizados bancos de capacitores fixos.

Para facilitar a análise dos dados gerados pelo OpenDSS, utilizou-se o software MATLAB (MATrix LABORatory), no qual, a partir dos valores de potência ativa e reativa apresentados nas medições a cada 15 minutos pelo OpenDSS, foram calculados os valores dos fatores de potência e das potências reativas necessárias para os bancos de capacitores, a fim de obter um fator de potência unitário. Os códigos utilizados no MATLAB estão expostos nos Anexos A e B. Na Tabela 5, é apresentado um exemplo das entradas e dos resultados obtidos pelo MATLAB para a Carga 1 no Cenário 3.

Tabela 6 – Resultados MATLAB para Carga 1 (continua)

MEDIÇÕES	P (kW)	Q (kVAr)	FP	BANCOS DE CAPACITORES (kVAr)
1	306.381	147.454	0.901074	44.236
2	306.384	147.455	0.901074	44.236
3	306.384	147.455	0.901074	44.236
4	306.384	147.455	0.901074	44.236
5	306.384	147.455	0.901074	44.236
6	306.384	147.455	0.901074	44.236
7	306.384	147.455	0.901074	44.236
8	306.384	147.455	0.901074	44.236
9	306.384	147.455	0.901074	44.236
10	306.384	147.455	0.901074	44.236
11	306.384	147.455	0.901074	44.236
12	306.384	147.455	0.901074	44.236
13	306.384	147.455	0.901074	44.236
14	306.384	147.455	0.901074	44.236
15	306.384	147.455	0.901074	44.236
16	306.384	147.455	0.901074	44.236
17	306.384	147.455	0.901074	44.236
18	306.384	147.455	0.901074	44.236
19	306.384	147.455	0.901074	44.236
20	306.384	147.455	0.901074	44.236
21	306.384	147.455	0.901074	44.236
22	306.384	147.455	0.901074	44.236
23	306.384	147.456	0.901073	44.236
24	306.384	147.455	0.901074	44.236
25	238.025	143.968	0.855659	43.190
26	221.001	143.237	0.839161	42.971
27	153.183	140.881	0.736044	42.264
28	102.598	139.694	0.591948	41.908
29	188.095	138.799	0.134289	41.639
30	0.213077	138.783	0.015351	41.634
31	0.213135	138.784	0.015356	41.635
32	0.213133	138.784	0.015355	41.635
33	0.213146	138.784	0.015356	41.635
34	0.213143	138.784	0.015356	41.635
35	0.213152	138.783	0.015357	41.634
36	0.213128	138.783	0.015355	41.634
37	0.213144	138.784	0.015356	41.635
38	0.213143	138.784	0.015356	41.635
39	0.213143	138.784	0.015356	41.635

Tabela 7 – Resultados MATLAB para Carga 1 (continuação)

MEDIÇÕES	P (kW)	Q (kVAr)	FP	BANCOS DE CAPACITORES (kVAr)
40	0.213143	138.784	0.015356	41.635
41	0.213143	138.784	0.015356	41.635
42	0.213143	138.784	0.015356	41.635
43	0.213143	138.784	0.015356	41.635
44	0.213143	138.784	0.015356	41.635
45	0.213143	138.784	0.015356	41.635
46	0.213143	138.784	0.015356	41.635
47	0.213143	138.784	0.015356	41.635
48	0.213143	138.784	0.015356	41.635
49	0.213125	138.783	0.015355	41.634
50	0.213126	138.783	0.015355	41.634
51	0.213126	138.783	0.015355	41.634
52	0.213126	138.783	0.015355	41.634
53	0.213126	138.783	0.015355	41.634
54	0.213126	138.783	0.015355	41.634
55	0.213126	138.783	0.015355	41.634
56	0.213126	138.783	0.015355	41.634
57	0.213126	138.783	0.015355	41.634
58	0.213126	138.783	0.015355	41.634
59	0.213126	138.783	0.015355	41.634
60	0.213126	138.783	0.015355	41.634
61	0.213126	138.783	0.015355	41.634
62	0.213128	138.782	0.015355	41.634
63	0.213128	138.782	0.015355	41.634
64	0.213127	138.782	0.015355	41.634
65	0.213126	138.782	0.015355	41.634
66	0.213129	138.782	0.015355	41.634
67	0.213127	138.782	0.015355	41.634
68	10.26	139.695	0.591953	41.908
69	204.003	142.563	0.819683	42.768
70	306.374	147.451	0.901073	44.235
71	306.384	147.455	0.901074	44.236
72	306.384	147.456	0.901073	44.236
73	306.384	147.456	0.901073	44.236
74	306.388	147.458	0.901073	44.237
75	306.388	147.458	0.901073	44.237
76	306.388	147.458	0.901073	44.237
77	306.388	147.458	0.901073	44.237
78	306.388	147.458	0.901073	44.237
79	306.388	147.458	0.901073	44.237
80	306.388	147.458	0.901073	44.237

Tabela 8 – Resultados MATLAB para Carga 1 (conclusão)

MEDIÇÕES	P (kW)	Q (kVAr)	FP	BANCOS DE CAPACITORES (kVAr)
81	306.388	147.458	0.901073	44.237
82	306.388	147.458	0.901073	44.237
83	306.388	147.458	0.901073	44.237
84	306.388	147.458	0.901073	44.237
85	306.388	147.458	0.901073	44.237
86	306.388	147.458	0.901073	44.237
87	306.388	147.458	0.901073	44.237
88	306.388	147.458	0.901073	44.237
89	306.388	147.458	0.901073	44.237
90	306.388	147.458	0.901073	44.237
91	306.388	147.458	0.901073	44.237
92	306.388	147.458	0.901073	44.237
93	306.388	147.458	0.901073	44.237
94	306.388	147.458	0.901073	44.237
95	306.388	147.458	0.901073	44.237
96	306.388	147.458	0.901073	44.237

Fonte: Elaborada pelo Autor

Desse modo, dada a curva de geração aplicada, sabe-se que no ponto 50 (12:30 horas) a geração fotovoltaica atinge sua potência máxima, ou seja, o fator multiplicativo será igual a um. Logo, como nesta simulação a potência de cada sistema de geração foi dimensionada a partir da potência instalada de cada carga conectada a ele, quando o Cenário 3 é simulado no ponto 50, a potência ativa fornecida pela rede da concessionária tende a se aproximar de zero na maioria das cargas, pois a geração passa a atender toda a demanda instantânea da carga. No entanto, é necessário frisar que esse ponto de menor demanda de potência ativa também dependerá da curva característica de cada carga, causando o mesmo efeito em outros horários para diferentes cargas. Diante disso, para simplificar a análise, tendo em vista a grande quantidade de cargas e gerações fotovoltaicas, o ponto 50 foi escolhido para o dimensionamento das potências máximas em kVAr (quilo volt-ampere reativo) dos bancos de capacitores.

Em consequência dessa variação dos horários de menor demanda ativa, para essas cargas, alguns problemas na simulação foram encontrados. A primeira adversidade encontrada foi a necessidade de exatidão no dimensionamento dos bancos de capacitores para cada horário, pois, para variações de ordem decimal na potência em kVAr, o fator de potência poderia sair da

faixa exigida pela ANEEL. Por exemplo, se a potência ativa em um determinado horário fosse dada por 0.1 kW, teríamos:

- Para $FP = 0.92$, $Q = 0.04$ kVAr;
- Para $FP = 1.0$, $Q = 0.00$ kVAr;
- Para $FP = -0.92$, $Q = 0.04$ kVAr.

Desse modo, o elemento *CapControl*, responsável por ativar ou desativar as células capacitivas dos bancos, cujas potências individuais equivalem à potência máxima do banco de capacitores dividido pela quantidade de passos desejados, deve possuir valores de células capacitivas que apresentem exatamente o valor necessário para correção nesses horários. Do contrário, o banco não consegue se ajustar, gerando, assim, um erro na simulação.

A segunda adversidade observada foram os efeitos apresentados nos resultados obtidos pelo OpenDSS após a inclusão de novos elementos no sistema, uma vez que, quando o sistema calcula os novos resultados, pequenas variações decimais são observadas. Um exemplo desse efeito é a variação na potência ativa da carga após a inclusão dos bancos de capacitores, conforme Tabela 6. Logo, essas variações também acarretaram erros de exatidão na simulação para as medições cuja potência ativa demandada pela carga tende a zero.

Tabela 9 - Potências Ativas da Carga 1 para o Cenário 1 (continua)

MEDIÇÕES	P (kW) SEM CAPACITORES	P (kW) COM CAPACITORES
1	306.381	306.120
2	306.384	306.120
3	306.384	306.120
4	306.384	306.120
5	306.384	306.120
6	306.384	306.120
7	306.384	306.120
8	306.384	306.120
9	306.384	306.120
10	306.384	306.120
11	306.384	306.120
12	306.384	306.120
13	306.384	306.120
14	306.384	306.120
15	306.384	306.120

Tabela 10 - Potências Ativas da Carga 1 para o Cenário 1 (continuação)

MEDIÇÕES	P (kW) SEM CAPACITORES	P (kW) COM CAPACITORES
16	306.384	306.120
17	306.384	306.120
18	306.384	306.120
19	306.384	306.120
20	306.384	306.120
21	306.384	306.120
22	306.384	306.120
23	306.384	306.120
24	306.384	306.119
25	238.025	237.494
26	221.001	220.476
27	153.183	152.481
28	102.598	101.816
29	188.095	179.914
30	0.213077	0.131206
31	0.213135	0.13121
32	0.213133	0.131218
33	0.213146	0.131214
34	0.213143	0.13123
35	0.213152	0.131204
36	0.213128	0.131212
37	0.213144	0.131237
38	0.213143	0.131237
39	0.213143	0.131237
40	0.213143	0.131237
41	0.213143	0.131237
42	0.213143	0.131237
43	0.213143	0.131237
44	0.213143	0.131237
45	0.213143	0.131237
46	0.213143	0.131237
47	0.213143	0.131237
48	0.213143	0.131237
49	0.213125	0.131203
50	0.213126	0.131203
51	0.213126	0.131203
52	0.213126	0.131203
53	0.213126	0.131203
54	0.213126	0.131203
55	0.213126	0.131203
56	0.213126	0.131203
57	0.213126	0.131203

Tabela 11 - Potências Ativas da Carga 1 para o Cenário 1 (conclusão)

MEDIÇÕES	P (kW) SEM CAPACITORES	P (kW) COM CAPACITORES
58	0.213126	0.131203
59	0.213126	0.131203
60	0.213126	0.131203
61	0.213126	0.131203
62	0.213128	0.131202
63	0.213128	0.131199
64	0.213127	0.131195
65	0.213126	0.131192
66	0.213129	0.131187
67	0.213127	0.13118
68	10.26	101.758
69	204.003	203.119
70	306.374	305.411
71	306.384	305.422
72	306.384	305.422
73	306.384	305.424
74	306.388	305.424
75	306.388	305.424
76	306.388	305.424
77	306.388	305.424
78	306.388	305.424
79	306.388	305.424
80	306.388	305.424
81	306.388	305.424
82	306.388	305.424
83	306.388	305.424
84	306.388	305.424
85	306.388	305.424
86	306.388	305.424
87	306.388	305.424
88	306.388	305.424
89	306.388	305.424
90	306.388	305.424
91	306.388	305.424
92	306.388	305.424
93	306.388	305.424
94	306.388	305.424
95	306.388	305.424
96	306.388	305.424

Fonte: Elaborada pelo Autor

A partir da Tabela 6, é possível perceber que no ponto 30 há uma variação decimal na potência ativa, a qual implica em alterações no dimensionamento do banco de capacitores para correção do fator de potência.

Portanto, visando contornar os problemas relativos à exatidão dos bancos de capacitores exigida pelo OpenDSS, foram utilizados bancos com vinte células capacitivas para que o elemento *CapControl* tivesse maiores possibilidades de adequar as potências reativas durante o dia. Ademais, para os bancos que permaneceram com problemas, foram realizados aumentos ou diminuições de unidades na potência máxima considerada, visando a atender todos os pontos com valor de potência ativa tendendo a zero. Na Tabela 7, são apresentados os valores dos bancos de capacitores trifásicos obtidos com a simulação do MATLAB para FP unitário e os valores dos bancos trifásicos utilizados para a simulação da rede de média tensão no OpenDSS.

Tabela 12 – Dimensionamento dos Bancos de Capacitores Trifásicos (continua)

Elemento de Conexão	Tipo de Banco de Capacitores	Potência em kVAr MATLAB	Potência em kVAr OpenDSS
Trafo 01	Automático	42	43,0
Trafo 02	Automático	34	33,0
Trafo 03	Automático	24	23,0
Trafo 04	Automático	48	48,0
Trafo 05	Automático	32	31,0
Trafo 06	Automático	26	26,0
Trafo 07	Automático	42	41,0
Trafo 08	Fixo	16	16,0
Trafo 09	Automático	32	32,0
Trafo 10	Automático	17	17,9
Trafo 11	Automático	15	15,0
Trafo 13	Automático	19	19,0
Trafo 15	Automático	43	43,0
Trafo 16	Automático	21	21,0
Trafo 17	Fixo	3	3,0
Trafo 18	Automático	8	8,0
Trafo 19	Automático	2	2,4
Trafo 20	Automático	11	11,0
Trafo 21	Automático	45	46,0
Trafo 22	Automático	12	12,0

Tabela 13 – Dimensionamento dos Bancos de Capacitores Trifásicos (continuação)

Elemento de Conexão	Tipo de Banco de Capacitores	Potência em kVAr MATLAB	Potência em kVAr OpenDSS
Trafo 23	Automático	21	21,0
Trafo 25	Automático	10	16,0
Trafo 26	Automático	17	17,0
Trafo 27	Automático	6,2	5,9
Trafo 28	Automático	17	17,0
Trafo 29	Fixo	26	26,0
Trafo 30	Automático	11	11,0
Trafo 32	Automático	20	20,0
Trafo 33	Automático	18	18,0
Trafo 34	Automático	9	9,0
Trafo 35	Automático	16	16,0
Trafo 36	Automático	31	31,0
Trafo 37	Automático	30	30,0
Trafo 38	Automático	17	17,8
Trafo 39	Automático	18	18,0
Trafo 40	Automático	39	39,0
Trafo 42	Automático	7	6,5
Trafo 43	Automático	10	10,0
Trafo 44	Automático	9	9,0
Trafo 45	Automático	9	9,0
Trafo 46	Automático	10	10,0
Trafo 47	Automático	42	42,0
Trafo 49	Automático	7	7,0
Trafo 50	Automático	19	19,0
Trafo 51	Automático	21	21,0
Trafo 52	Fixo	22	22,0
Trafo 53	Fixo	27	27,0
Trafo 54	Automático	31	31,0
Trafo 55	Fixo	53	53,0
Trafo 56	Fixo	84	84,0
Trafo 57	Automático	39	39,0
Trafo 58	Fixo	53	53,0
Trafo 59	Fixo	54	54,0
Trafo 60	Automático	51	51,0
Trafo 61	Fixo	0,23	0,23
Trafo 62	Automático	34	34,0
Trafo 63	Automático	36	36,0
Trafo 64	Automático	9	9,0
Trafo 65	Automático	7	7,0
Trafo 66	Automático	9	9,0
Trafo 67	Automático	34	34,0

Tabela 14 – Dimensionamento dos Bancos de Capacitores Trifásicos (conclusão)

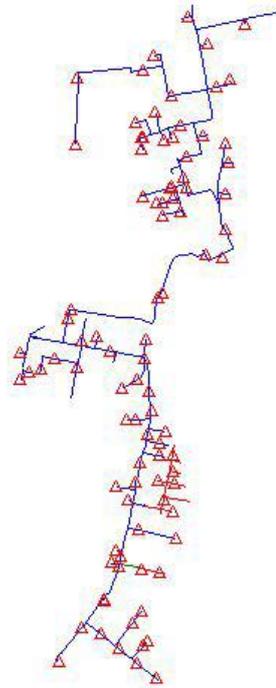
Elemento de Conexão	Tipo de Banco de Capacitores	Potência em kVAr MATLAB	Potência em kVAr OpenDSS
Trafo 68	Automático	80	80,0
Trafo 70	Automático	39	38,0
Trafo 71	Automático	32	31,0
Trafo 73	Automático	2,12	2,2
Trafo 75	Automático	16	16,0
Trafo 76	Automático	3,8	3,7
Trafo 77	Automático	29	28,3
Trafo 78	Automático	27	27,0
Trafo 79	Automático	30	29,2
Trafo 80	Fixo	72	72,0
Trafo 83	Fixo	79	79,0
Trafo 84	Fixo	3	4,0
Trafo 86	Automático	16	15,6
Trafo 87	Automático	54	54,0
Trafo 88	Automático	20	20,0
Trafo 89	Automático	30	31,0
Trafo 90	Automático	19	19,0
Trafo 91	Automático	38	38,0
Trafo 92	Automático	27	27,0
Trafo 93	Automático	15	15,0
Trafo 94	Automático	157	159,1
Trafo 96	Fixo	114	114,0

Fonte: Elaborada pelo Autor

4.6 Resultados de Simulação

A modelagem do alimentador DMC01C6 está ilustrada na Figura 51, onde os 96 transformadores simulados estão na cor vermelha e as linhas de distribuição estão na cor azul.

Figura 51 -
Georreferenciamento do
Alimentador



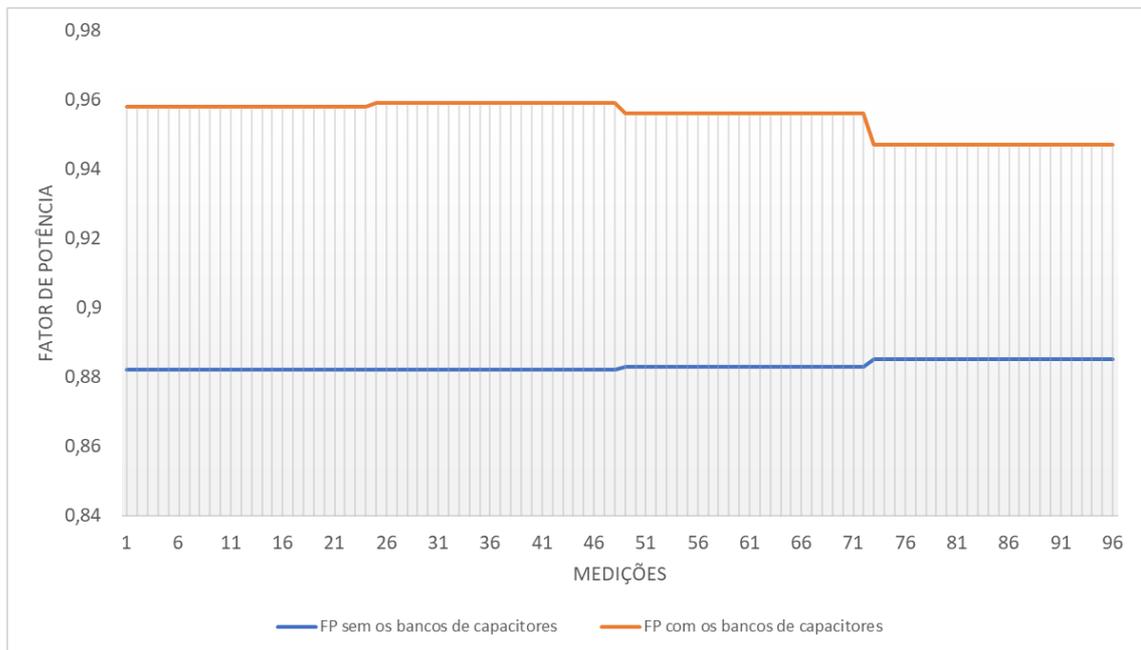
Fonte: Elaborada pelo Autor

Todos os códigos produzidos e todos os resultados obtidos com as simulações no OpenDSS e no MATLAB, para este trabalho, estão disponíveis em <https://github.com/greiufo/TCC/tree/master/2019.2/Raisa%20Bruno>.

4.6.1 Cenário 1

Na simulação do sistema sem GD, cuja potência instalada total da rede de distribuição é de aproximadamente 6 MW, foi possível corrigir, em todos os horários, os fatores de potência nas cargas com a instalação dos bancos de capacitores em cada uma delas. Na Figura 52, são apresentados, para o Cenário 1, os fatores de potência antes e depois da utilização dos bancos de capacitores trifásicos dimensionados nesse estudo, esses valores foram obtidos no transformador da EDC para as 96 medições realizadas durante o dia.

Figura 52 – Fatores de Potência Antes e Depois da Aplicação de Bancos de Capacitores (Cenário 1)



Fonte: Elaborada pelo Autor

Diante disso, a distribuidora de energia elétrica não precisaria instalar bancos capacitivos próprios para atender à faixa de FP designada pela ANEEL.

Na Tabela 8, são apresentadas as correntes de curto-circuito para o Cenário 1 nas barras da SE da Enel, quando não há influências das gerações distribuídas.

Tabela 15 - Correntes de Curto-Circuito nas Barras da EDC no Cenário 1

Nome da Barra	Tensão (kV)	I _{cc} 3φ (A)	I _{cc} 1φ (A)	I _{cc} 2φ (A)
SOURCEBUS	69	16819	17648	14565
COMT_DMC01C6	13.8	81485	120312	70559

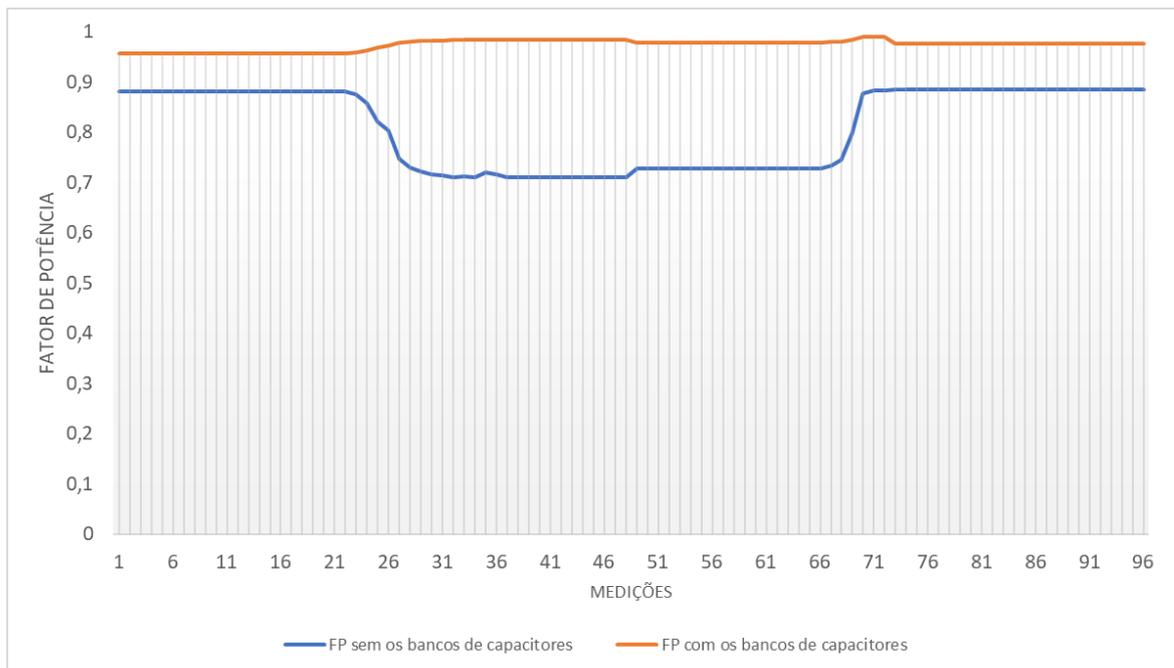
Fonte: Elaborada pelo Autor

4.6.2 Cenário 2

No Cenário 2, há a instalação de GDs com potências equivalentes a 50% da potência da carga ligadas a elas. Logo, como a potência instalada das cargas em que foram implementadas GDs é de aproximadamente 4,1 MW, a potência instalada dos sistemas fotovoltaicos equivale a aproximadamente 2,05 MW. Nesse cenário, também foi possível corrigir todas as cargas pontualmente com a aplicação dos mesmos bancos de capacitores do

Cenário 1. Logo, na Figura 53, são apresentados os fatores de potência antes e depois da utilização dos bancos de capacitores, os quais foram medidos durante um dia no transformador da EDC para o Cenário 2.

Figura 53 – Fatores de Potência Antes e Depois da Aplicação de Bancos de Capacitores (Cenário 2)



Fonte: Elaborada pelo Autor

Conforme apresentado nas Figuras 52 e 53, pode-se observar que, no Cenário 2, houve uma diminuição no fator de potência sem a instalação dos bancos de capacitores, tornando-os mais indutivos. Esse comportamento é esperado, pois a GD tende a diminuir a quantidade de potência ativa demandada pelo cliente, sem alterar os valores de potência reativa. Logo, essa diminuição ocorre nos horários em que há geração fotovoltaica considerável, sendo a maior variação do FP, entre os Cenários 1 e 2, igual a 0,172, o que corresponde a aproximadamente 19,5% de diminuição no FP, fato observado nos pontos 37 a 48. No entanto, após a instalação dos bancos de capacitores, todos os FP atendem à faixa exigida pela ANEEL, não sendo necessário que a Enel utilize bancos de capacitores próprios.

Quanto às correntes de curto-circuito, a contribuição dos geradores fotovoltaicos foi mínima, mantendo os maiores níveis de curto praticamente inalterados, como mostrado na Tabela 9. O aumento dos níveis de curto-circuito na barra SOURCEBUS ficou na faixa de

0,0680% a 0,0961%, já na barra COMT_DMC01C6, ficou entre 0,0931% e 0,0935% para curtos trifásicos, bifásicos e monofásicos.

Tabela 16 - Correntes de Curto-Circuito nas Barras da EDC no Cenário 2

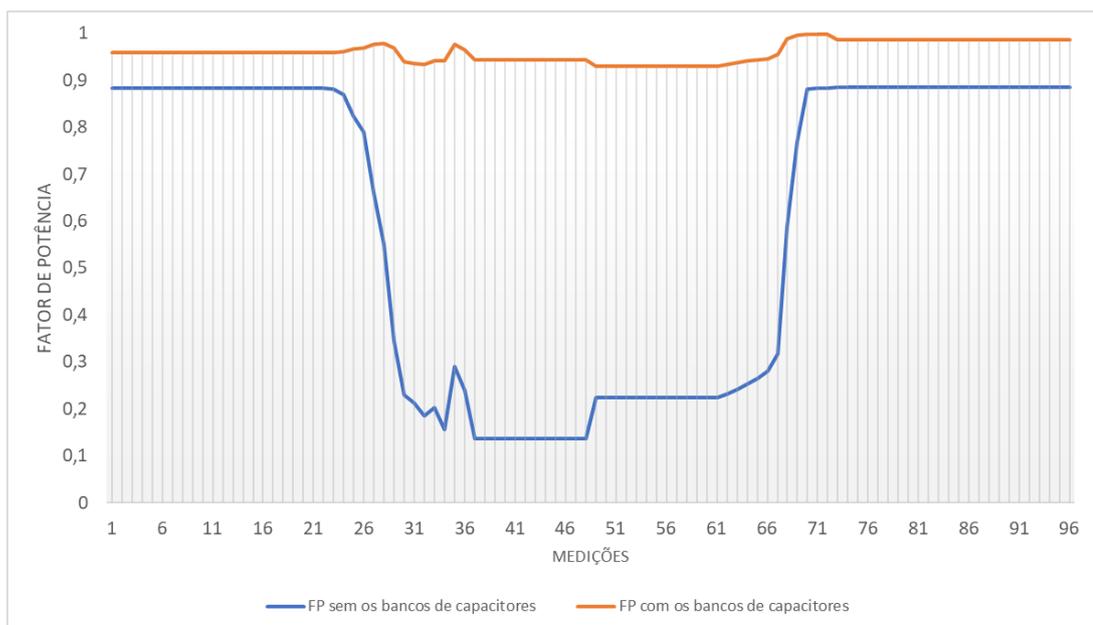
Nome da Barra	Tensão (kV)	I _{cc} 3φ (A)	I _{cc} 1φ (A)	I _{cc} 2φ (A)
SOURCEBUS	69	16834	17660	14579
COMT_DMC01C6	13.8	81561	120424	70625

Fonte: Elaborada pelo Autor

4.6.3 Cenário 3

No Cenário 3, há a instalação de GDs com potências equivalentes a 100% da potência da carga. Logo, a potência instalada das cargas em que foram implementadas GDs é de aproximadamente 4,1 MW e a potência instalada dos sistemas fotovoltaicos equivale a aproximadamente 4,1 MW. Assim como nos demais cenários, o FP de todas as cargas foi pontualmente corrigido com a aplicação dos mesmos bancos de capacitores. Na Figura 54, são apresentados os fatores de potência obtidos nas simulações do transformador da Enel no Cenário 3, essas simulações foram realizadas antes e depois da implementação dos bancos de capacitores a partir das 96 medições realizadas durante o dia.

Figura 54 – Fatores de Potência Antes e Depois da Aplicação de Bancos de Capacitores (Cenário 3)



Fonte: Elaborada pelo Autor

Conforme apresentado nas Figuras 52, 53 e 54, pode-se observar que, no Cenário 3, há uma diminuição significativa nos fatores de potência em relação aos Cenários 1 e 2, os quais ficam ainda mais indutivos quando não há a instalação dos bancos de capacitores. Os menores valores de fator de potência apresentados entre os Cenários 1 e 3 estão nos pontos 37 a 48 (9:15h – 12h). Assim, observa-se que a maior variação no FP é dada por 0,745, o que corresponde a aproximadamente 84,5% de diminuição no FP. No entanto, após a instalação dos bancos de capacitores dimensionados nesse estudo, todos os FP passam a atender a faixa exigida pela ANEEL, não sendo necessário a instalação de bancos de capacitores próprios da Enel.

Na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**0, são mostrados os maiores níveis de curto-circuito do alimentador 01C6 obtidos nas simulações. No Cenário 3, a elevação dos níveis de curto trifásico, monofásico e bifásico equivale, respectivamente, aos seguintes valores: 0,1962%, 0,1530% e 0,1991% para a barra SOURCEBUS e 0,2025%, 0,2011% e 0,2027% para a barra COMT_DMC01C6. Logo, apesar dos aumentos percebidos, a variação nas correntes de curto-circuito não atinge valores que possam alterar a parametrização dos equipamentos de proteção utilizados no Cenário 1.

Tabela 17 - Correntes de Curto-Circuito nas Barras da EDC no Cenário 3

Nome da Barra	Tensão (kV)	I _{cc} 3φ (A)	I _{cc} 1φ (A)	I _{cc} 2φ (A)
SOURCEBUS	69	16852	17675	14594
COMT_DMC01C6	13.8	81650	120554	70702

Fonte: Elaborado pelo Autor

4.7 Considerações finais

As simulações do Alimentador DMC01C6 foram realizadas por meio da ferramenta OpenDSS, que, em conjunto com o MATLAB, permitiu a análise dos fatores de potência, além da análise dos níveis de curto-circuito em diferentes cenários de geração. O software OpenDSS mostrou-se robusto, bem como proveu resultados coerentes, agregando diferentes análises dentro de um único programa.

Os três cenários estudados possibilitaram a aplicação prática de efeitos abordados na teoria, o que proporciona a mitigação e a prevenção de falhas presentes nos sistemas reais, além de permitir a melhor interação possível entre as gerações distribuídas e os sistemas de distribuição.

5 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

5.1 Conclusão

Nesse trabalho, foram apresentados os resultados das simulações para três cenários propostos, os quais permitiram analisar os efeitos da geração distribuída ao longo do alimentador 01C6 suprido pela subestação Dias Macêdo. No **Cenário 1**, cuja potência instalada nas cargas é de aproximadamente 6 MVA, sem potência de geração solar fotovoltaica, os resultados obtidos na simulação foram utilizados como base para a avaliação dos Cenários 2 e 3, nos quais há geração distribuída fotovoltaica instalada na rede de média tensão. Além disso, constatou-se que, mesmo sem a influência de sistemas de geração distribuída, é necessária a correção dos fatores de potência para atendimento dos padrões exigidos pela ANEEL. Desse modo, obteve-se êxito em atender a essas especificações nas cargas e na subestação da Enel Distribuição Ceará, por meio da implementação de bancos de capacitores trifásicos dimensionados nesse trabalho para todas as cargas.

No **Cenário 2**, cuja potência de geração equivale a aproximadamente 2,05 MW, notou-se uma diminuição nos fatores de potência obtidos como resultado da simulação em relação aos resultados obtidos no Cenário 1, com variação máxima de 0,172. Conclui-se que esse efeito está coerente com o estudado na teoria, pois o provimento de potência ativa pela GD diminui a relação entre a potência ativa fornecida pela rede e a potência aparente. Outrossim, notou-se que a correção do fator de potência também foi possível mediante à instalação dos bancos dimensionados nesse estudo. Quanto aos níveis de curto-circuito, constatou-se que houve um pequeno aumento em relação ao Cenário 1, o qual variou entre 0,0680% e 0,0961% na barra SOURCEBUS e entre 0,0931% e 0,0935% na barra COMT_DMC01C6 para os três tipos de curto-circuito.

No **Cenário 3**, em que a potência de geração solar fotovoltaica corresponde a aproximadamente 4,1 MW, observa-se uma diminuição no fator de potência ainda maior que a observada no Cenário 2, sendo a maior variação de 0,745. Assim como no Cenário 2, conclui-se que esse resultado está em conformidade com a teoria, pois há um aumento da potência ativa injetada pela GD na rede. Além disso, os baixos fatores de potência foram devidamente corrigidos com a instalação de bancos de capacitores dimensionados nesse estudo. Ademais, em relação aos Cenários 1 e 2, percebeu-se uma elevação dos níveis de curto trifásico,

monofásico e bifásico, os quais são dados, respectivamente, por: 0,1962%, 0,1530% e 0,1991% para a barra SOURCEBUS e 0,2025%, 0,2011% e 0,2027% para a barra COMT_DMC01C6.

Por meio do estudo realizado neste trabalho, comprovou-se que, se o dimensionamento e o controle dos bancos de capacitores forem adequados, a instalação desses equipamentos nas cargas é capaz de corrigir os fatores de potência, em todos os horários do dia, nas cargas e nas barras da distribuidora. Desse modo, a distribuidora de energia não necessitará investir em capacitores próprios para correção do seu fator de potência. Outrossim, com a realização da análise proposta, foi possível perceber a eficácia que os bancos de capacitores automáticos garantem aos seus usuários, desde que seu dimensionamento seja realizado levando-se em consideração a característica de geração fotovoltaica do local e a curva de potência da carga.

Constatou-se que, para simulações futuras no OpenDSS, que necessitem da instalação de bancos de capacitores, seria recomendado realizar o controle das células capacitivas no elemento *CapControl*, por meio da determinação da faixa das potências reativas esperadas no dia, ao invés do controle pelo FP realizado nesse trabalho. Com isso, espera-se que os problemas com a exatidão do software OpenDSS sejam totalmente contornados.

Em relação aos níveis de curto-circuito, conclui-se que as gerações fotovoltaicas utilizadas nessa simulação não apresentavam potência elevada o suficiente para impactar significativamente os níveis de curto-circuito. Logo, para as variações nas correntes de curto-circuito observadas nos Cenários 2 e 3, não seriam necessárias alterações na parametrização dos elementos de proteção dimensionados para o sistema no Cenário 1.

Diante do exposto, constata-se que o software OpenDSS possui recursos internos capazes de simular de forma eficaz um sistema de distribuição realista, assim, apresentando resultados condizentes com o esperado na teoria e com formatos compatíveis com outros programas, o que facilita a análise dos dados. Além disso, esse software possui o código aberto para os estudantes e programadores interessados nos estudos das redes de distribuição, o que mostra que essa ferramenta será promissora nas análises de novas tecnologias desenvolvidas.

5.2 Trabalhos Futuros

Para futuros trabalhos correspondentes ao tema abordado nesse estudo, são apresentadas as seguintes sugestões:

- A correção dos fatores de potência na rede de média tensão, simulada pelo OpenDSS, por meio do controle da potência reativa nos bancos de capacitores automáticos pelo elemento *CapControl*;
- A implementação de geração distribuída com potência maior no mesmo sistema ou em sistema diferente, visando a analisar os impactos desse aumento nas correntes de curto-circuito. Além de analisar a presença dos efeitos de ressonância após a instalação das plantas de geração com a utilização de inversores;
- O estudo da atuação da proteção na rede de média tensão, definido a sobreposição das zonas de proteção, os parâmetros de sensibilidade dos equipamentos e as funções de sobrecorrente, subtensão e sobretensão.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. **Energia solar fotovoltaica ultrapassará a marca de 3.000 megawatts no brasil em 2019**. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/energia-solar-fotovoltaica-ultrapassara-a-marca-de-3000-megawatts-no-brasil-em-2019.html>>. Acesso em: 17 nov. 2019.
- DIAS, C. F. DOS S. D. **ANÁLISE DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM UM ALIMENTADOR DE MÉDIA TENSÃO UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS**. Fortaleza: Universidade Federal do Ceará, 2019.
- ANEEL. Energia Solar. In: **Atlas da Energia Elétrica do Brasil**. 1. ed. ANEEL, 2005. p. 29–42.
- ANEEL. **Resolução Normativa nº 687**ANEEL, 2015.
- ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída Sistemas de Compensação de Energia Elétrica**. 2. ed. ANEEL, 2016.
- ANEEL. **PRODIST Module 8 - Quality of Electric Energy**ANEEL, 2019. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Modulo8_-Revisao_8/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfbda3058d19%0A>
- BARBOSA FILHO, W. P.; DE AZEVEDO, A. C. S. **Geração Distribuída: Vantagens e Desvantagens**. AmazôniaII Simpósio de Estudos e Pesquisas e, Ciências Ambientais na Amazônia, 2013.
- BORDIM, J. R. G. **Instalação de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica para Correção de Fator de Potência e Regulação**. Santa Catarina: Universidade Federal de Santa Catarina, 2019.
- DUGAN, R. C. **Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. Electric Power Research Institute, 2019.
- EDMINISTER, J. A. **Circuitos elétricos**. 2. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 1991.
- LEÃO, R. P. S. **GTD - Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. Fortaleza: Universidade Fededral do Ceará, 2015.
- MAMEDE, J. **Instalações Elétricas Industriais**. 7. ed. Fortaleza: LTC EDITORA, 2003.
- ONS. **SINDAT - Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN**. Disponível em:

<<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 17 nov. 2019.

PINHO, J.; GALDINO, M. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2. ed. Rio de Janeiro: Grupo de Trabalhadores de Energia Solar, 2014.

SALGADO, D. A. **Uma Abordagem Paramétrica do Impacto da Geração Distribuída Sobre as Correntes de Curto-Circuito em Redes de Distribuição de Energia Elétrica** **Dissertação de Mestrado**. São Paulo: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2014.

SEXAUER, J. **Introdução ao OpenDSS**. Electric Power Research Institute, 2016.

SILVA, J. L. DE S. et al. **Análise do Avanço da Geração Distribuída no Brasil**. Gramado: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018.

SOUZA, R. DI. **Os Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica**. 1. ed. São Paulo: BlueSol Educacional, 2016.

WEG. Módulo 1. In: **Comando e Proteção**. 3. ed. Centro de Treinamento de Clientes, 2008. p. 159–162.

ANEXO A – SCRIPT DO MATLAB PARA O CÁLCULO DOS FATORES DE POTÊNCIA NAS CARGAS

O código apresentado abaixo foi desenvolvido por meio da linguagem de programação utilizada no software MATLAB. A criação desse script visa a facilitar a análise dos fatores de potência obtidos nas cargas como resultado das simulações do alimentador 01C6, o qual é suprido pela SE Dias Macêdo da Enel Distribuição Ceará, realizadas no OpenDSS.

```

clc

clear all

%Capacitores Adotados (trifásico)

Kvar_adotado =
[43,33,23,48,31,26,41,16,32,17.9,15,0,19,0,43,21,3,8,2.4,11,46,12,21,0,16,17,5.9,17
,26,11,0,20,18,9,16,31,30,17.8,18,39,0,6.5,10,9,9,10,42,0,7,19,21,22,27,31,53,84,39
,53,54,51,0.23,34,36,9,7,9,34,80,0,38,31,0,2.2,0,16,3.7,28.3,27,29.2,72,0,0,79,4,0,
15.6,54,20,31,19,38,27,15,159.1,0,114];

for k=1:96 %->iteração sobre os monitores/transformadores

    if Kvar_adotado(k)~=0

        %f =
strcat('1_Resultados_sem_geracao/Alimentador_Mon_mon_',num2str(k),'_1.csv');

        %f2 =
strcat('2_Resultados_sem_geracao_com_capacitores/Alimentador_Mon_mon_',num2str(k),'
_1.csv');

        %f =
strcat('3_Resultados_com_geracao_0.5/Alimentador_Mon_mon_',num2str(k),'_1.csv');

        %f2 =
strcat('4_Resultados_com_geracao_0.5_com_capacitores/Alimentador_Mon_mon_',num2str(
k),'_1.csv');

        f =
strcat('5_Resultados_com_geracao_1.0/Alimentador_Mon_mon_',num2str(k),'_1.csv');

```

```

f2 =
strcat('6_Resultados_com_geracao_1.0_com_capacitores/Alimentador_Mon_mon_',num2str(
k),'_1.csv');

MON = csvread(f,1,0);

MON2 = csvread(f2,1,0);

%Cálculo Potências Reativas Capacitivas de Correção

Q = [];

Q2 = [];

FP_ nao_corr = [];

FP_corrigido = [];

N_STEPS = [];

%f_result =
fopen(strcat('RESULTADOS_MATLAB/SEM_GERACAO/',num2str(k),'.txt'),'w');

%f_result =
fopen(strcat('RESULTADOS_MATLAB/GERACAO_0.5/',num2str(k),'.txt'),'w');

f_result =
fopen(strcat('RESULTADOS_MATLAB/GERACAO_1.0/',num2str(k),'.txt'),'w');

for i=1:96

    %Potências reativas capacitivas TRIFÁSICAS

    FP_ nao_corr(i) = MON(i,3)/sqrt(MON(i,3)^2 + MON(i,4)^2);

    Q(i) = 3*(MON(i,4) - (tan(acos(1))*MON(i,3)));

```

```
FP_corrigido(i) = MON2(i,3)/sqrt(MON2(i,3)^2 + MON2(i,4)^2);

Q2(i) = 3*(MON(i,4) - MON2(i,4));

N_STEPS(i) = round(Q2(i)/(Kvar_adotado(k)/20));

%Escrevendo para o arquivo TXT

fprintf(f_result,'Hora[%d] | FP: %f => %f | Cap_matlab = %f |
Cap_utilizado = %f | N_passo=%d
\n',i,FP_nao_corr(i),FP_corrigido(i),Q(i),Q2(i),N_STEPS(i));

end

fclose(f_result);

end

end
```

Fonte: Elaborado pelo Autor

ANEXO B - SCRIPT DO MATLAB PARA O CÁLCULO DOS FATORES DE POTÊNCIA NA SE ENEL

O código apresentado abaixo foi desenvolvido por meio da linguagem de programação utilizada no software MATLAB. A criação desse script visa a facilitar a análise dos fatores de potência obtidos na SE da distribuidora de energia elétrica como resultado das simulações do alimentador 01C6, o qual é suprido pela SE Dias Macêdo da Enel Distribuição Ceará, realizadas no OpenDSS.

```
clear all

clc

%Transformador da Subestação da Enel (k=0);

f1 = strcat('1_Resultados_sem_geracao/Alimentador_Mon_mon_0_1.csv');

f2 =
strcat('2_Resultados_sem_geracao_com_capacitores/Alimentador_Mon_mon_0_1.csv');

f3 = strcat('3_Resultados_com_geracao_0.5/Alimentador_Mon_mon_0_1.csv');

f4 =
strcat('4_Resultados_com_geracao_0.5_com_capacitores/Alimentador_Mon_mon_0_1.csv');

f5 = strcat('5_Resultados_com_geracao_1.0/Alimentador_Mon_mon_0_1.csv');

f6 =
strcat('6_Resultados_com_geracao_1.0_com_capacitores/Alimentador_Mon_mon_0_1.csv');

MON1 = csvread(f1,1,0);

MON2 = csvread(f2,1,0);

MON3 = csvread(f3,1,0);

MON4 = csvread(f4,1,0);

MON5 = csvread(f5,1,0);

MON6 = csvread(f6,1,0);

%Cálculo Potências Reativas Capacitivas de Correção
```

```

FP_ nao_corr = [];

FP_corrigido = [];

f_result = fopen(strcat('RESULTADOS_MATLAB/subestacao_enel.txt'),'w');

for i=1:96

    %Potências reativas capacitivas TRIFÁSICAS

    FP_ nao_corr1(i) = MON1(i,3)/sqrt(MON1(i,3)^2 + MON1(i,4)^2);

    FP_corrigido1(i) = MON2(i,3)/sqrt(MON2(i,3)^2 + MON2(i,4)^2);

    FP_ nao_corr2(i) = MON3(i,3)/sqrt(MON3(i,3)^2 + MON3(i,4)^2);

    FP_corrigido2(i) = MON4(i,3)/sqrt(MON4(i,3)^2 + MON4(i,4)^2);

    FP_ nao_corr3(i) = MON5(i,3)/sqrt(MON5(i,3)^2 + MON5(i,4)^2);

    FP_corrigido3(i) = MON6(i,3)/sqrt(MON6(i,3)^2 + MON6(i,4)^2);

    %Escrevendo para o arquivo TXT

    fprintf(f_result,'Hora[%d] | FP_SEM_GERACAO: %.3f => %.3f | FP_GERACAO_0.5:
%.3f => %.3f | FP_GERACAO_1.0: %.3f => %.3f
\n',i,FP_ nao_corr1(i),FP_corrigido1(i),FP_ nao_corr2(i),FP_corrigido2(i),FP_ nao_corr
3(i),FP_corrigido3(i));

end

fclose(f_result);

```

Fonte: Elaborado pelo Autor