



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

CÍCERO FÁBIO DOS SANTOS DIAS

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM UM ALIMENTADOR
DE MÉDIA TENSÃO UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS**

FORTALEZA

2019

CÍCERO FÁBIO DOS SANTOS DIAS

ANÁLISE DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM UM ALIMENTADOR DE
MÉDIA TENSÃO UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS

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

Orientador: Prof. Me. Lucas Silveira
Melo

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)

D531a Dias, Cícero Fábio dos Santos.

Análise dos Impactos da Geração Distribuída em um Alimentador de Média Tensão Utilizando o Software OpenDSS / Cícero Fábio dos Santos Dias. – 2019.
79 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2019.
Orientação: Prof. Me. Lucas Silveira Melo.

1. Modelagem. 2. OpenDSS. 3. Qualidade de Energia. 4. Geração Fotovoltaica. 5. Geração Distribuída. I. Título.

CDD 621.3

CÍCERO FÁBIO DOS SANTOS DIAS

ANÁLISE DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM UM ALIMENTADOR DE
MÉDIA TENSÃO UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS

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

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Me. Lucas Silveira Melo (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. PhD. Fernando Luiz Marcelo Antunes
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. PhD. Ruth Patora Saraiva Leão
Universidade Federal do Ceará (UFC)

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

À minha família, por sua capacidade de acreditar em mim e investir em mim. Mãe, seu cuidado e dedicação foi que deram, em alguns momentos, a esperança para seguir em frente.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus por me abençoar durante todos esses anos e me proporcionar esse momento incrível em minha vida.

À minha mãe por ter me proporcionado tudo e servido como alicerce para minha formação, mesmo perante todas as dificuldades nunca hesitou em me dar as melhores condições possíveis para que eu alcançasse meu objetivos.

À toda a minha família por acreditar em mim e no meu potencial de sempre poder alcançar os meus sonhos.

A minha namorada por me manter motivado e ter me dado forças durante os momentos mais difíceis da minha vida.

Ao Prof. Me. Lucas Melo por me orientar em meu Trabalho de Conclusão de Curso.

Ao Prof. PhD. Luiz Fernando Marcelo Antunes por todas as oportunidades que me proporcionou durante o curso e por servir como referência para alcançar meus melhores resultados.

Ao meu amigo Lucas Albuquerque, com quem partilhei longas noites de estudo e aprendizado.

Aos meus amigos Francinildo e Thiago, por serem amigos de longa data e que fizeram parte, desde o início, de todas as minhas conquistas.

Ao meu amigo Lucas Mateus com quem compartilhei as primeiras e derradeiras dificuldades do curso.

“Deixem que o futuro avalie cada um de acordo com seus trabalhos e realizações, o presente pertence a eles, mas o futuro pelo qual eu sempre trabalhei pertence a mim”

(Nikola Tesla)

RESUMO

Este trabalho realiza um estudo dos impactos e iteração da geração distribuída em um sistema de distribuição de energia em média tensão, através da modelagem, usando o software OpenDSS, do alimentador real localizado na cidade de Fortaleza. Foram coletados dados reais de uma planta de geração fotovoltaica de 45 kWp, através de um analisador de energia, cujos dados foram utilizados para as diversas simulações em estudo. A partir de dados fornecidos pela concessionária de energia, criou-se um *script* construtor de códigos que permitiu a modelagem do alimentador em modo de operação desequilibrado e por meio da extração de dados de geração, obtidos através do analisador de energia, foi modelada uma curva de geração fotovoltaica. O estudo é dividido em duas partes a serem analisadas, a primeira delas analisa os impactos da geração fotovoltaica para diferentes níveis de potência injetada ao longo do alimentador, como elevação de tensão, perdas técnicas e fluxo reverso de potência. Para tal, foram definidos 4 cenários a serem avaliados. O cenário 1 não possui geração fotovoltaica e define o estado normal da rede. Cenário 2, tem potência instalada de geração de 50% da potência instalada de carga. Cenário 3, tem potência instalada de geração de 100% da potência instalada de carga. E por último o cenário 4 com potência instalada de geração de 200% da potência instalada de carga. Na segunda parte é analisado o comportamento de um regulador de tensão quando este está sujeito a condição do fluxo reverso de potência proveniente da geração fotovoltaica. Nesse caso foram analisados o comportamento dos níveis de tensão em trechos a montante e a jusante do regulador, bem como a atuação dos taps de regulação que devem atuar de forma a manter os níveis de tensão adequados ao longo do alimentador.

Foram observados os níveis de elevação de tensão ao longo do alimentador entre os 4 cenários destacados. As perdas técnicas diminuíram entre os cenários: 1 e 2; 2 e 3, porém no cenário 4 as perdas técnicas ultrapassaram as do cenário 1.

O comportamento de um regulador de tensão quando sujeito a um fluxo reverso de potência intenso mostrou-se impróprio, onde o regulador de tensão atuou de forma inadequada diminuindo os taps de regulação, piorando os níveis de tensão a jusante que ultrapassaram os limites estabelecidos pela ANEEL.

Palavras-chave: Modelagem. OpenDSS. Sistema de Distribuição de Energia. Geração Distribuída. Qualidade de Energia Elétrica. Geração Fotovoltaica.

ABSTRACT

This work presents a study about the impacts and the generation of the distribution in a system of distribution of energy in medium voltage, through the modeling, using the software OpenDSS, the actual feeder located in the city of Fortaleza. Through the evaluation of a photovoltaic solar energy generation plant of 45 kWp, through an energy analyzer, the occurrences were used for several simulations under study. From a dialogue for the granting of energy, a construction script was created that allows the modeling of an unbalanced power feeder and by means of extraction of generation data, through the energy analyzer, a curve was modeled of photovoltaic generation. The study is divided in the parties of the levels of the injected to the longitude of the power supply, with the power of power injected with a power supply, and the power of reversing power of power. For this, 4 scenarios have been evaluated. Scenario 1 does not have photovoltaic generation and defines the normal state of the network. Scenario 2, has installed power of 50% of the installed power of load. Scenario 3, has installed power of 100% of the installed power of load. And finally scenario 4 with the installed installation of 200% of the installed load power. In the second part the behavior of a voltage regulator is analyzed when it is subject to a proven power flux inversion of photovoltaic generation. In this case, the voltage levels in the ranges of a level and a pressure regulator, as well as a pressure voltage range should be in agreement with the voltage levels over time.

Feed voltage levels along the length were observed between the 4 highlighted scenarios. Expenses with the technique decrease between the scenarios: 1 and 2; 2 and 3, but without scenario 4 as being the evolutionary techniques of scenario 1.

The behavior of a flow regulator when subjected to a reverse flow of voltage intensity, in which the voltage regulator acted improperly, decreasing the adjustment turns, worsening the voltage levels to a level that exceeded the limits determined by ANEEL.

Keywords: Modeling. OpenDSS. Energy Distribution System. Distributed Generator. Quality of Electric Power. Photovoltaic Generation

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sistema de Transmissão.	16
Figura 2 – Integração das Bacias Hidrográficas.	17
Figura 3 – Potência instalada em (MW) de geração solar fotovoltaica no Brasil ao longo dos anos.	18
Figura 4 – Estrutura de Bandas de Energia	22
Figura 5 – Representação da excitação dos elétrons na incidência de fótons	23
Figura 6 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica	24
Figura 7 – Influência da variação de irradiação solar sobre a célula fotovoltaica.	25
Figura 8 – Influência da variação de temperatura sobre a célula fotovoltaica.	26
Figura 9 – Curva característica $I - V$ e $P - V$ de um módulo com potência nominal de 100 Wp.	27
Figura 10 – Classificação dos inversores de acordo com o princípio de funcionamento.	28
Figura 11 – Curva de isotensão de um inversor de 1000 W.	29
Figura 12 – Características de conexão do SFCR com e sem a utilização de transformador.	31
Figura 13 – : Fator de potência em função da potência de saída de um inversor.	32
Figura 14 – Intercâmbio de potência entre a rede elétrica, o SFCR e a carga.	33
Figura 15 – Faixa de fator de potência para GD do sistema elétrico da Enel Distribuição Ceará.	33
Figura 16 – : Variação do fator de potência da instalação e do SFCR ao longo do dia: (a) dia útil com céu nublado; (b) dia útil com céu claro (c) dia não útil com céu nublado; (d) dia não útil.	34
Figura 17 – Limites de distorção harmônica de corrente para GD do sistema elétrico da Enel Distribuição Ceará.	35
Figura 18 – Queda de tensão em um alimentador de distribuição em função da distância até a subestação.	38
Figura 19 – Queda de tensão em um alimentador de distribuição em função da distância da subestação.	38
Figura 20 – Variação do valor RMS da tensão de um SFCR em um dia não útil.	39
Figura 21 – Variação do valor RMS da tensão de um SFCR em um dia útil.	39
Figura 22 – Ajuste de sobretensão e subtensão para rede de média tensão para GD do sistema elétrico da Enel Distribuição Ceará.	40

Figura 23 – Esquema do relé regulador automático de tensão.	41
Figura 24 – Características dos reguladores de tensão utilizados pela Enel Distribuição Ceará.	42
Figura 25 – Conexões trifásicas para autotransformador como regulador de tensão.	42
Figura 26 – Diagrama esquemático do regulador de tensão: (a) Tipo A e (b) Tipo B.	43
Figura 27 – Esquema do relé regulador de tensão com LDC.	44
Figura 28 – Ajustes do relé regulador de tensão.	44
Figura 29 – Atuação do regulador de tensão em fluxo reverso.	45
Figura 30 – Cenário tradicional de um sistema de distribuição.	46
Figura 31 – Cenariogeracaosuperiorfluxoreverso.	46
Figura 32 – Estrutura do software OpenDSS.	49
Figura 33 – Sintaxe de programação do OpenDSS.	50
Figura 34 – Modelo de Barra.	50
Figura 35 – Terminal com N conectores.	51
Figura 36 – Elemento de Transporte de Energia.	51
Figura 37 – Elemento de Conversão de Energia.	52
Figura 38 – Exemplo de script do elemento Transformer.	53
Figura 39 – Modelo pi aplicado a um sistema trifásico de distribuição.	54
Figura 40 – Exemplo de script do elemento Line.	55
Figura 41 – Exemplo de script do elemento Load.	55
Figura 42 – Exemplo de script do elemento LoadShape.	56
Figura 43 – Esquemático do elemento PVSystem.	57
Figura 44 – Exemplo de script do elemento PVSystem.	57
Figura 45 – Exemplo de script do elemento Buscoords.	58
Figura 46 – Exemplo de script do elemento Monitor.	59
Figura 47 – Exemplo de script do elemento Energy Meters.	59
Figura 48 – Processo de solução utilizado pelo OpenDSS.	60
Figura 49 – Exemplo de script do elemento Solve.	61
Figura 50 – Visão aérea do alimentador DMC 01C6.	63
Figura 51 – Poste considerado para a modelagem do alimentador DMC 01C6.	65
Figura 52 – Curva de geração solar fotovoltaica de uma planta de 45 kWp utilizando um analisador de energia.	66

Figura 53 – Georreferenciamento do alimentador.	68
Figura 54 – Fluxo de Potência da Subestação. Cenário 1.	69
Figura 55 – Perfil de Tensão do Alimentador. Cenário 1.	69
Figura 56 – Fluxo de Potência da Subestação. Cenário 2.	70
Figura 57 – Perfil de Tensão do Alimentador. Cenário 2.	70
Figura 58 – Fluxo de Potência da Subestação. Cenário 3.	71
Figura 59 – Perfil de Tensão do Alimentador. Cenário 3.	72
Figura 60 – Fluxo de Potência da Subestação. Cenário 4.	73
Figura 61 – Perfil de Tensão do Alimentador. Cenário 4.	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Áreas ocupadas por módulos diferentes tecnologias.	25
Tabela 2 – Especificações de saída do inversor Huawei SUN 2000-20 KTL.	35
Tabela 3 – Taxa de Distorção Harmônica Total de Corrente.	36
Tabela 4 – Níveis de Tensão a Montante do Regulador	74
Tabela 5 – Níveis de Tensão a Jusante do Regulador	75

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

I_{mp}	Corrente para Máxima Potência
I_{sc}	Corrente de curto circuito
P_{mp}	Ponto de Máxima Potência
V_{mp}	Tensão para Máxima Potência
V_{oc}	Tensão de Circuito Aberto
COM	<i>Component Object Model</i>
CPE	Condições Padrões de Ensaio
CSV	<i>Comma Separated Value</i>
DLL	<i>Dynamic Link Library</i>
DSS	<i>Distribution System Simulator</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
GD	Geração Distribuída
MPPT	Maximum Power Point Tracking
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
p.u.	Por Unidade
PC	Elementos de Conversão de Energia
SE DMC	Subestação Distribuidora Dias Macêdo
SFCR	Sistema Fotovoltico Conectado a Rede
TC	Transformador de Corrente
THD	Taxa de Distorção Harmônica Total
VBA	<i>Virtual Basic for Applications</i>
Wp	Potência Elétrica de Pico

SUMÁRIO

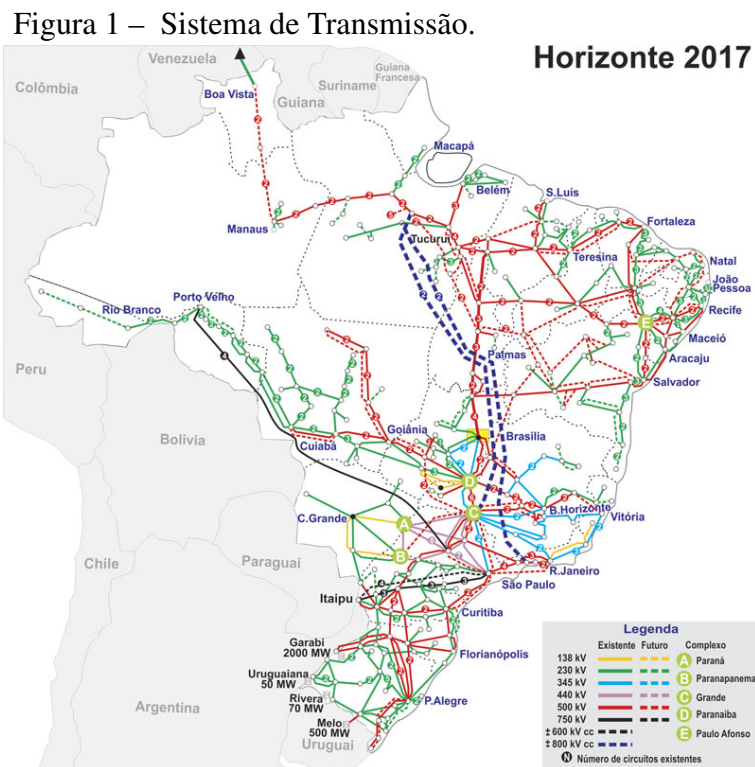
1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Motivação	18
1.2	Objetivos	19
1.2.1	<i>Objetivos Específicos</i>	19
1.3	Estrutura do Trabalho	19
2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	21
2.1	A História da Geração Solar Fotovoltaica	21
2.2	O Efeito Fotovoltaico	21
2.3	A Célula Fotovoltaica	23
2.4	Parâmetros Externos que Afetam as Características Elétricas	24
2.4.1	<i>Influência das Tecnologias de Fabricação</i>	24
2.4.2	<i>Influência da Radiação Solar</i>	25
2.4.3	<i>Influência da Temperatura</i>	26
2.5	Curva $I - V$ e Ponto de Máxima Potência	26
2.6	Inversor	28
2.6.1	<i>Classificação dos Inversores</i>	30
2.6.2	<i>Aspectos Regulamentares</i>	30
3	AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	32
3.1	Interações com o Sistema de Distribuição	32
3.2	Fator de Potência	32
3.2.1	<i>Qualidade de Energia</i>	34
3.2.2	<i>Elevação de Tensão</i>	37
3.2.3	<i>Reguladores de Tensão</i>	40
3.2.3.1	<i>Dispositivos de Regulação de Tensão</i>	40
3.2.3.2	<i>Transformadores com Comutação de TAP</i>	40
3.2.3.3	<i>Autotransformadores Reguladores de Tensão</i>	41
3.2.3.4	<i>Reguladores do Tipo A e do Tipo B</i>	42
3.2.3.5	<i>Reguladores de Tensão com Compensadores de Queda de Linha (LDC)</i>	43
3.2.3.6	<i>Fluxo Reverso de Potência</i>	45

3.2.3.7	<i>Perdas Técnicas</i>	47
4	SOFTWARE OPENDSS	48
4.1	Histórico	48
4.2	Estrutura Organizacional	49
4.3	Classe de elementos	50
4.3.1	<i>Barra</i>	50
4.3.2	<i>Terminal</i>	51
4.3.3	<i>Elementos de Transporte de Energia (PD)</i>	51
4.3.4	<i>Elementos de Conversão de Energia (PC)</i>	52
4.3.5	<i>Transformador</i>	52
4.3.6	<i>Regulador de Tensão</i>	53
4.3.7	<i>Linha</i>	54
4.3.8	<i>Carga</i>	55
4.3.9	<i>Curvas de Carga</i>	55
4.3.10	<i>Sistema Fotovoltaico</i>	56
4.3.11	<i>Coordenadas Geográficas de Barras</i>	58
4.3.12	<i>Monitor</i>	58
4.3.13	<i>Medidores Inteligentes</i>	59
4.3.14	<i>Solução</i>	59
4.3.15	<i>Resultados de Simulação</i>	60
4.3.16	<i>Exportar Resultados de Simulação</i>	61
5	ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	62
5.1	Introdução	62
5.2	Sistema de Distribuição de Energia Modelado com Valores Reais	62
5.3	Considerações de Simulação	62
5.3.1	<i>Cargas</i>	62
5.3.2	<i>Fator de Potência</i>	63
5.3.3	<i>Rede de Distribuição</i>	63
5.3.4	<i>Transformadores</i>	65
5.3.5	<i>Geração Solar Fotovoltaica</i>	66
5.3.6	<i>Script Construtor</i>	67

5.4	Resultados de Simulação	67
5.4.1	<i>Cenário 1</i>	67
5.4.2	<i>Cenário 2</i>	69
5.4.3	<i>Cenário 3</i>	71
5.4.4	<i>Cenário 4</i>	72
5.5	Análise do Comportamento de um Regulador de Tensão	73
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	76
6.0.1	<i>Conclusões</i>	76
6.0.2	<i>Trabalhos Futuros</i>	77
	REFERÊNCIAS	78

1 INTRODUÇÃO

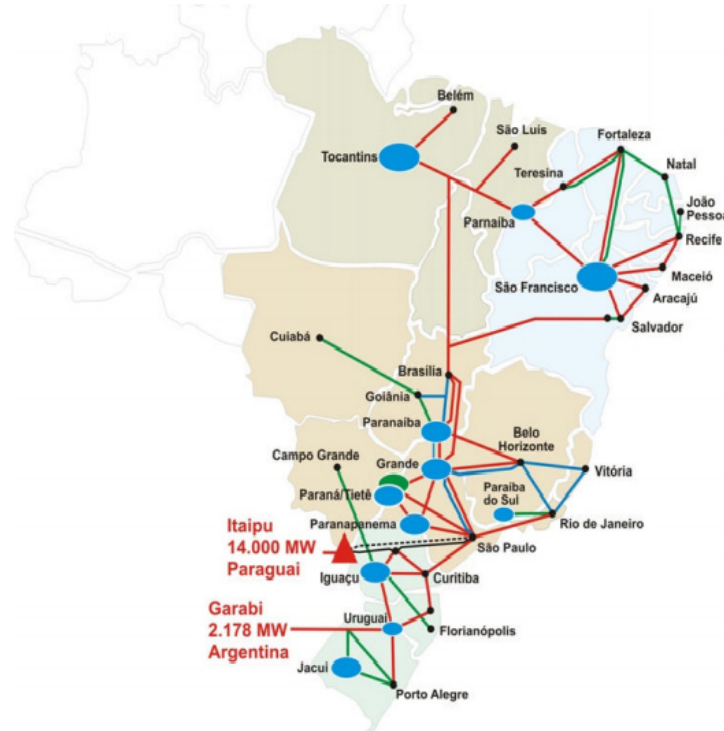
O setor elétrico mundial tem passado por um amplo processo de reestruturação organizacional, e em seu modelo atual tem uma estrutura tipicamente desverticalizada e bem definida nos setores de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, (LEÃO, 2017). No Brasil devido as enormes proporções territoriais, necessita-se de um sistema elétrico robusto, que seja capaz de atender as demandas de eletricidade de cada região. Para tanto, o sistema tradicional de energia elétrica é baseado em grandes usinas de geração que transmitem energia através de sistemas de transmissão em alta tensão. Em geral o fluxo de energia é unidirecional com consumidores passivos, (LEÃO, 2017). Porém é uma realidade que tem sofrido algumas mudanças com o desenvolvimento de fontes alternativas de energia. Para atender a essa demanda o Brasil dispõe do Sistema Interligado Nacional (SIN) que organiza e controla a produção e transmissão de energia elétrica e abrange as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do país. Na Figura 1 é mostrado o mapa do Sistema Interligado Nacional que compõe a matriz energética brasileira:



O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável pela coordenação e controle da operação do SIN, realizada pelas companhias geradoras e transmissoras, sob a

fiscalização e regulação da ANEEL. Entre os benefícios desta integração do setor elétrico, está a possibilidade de trocas de energia entre as regiões, o que se torna uma particularidade bastante importante no Brasil, pela predominância, em sua matriz energética, de centrais hidrelétricas. Na Figura 2 são apresentadas as interligações entre os subsistemas e as bacias hidrográficas do SIN. São essas interligações que permitem a complementariedade hidrológica das regiões através do intercâmbio energético.

Figura 2 – Integração das Bacias Hidrográficas.



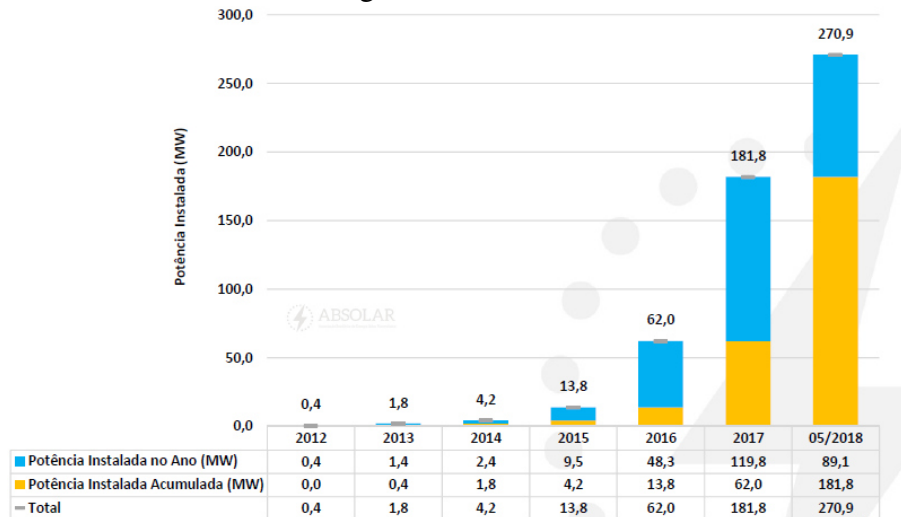
Fonte: ONS

No entanto, apesar do Brasil possuir um sistema robusto e bem estruturado, sobretudo no aspecto hidrológico, de produção de energia elétrica, (LEÃO, 2017) destaca que grande ênfase tem sido dada ao emprego de fontes renováveis (principalmente de energia eólica e solar fotovoltaica) de energia por constituírem uma forma de energia mais limpa e de menor impacto ambiental. Portanto, a geração distribuída (GD) pode ser vista como uma alternativa ao atual modelo de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro, podendo ser uma opção de uso mais eficiente de recursos energéticos, econômico-financeiros e ambientais, (SILVA, 2018).

Segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR), a matriz energética brasileira apresentou um total de 1,3 MW de potência instalada em operação utilizando energia solar fotovoltaica, o que representou nesse mesmo ano 0,8% da potência de geração instalada em operação no país. No Brasil, houve uma grande evolução no mercado de energia

solar conforme é mostrado na Figura 3:

Figura 3 – Potência instalada em (MW) de geração solar fotovoltaica no Brasil ao longo dos anos.



Fonte: ABSOLAR

Nos últimos anos, observa-se a evolução exponencial da geração distribuída no Brasil, o que traz um novo cenário de operação do SEP, que passa de uma operação caracterizada por clientes passivos para a condição de clientes ativos. Tal cenário demanda uma maior flexibilidade do sistema elétrico para poder atender os requisitos de variabilidade na geração apresentadas pelas GDs com potência de saída variável, (PINHO, 2014). De maneira geral, a inserção de GDs pode trazer consequências positivas ou negativas para o sistema elétrico atual, em razão disso, torna-se necessário analisar as vantagens e desvantagens que esse sistema de geração de energia pode ocasionar, bem como os impactos provenientes dessa tecnologia, levando em consideração aspectos operacionais do sistema elétrico como um todo.

1.1 Motivação

A GD representa uma tendência crescente no setor elétrico, que traz um novo cenário de operação para o SEP, sobretudo no sistema de distribuição de energia, e para tanto as concessionárias devem adequar sua arquitetura de rede e estarem preparadas para manter os níveis de qualidade de energia, de acordo com os padrões regulatórios estabelecidos, prevendo a dinâmica das mudanças no mercado e atuando no planejamento da rede. Baseado nesse contexto, com objetivo de que se possa desenvolver novas soluções a partir de programas de simulação, a Nota Técnica 0057/2014 da ANEEL sugere a utilização do software OpenDSS para o cálculo

das perdas por meio da metodologia de fluxo de carga aplicada a sistemas de distribuição, devido ao fato do software ser desenvolvido em código aberto e não ser apenas um programa que tem por finalidade executar estudos de fluxo de carga, tendo sido originalmente desenvolvido para analisar a conexão de geração distribuída com as redes de distribuição. Com o aumento de GDs ao longo dos anos, faz-se necessária uma análise mais consistente dos impactos que essa tecnologia traz para o SEP, sobretudo na rede de distribuição ao qual está diretamente acomplado.

1.2 Objetivos

O objetivo desse trabalho é analisar os impactos da geração distribuída em um alimentador de média tensão, a partir de dados fornecidos pela concessionária de energia elétrica, tendo como base dados reais de geração fotovoltaica coletados através de um analisador de energia, utilizando o software Open Distribution System Simulator (OpenDSS).

1.2.1 *Objetivos Específicos*

Entre os objetivos específicos deste trabalho estão:

- Modelar o alimentador, a partir dos dados fornecidos pela Enel Distribuição Ceará, utilizando as equações de Carson para modelagem da matriz de impedâncias das linhas de distribuição;
- Elaborar um *script* OpenDSS que permita a modelagem e simulação do alimentador;
- Elaborar um *script* OpenDSS que permita a modelagem do sistema fotovoltaico com dados de geração obtidos a partir de um analisador de energia;
- Estudar o comportamento do alimentador de média tensão considerando diferentes cenários de inserção da GD;
- Avaliar critérios de elevação de tensão, fluxo de potência e perdas técnicas;
- Analisar o comportamento de um regulador de tensão inserido no alimentador.

1.3 Estrutura do Trabalho

- O Capítulo 1 apresenta a contextualização do principal tema abordado no trabalho, os objetivos desejados e a estrutura com o qual o trabalho será apresentado;
- O Capítulo 2 apresenta os conceitos básicos da geração distribuída, com destaque para a sua contextualização histórica, os seus principais fundamentos e dispositivos que a integram,

com atenção especial para as células fotovoltaicas e inversores, por último, é feita uma abordagem sobre os aspectos normativos.

- No Capítulo 3, é feita uma análise dos impactos da GD fotovoltaica nos sistema de distribuição, dando ênfase para os aspectos de regulação de tensão, fluxo de potência reverso, TDH de corrente e por último é realizado um estudo sobre reguladores de tensão, sendo abordado os tipos de reguladores e suas características bem como os impactos do fluxo de potência reverso na operação de tais equipamentos;
- No capítulo 4 é realizado uma abordagem sobre o software OpenDSS, dando ênfase a suas principais ferramentas de aplicação
- No capítulo 5 são apresentados os resultados e conclusões de simulação obtidos pelo software, sendo abordado diferentes cenários de inserção de geração distribuída ao longo do alimentador e analisado os impactos sobre regulação de tensão, perdas técnicas e fluxo de potência e THD de corrente. Também é analisado o comportamento de um regulador de tensão quando inserido ao longo do alimentador e sujeito a um intenso fluxo reverso de potência, sendo avaliados as condições operacionais e a regulação de tensão proveniente do regulador. Nesse capítulo também são apresentados as proposições para trabalhos futuros.

2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

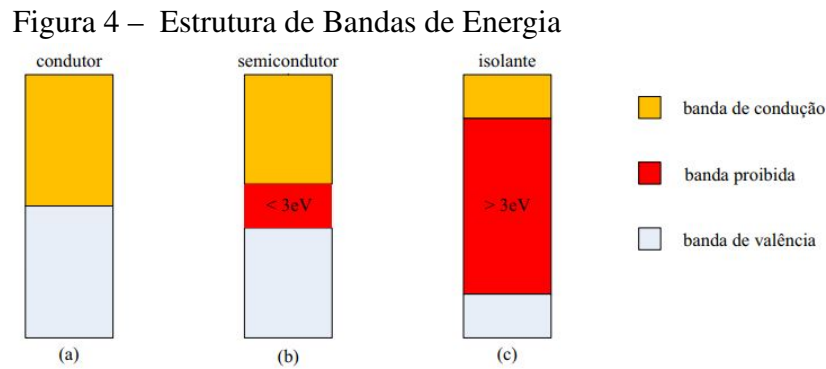
2.1 A História da Geração Solar Fotovoltaica

Em meados do século XIX o físico francês Alexandre Edmond Becquerel observou pela primeira vez o efeito fotovoltaico ao realizar experiência com eletrodos, e em 1839 descobriu a energia solar fotovoltaica. Na sequência desta descoberta, Adams e Richard Day, criaram em 1877 o primeiro dispositivo sólido de fotoprodução de eletricidade, constituído de um filme de selênio que apresentara uma eficiência de aproximadamente 0,5%, contudo apenas ao final do século XIX esses dispositivos foram comercializados como fotômetros para máquinas fotográficas. Em 1941, o americano Russel Ohl inventou a primeira célula solar de silício, porém a era moderna de energia solar só teve seu início em 1954 com o químico americano Calvin Fuller que desenvolveu o processo de dopagem do silício. Assim, Fuller trabalhou nos processos de dopagem de silício com arsênio e depois com boro, obtendo eficiência de até 6%, melhorando significativamente os problemas técnicos das primeiras células produzidas. Em meados do mesmo ano, a célula de silício foi apresentada formalmente na reunião anual da National Academy of Sciences, em Washington. No e no ano seguinte, a célula de silício foi utilizada como fonte de alimentação de uma rede telefônica em Americus, na Geórgia. Nos últimos anos, as vantagens econômicas envolvendo a energia solar fotovoltaica passaram por grandes avanços, por proporcionarem uma produção mais limpa e que pouco degrada o meio ambiente. O mercado de energia proveniente do sol também sofreu grandes quedas de preço de equipamentos, o que resultou em maior acessibilidade na instalação de sistemas solares pela população, (LEÃO, 2017).

2.2 O Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico é a transformação da energia contida na radiação luminosa em energia elétrica (ZILLES, 2012). Tal efeito dá-se em materiais semicondutores que se caracterizam pela presença de bandas de energia, onde é dotada por uma banda que permite a presença de elétrons (banda de valência) e de outra banda totalmente vazia (banda de condução) (PINHO, 2014). A separação entre essas duas bandas cria uma banda intermediária denominada de banda proibida que tem um valor de energia não muito elevado, na ordem de alguns eV, sendo que na temperatura de 0 K todos os estados de banda de valência estão ocupados e todos

os estados de banda de condução estão desocupados. Portanto, há um gap de energia em que o elétron da banda de valência deve superar para se tornar um elétron livre. Na Figura 4 são representadas as estruturas de bandas de energia para os diferentes tipos de materiais:



Fonte: :Pinho (2014)

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

$$E_f = hf \quad (2.1)$$

Em que:

E_f : Energia do fóton (J);

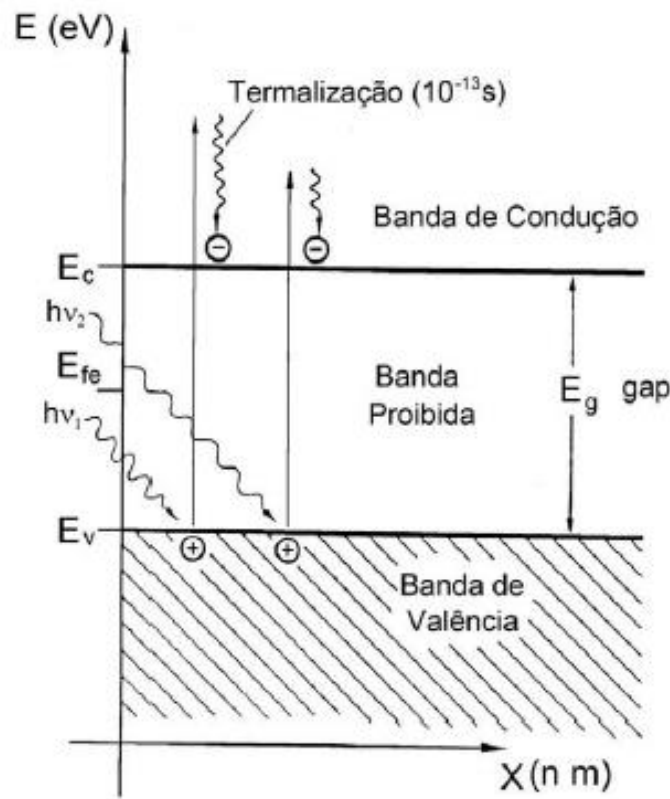
h : Constante de Planck (J.s);

f : Frequência (Hz).

A Figura 5 mostra o comportamento dos elétrons quando expostos a energia externa dos fótons, representados por $h\nu_1$ e $h\nu_2$. As variáveis E_c , E_g , E_v e E_f 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 (PINHO, 2014).

Logo, quando é fornecida uma radiação solar que supera a energia de gap E_g para um material semicondutor dotado de uma junção pn, têm-se a geração de pares de elétron-lacuna que serão separados pelo campo elétrico, gerando uma corrente elétrica e originando o efeito fotovoltaico (PINHO, 2014).

Figura 5 – Representação da excitação dos elétrons na incidência de fótons



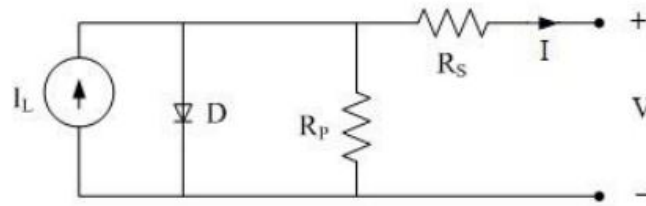
Fonte: :Pinho (2014)

2.3 A Célula Fotovoltaica

Como mencionado anteriormente, por meio do efeito fotovoltaico é possível converter a energia contida na radiação proveniente do sol em energia elétrica. Para tanto, utiliza-se as células fotovoltaicas para realizar esse processo de conversão. Segundo Zilles (2012) as células fotovoltaicas são dispositivos semicondutores construídos para aproveitar o efeito fotovoltaico para a produção de eletricidade. Tal efeito fotovoltaico ocorre quando a célula é exposta a radiação solar, se a célula não estiver conectada a nenhuma carga, aparecerá em seus terminais uma tensão denominada Tensão de Circuito Aberto (V_{oc}). Em contrapartida, caso uma carga esteja conectada em seus terminais, haverá circulação de corrente no circuito formado entre a carga e a célula (ZILLES, 2012). A Figura 6 apresenta o circuito equivalente para uma célula fotovoltaica, onde o diodo D representa a participação da junção p-n sem radiação solar, e R_p e R_s representam as resistências devido a pontos de curto-circuito na junção p-n e devido a junção metal-semicondutor das malhas metálicas e regiões de dopagem, respectivamente.

A corrente I pode ser calculada pela equação do diodo ideal conforme a seguinte

Figura 6 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica



Fonte: :Pinho (2014)

equação Pinho (2014).

$$I = I_L - I_0 \exp\left(\frac{qV}{nRT} - 1\right) \quad (2.2)$$

Em que:

I_L : Corrente fotogerada, em A;

I_0 : Corrente de saturação reversa do diodo, em A;

n : Fator de idealidade do diodo;

q : Carga do elétron, em C;

R : Constante de Boltzman;

T : Temperatura, em K;

2.4 Parâmetros Externos que Afetam as Características Elétricas

As características elétricas das células fotovoltaicas variam de acordo com o material utilizado em sua fabricação, os níveis de irradiação solar, a temperatura dos módulos, o tipo de associação série ou paralelo e etc. Vale ressaltar que a eficiência do módulo não deve ser utilizada como indicador de qualidade deste, uma vez que sua escolha deve se basear em diversos fatores, como, custo, durabilidade, reputação do fabricante dentre outros, (PINHO, 2014).

2.4.1 Influência das Tecnologias de Fabricação

Existem diferentes tipos de células que variam quanto ao material semicondutor utilizado e a disposição deste no dispositivo. Cada célula apresentará curvas características de cada material. A Figura 1 mostra as potências médias por unidade de área para as diferentes tecnologias de fabricação das células fotovoltaicas.

Tabela 1 – Áreas ocupadas por módulos 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 (2014)

2.4.2 Influência da Radiação Solar

A corrente de curto circuito I_{sc} de uma célula fotovoltaica pode ser relacionada com a irradiância incidente de acordo com a equação a seguir, (PINHO, 2014):

$$I_{sc} = I_{sc-stc} - \frac{G}{1000} \quad (2.3)$$

Em que:

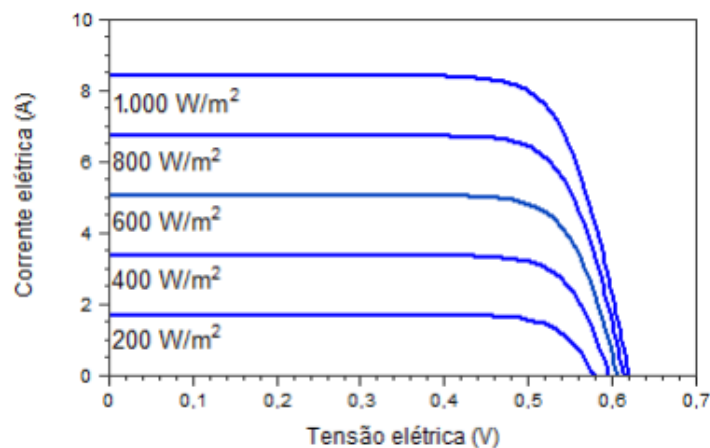
I_{sc} : Corrente de curto circuito da célula fotovoltaica, em A;

I_{sc-stc} : Corrente de curto circuito das células em Condições Padrões de Ensaio (CPE), em A;

G : Irradiância incidente em W/m^2 ;

A Figura 7 mostra a influência da variação da irradiação solar na curva I-V de uma célula fotovoltaica.

Figura 7 – Influência da variação de irradiação solar sobre a célula fotovoltaica.

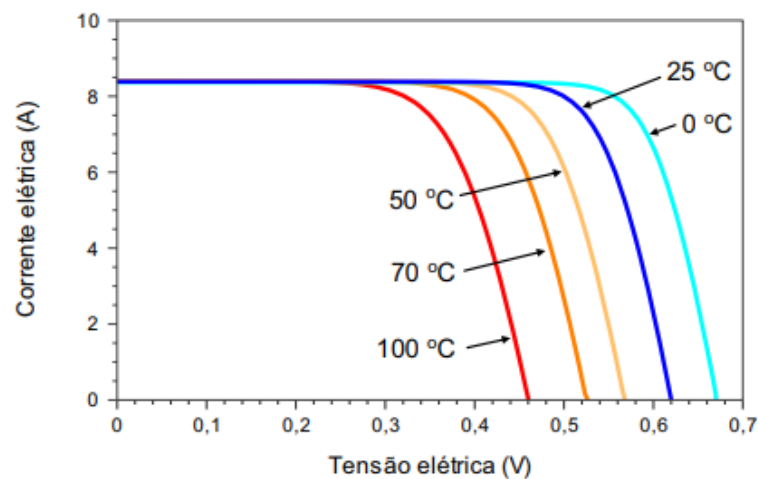


Fonte: Pinho (2014)

2.4.3 Influência da Temperatura

Segundo Pinho (2014), a eficiência da célula fotovoltaica é inversamente proporcional a temperatura. Portanto, com o aumento da temperatura a célula fotovoltaica tende a diminuir sua eficiência, isso se deve ao fato de que a tensão da célula fotovoltaica diminuir significativamente com o aumento da temperatura enquanto sua corrente sofre uma elevação quase desprezível, (ZILLES, 2012). A Figura 8 mostra o efeito da temperatura sobre a eficiência das células fotovoltaicas.

Figura 8 – Influência da variação de temperatura sobre a célula fotovoltaica.



Fonte: Pinho (2014)

2.5 Curva $I - V$ e Ponto de Máxima Potência

Um módulo fotovoltaico é geralmente identificado pela sua Potência Elétrica de Pico (Wp) onde a definição dessa grandeza é definida pelas condições de ensaio realizados considerando uma irradiância solar de 1000 W/m^2 a uma temperatura de , (PINHO, 2014). A partir da curva $I - V$ determinada sob as condições padrões de teste é possível obter os principais parâmetros que determinam a qualidade e desempenho dos módulos fotovoltaicos, dentre eles destaca-se Zilles (2012):

- Corrente de curto circuito (I_{sc});
- Tensão de Circuito Aberto (V_{oc});
- Tensão para Máxima Potência (V_{mp});
- Corrente para Máxima Potência (I_{mp});

- Ponto de Máxima Potência (P_{mp}).

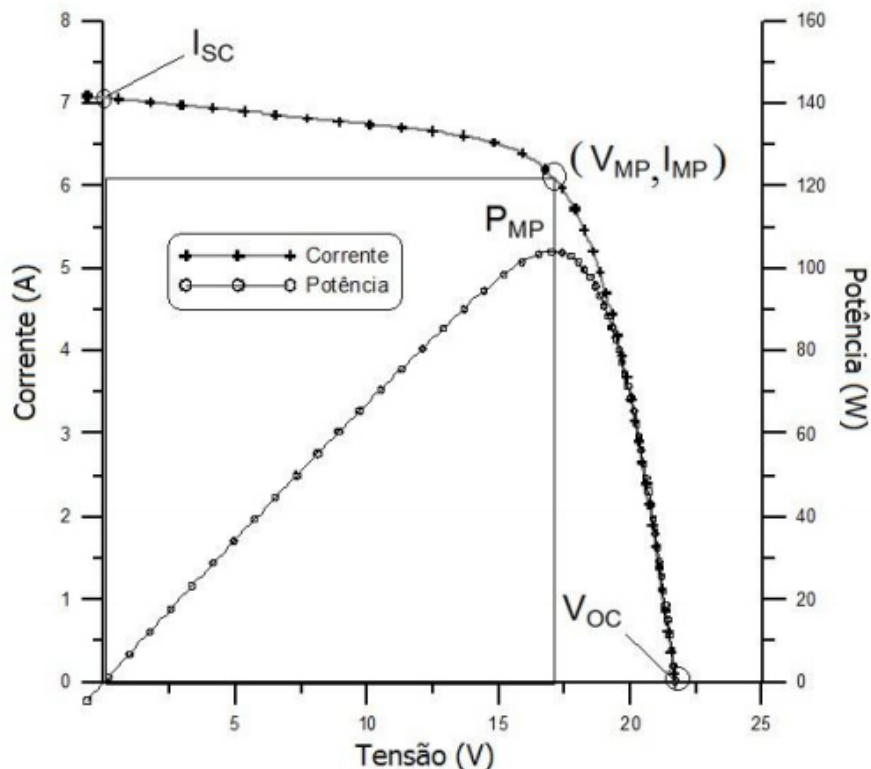
O ponto de máxima potência ocorre em razão de uma única combinação de valores de tensão e corrente. Os valores de P_{mp} e I_{mp} podem ser estimados tendo como base I_{sc} e V_{oc} conforme mostram as Equações 2.4 e 2.5:

$$V_{mp} = (0,75a0,9)V_{oc} \quad (2.4)$$

$$V_{mp} = (0,75a0,9)V_{oc} \quad (2.5)$$

A Figura 9 mostra a curva característica I-V e P-V de um módulo com potência nominal de 100 Wp.

Figura 9 – Curva característica I-V e P-V de um módulo com potência nominal de 100 Wp.



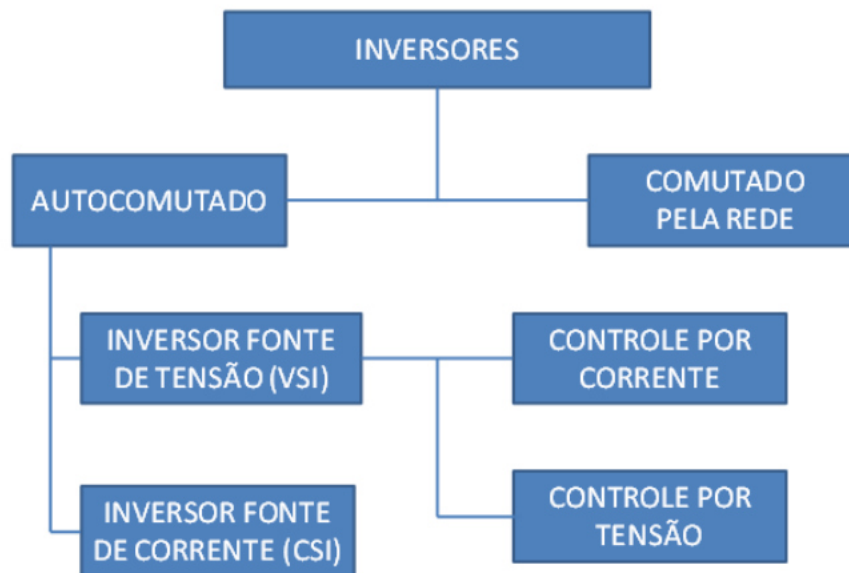
Fonte: Pinho (2014)

Para cada ponto na curva I-V, o produto entre a tensão e corrente representa a potência gerada para aquela condição de operação. O ponto de máxima potência corresponde, então, ao produto máximo entre esses valores.

2.6 Inversor

O inversor é o dispositivo responsável por efetuar a conversão da potência CC, fornecida pelo gerador fotovoltaico, em potência CA, que será injetada na rede elétrica, (ZILLES, 2012). Os inversores possuem alta eficiência, e utilizam um algoritmo de que monitora o ponto de máxima potência ou *Maximum Power Point Tracking (MPPT)* do gerador fotovoltaico, além de ser dotado de vários sistemas de proteção como mecanismos de anti-ilhamento, sincronismo com a rede elétrica, medição de parâmetros elétricos, dentre outras funções, (ALMEIDA, 2018). Os inversores são construídos com o auxílio de dispositivos semicondutores de potência, constituídos por chaves eletrônicas controláveis, podendo ser colocados em estado de condução ou de bloqueio, permitindo a conversão de tensão CC em CA ou vice versa, (PINHO, 2014). Dependendo do princípio de operação, os inversores podem ser divididos em dois grandes grupos: comutados pela rede (comutação natural) e autocomutados. A Figura 10 mostra a classificação dos inversores por princípio de operação.

Figura 10 – Classificação dos inversores de acordo com o princípio de funcionamento.



Fonte: Pinho (2014)

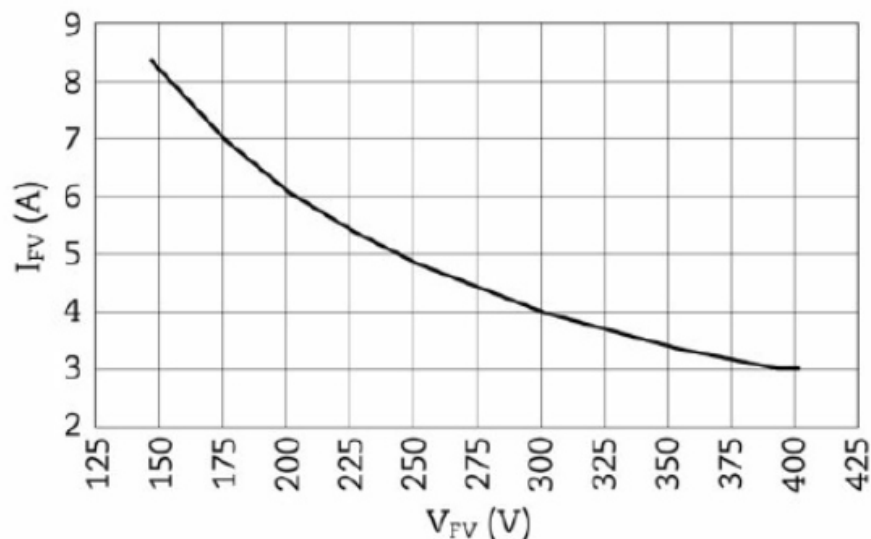
Segundo Pinho (2014), um inversor para sistemas fotovoltaicos deve apresentar as seguintes características:

- Alta eficiência de conversão, tanto em carga nominal quanto em cargas parciais;
- Alta confiabilidade;
- Operação em faixa ampla de tensão de entrada;

- Forma de onda senoidal com baixo conteúdo harmônico;
- Boa regulação na tensão da saída;
- Baixa emissão de interferência eletromagnética;
- Garantia de fábrica de, no mínimo, dois anos.

Em geral, esses equipamentos operam em uma larga faixa de tensão CC. A Figura 11 mostra a curva de isotensão de um inversor de 1000 W, onde a corrente de entrada é representada em função da tensão de entrada. Essa curva indica que o inversor pode tolerar correntes maiores que a corrente máxima de entrada, desde que a tensão fique dentro da faixa especificada pelo fabricante, (ZILLES, 2012).

Figura 11 – Curva de isotensão de um inversor de 1000 W.



Fonte: Zilles (2012)

Dentre as principais características técnicas do inversor, destacam-se aquelas referentes aos seus parâmetros elétricos, que são utilizados como base para o dimensionamento e seleção do inversor, dentre as quais pode-se destacar, (PINHO, 2014):

- Potência Nominal de Saída: Indica a potência que o inversor pode fornecer a carga em regime contínuo;
- Potência de Surto: Indica a capacidade do inversor em exceder sua potência nominal por certo período de tempo;
- Taxa de Utilização: Compreende o tempo que o inversor poderá fornecer energia em potência nominal;
- Tensão de Entrada: É a tensão CC do inversor. Este parâmetro deve ser especificado de acordo com os níveis de tensão fornecidos pelo gerador fotovoltaico;

- **Tensão de Saída:** É a tensão CA do inversor. A regulamentação da Aneel especifica que os inversores para Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede (SFCR) devem operar em baixa tensão para potências de até 100 kW, enquanto para potências superiores a 1 MW, a injeção deverá ser feita em de média tensão na rede de distribuição;
- **Regulação de Tensão:** Indica a variação de amplitude permitida na tensão de saída CA;
- **Fator de Potência:** O inversor deve ter um fator de potência nominal compatível com o fator de potência desejável para as cargas. Para o caso dos inversores utilizados no SFCR o fator de potência deve ser ajustado para inversores com potência superior a 3 kW com o intuito de não injetar excedentes reativos na rede elétrica;
- **Frequência da Tensão de Saída:** Indica a frequência da tensão CA de saída do inversor. O sistema brasileiro opera com frequência nominal de 60 Hz;
- **Grau de Proteção:** É dado pelo grau de proteção IP. Esta proteção abrange aspectos de proteção física e elétrica do aparelho.

2.6.1 Classificação dos Inversores

De acordo com Pinho (2014), os inversores para SFCRs são classificados como:

- **Inversores Centrais:** Inversores trifásicos de grande porte, com potência que vai de centenas de kWp a MWp, utilizados em usinas fotovoltaicas;
- **Inversores Multistring:** Inversores trifásicos ou monofásicos dotados de várias entradas independentes, para conexão de strings de módulos;
- **Inversores de String:** Inversores monofásicos dotados de apenas uma entrada, adequados para microgeração de até 10 kWp
- **Módulo CA:** Módulo fotovoltaico associado a um microinversor.

2.6.2 Aspectos Regulamentares

Os inversores para SFCRs devem atender os requisitos do item 5 do módulo 3 do Prodist ANEEL (2012), o que inclui dentre outras, a proteção anti-ilhamento e a exigência de transformador de acoplamento. No Brasil, a regulamentação da Aneel exige o transformador de acoplamento nos SFCRs de minigeração, ou seja, cuja potência instalada seja superior a 75 kWp e não ultrapasse 5 MWp, de forma caso estes não estejam incorporados no inversor, será necessário a utilização de um transformador externo para a conexão com a rede elétrica. Na Figura 12 é mostrado um comparativo entre as características de inversores para conexão com à

rede com e sem a utilização de transformador.

Figura 12 – Características de conexão do SFCR com e sem a utilização de transformador.

Com transformador	Sem transformador
<ul style="list-style-type: none"> - maior peso e volume - maiores perdas (perdas magnéticas e ôhmicas) o que resulta em menor eficiência - permite que o painel fotovoltaico opere numa tensão mais baixa - menor interferência eletromagnética - os circuitos c.c. e c.a são isolados - menores requisitos de proteção 	<ul style="list-style-type: none"> - menor peso e volume - maior eficiência, principalmente se não possuir estágio de conversão c.c.-c.c. (para isso tem que operar com tensão do gerador fotovoltaico superior à tensão de pico da rede) - maior interferência eletromagnética - pode ser necessária a instalação de dispositivos de proteção adicionais (disposto diferencial-residual, disjuntor de corrente direcional etc.), conforme a regulamentação local, devido à falta de isolamento entre os circuitos c.c. e c.a.

Fonte: Pinho (2014)

No Brasil, o inversor para a conexão com a rede deve atender a norma NBR 16149 (2013), que estabelece parâmetros como: faixa de tensão e frequência, Taxa de Distorção Harmônica Total (THD), proteção contra ilhamento, fator de potência e etc.

3 AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

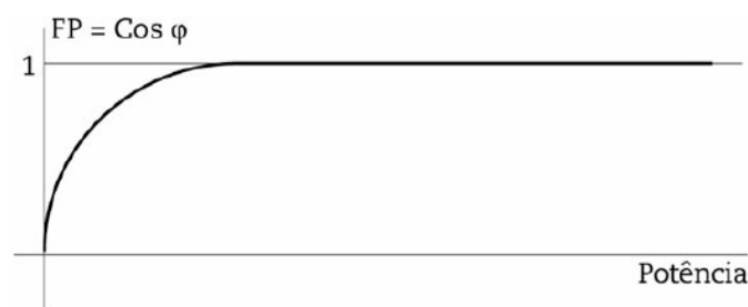
3.1 Interações com o Sistema de Distribuição

Atualmente o cenário brasileiro não apresenta uma alta concentração de geradores conectados às redes de distribuição. No entanto, a quantidade destes equipamentos e a respectiva potência instalada encontram-se em um estágio de crescimento acelerado. Assim, os impactos provenientes do aumento da potência injetada nas redes de distribuição devem ser considerados. Uma grande concentração de geradores, bem como pesquisas realizadas sobre o assunto em diversas universidades ao redor do mundo apontam para a existência de impactos como alterações nos níveis de tensão da rede, desbalanceamento de fases, danos aos transformadores devido às constantes mudanças de taps, alterações no fator de potência, distorções na qualidade de energia dentre outros impactos que serão apresentados nos tópicos seguintes.

3.2 Fator de Potência

A Resolução ANEEL N° 456/2000 define o fator de potência como um índice que mostra o grau de eficiência em que um determinado sistema elétrico está sendo utilizado. Esse índice pode assumir valores de 0 a 1 podendo ser indutivo ou capacitivo. Geralmente, os inversores modernos para sistemas fotovoltaicos são configurados para operar com fator de potência (FP) unitário quando operam na potência nominal, convertendo ao máximo a produção de potência ativa do gerador solar fotovoltaico. Portanto, para inversores que injetam somente potência ativa na rede, a corrente injetada deve ter a mesma forma de onda da tensão Zilles (2012). A Figura 13 mostra a curva do FP em função da potência nominal de um inversor para SFCR.

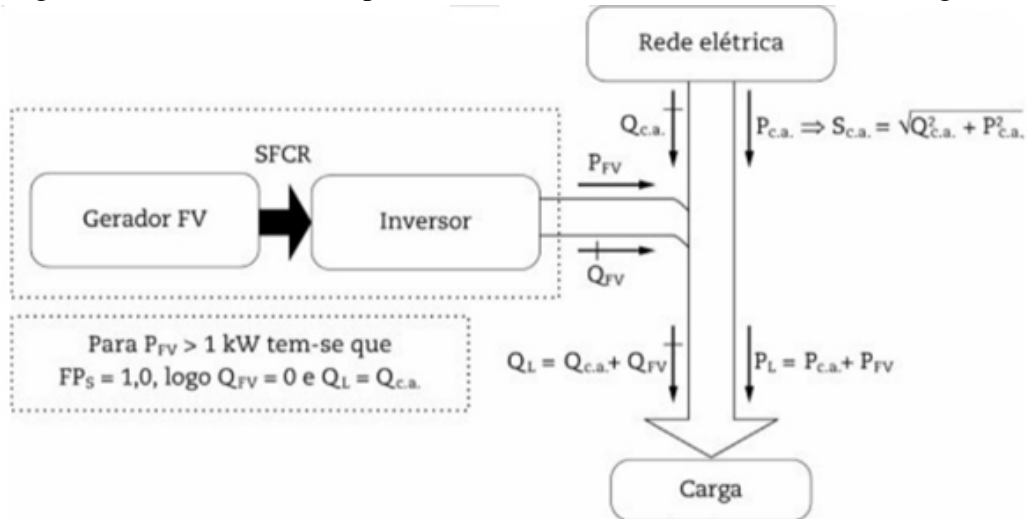
Figura 13 – : Fator de potência em função da potência de saída de um inversor.



Fonte: Zilles (2012).

Durante a geração e consumo simultâneos a potência ativa vista pela rede diminui, ao passo que a potência reativa permanece constante, conseqüentemente há uma diminuição do fator de potência conforme ilustra a Figura 14.

Figura 14 – Intercâmbio de potência entre a rede elétrica, o SFCR e a carga.



Fonte: Adaptado de Zilles (2012).

O baixo FP reflete na redução de potência ativa, aumentando a circulação de potência reativa na rede, causando perdas através dos condutores, interferência nas cargas, diminuição da eficiência, entre outros, (SILVA, 2018). De acordo com as considerações da norma IEEE-929/2000 a unidade de geração deve operar com fator de potência superior a 0,85 sempre que sua saída exceda 10% de sua potência nominal. Entretanto, a referida norma também estabelece que com o consentimento da concessionária de energia a unidade poderá operar com um fator de potência inferior. A NT-Br 010 (2016), da Enel Distribuição Ceará estabelece que o sistema de geração deve garantir o ponto de operação dentro das faixas de fator de potência, mesmo quando o limite de potência injetada for superior à 20% da potência nominal do gerador, conforme a Figura 15.

Figura 15 – Faixa de fator de potência para GD do sistema elétrico da Enel Distribuição Ceará.

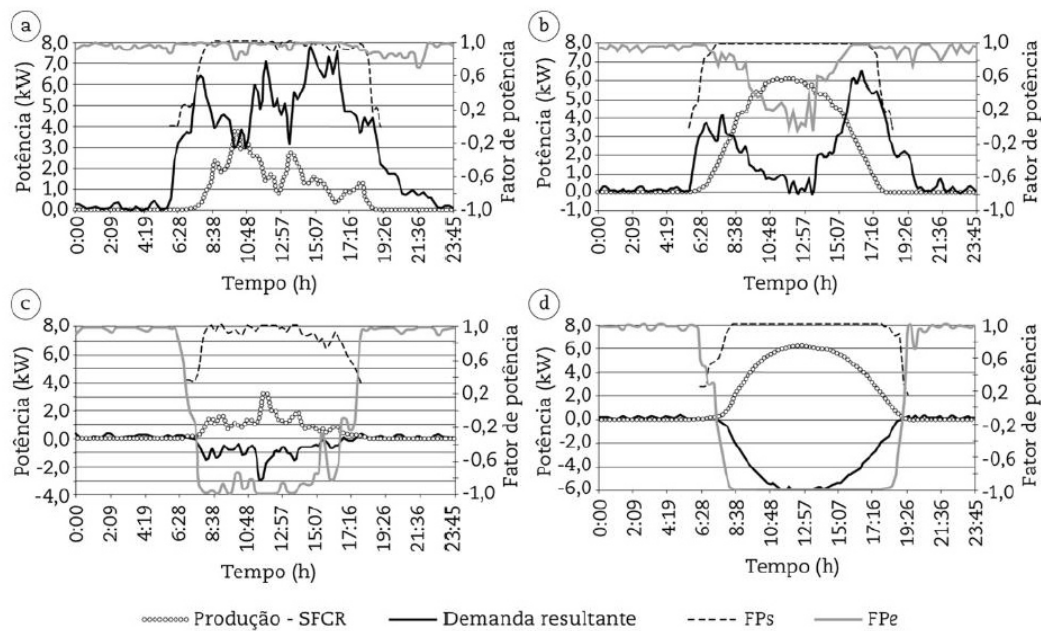
Potência Nominal – P _n (kW)	Faixa de fator de potência	Fator de potência configurado em fábrica
$P_n \leq 3$	0,98 indutivo – 0,98 capacitivo	1
$3 < P_n \leq 6$	0,95 indutivo – 0,95 capacitivo	1
$P_n > 6$	0,90 indutivo – 0,92 capacitivo	1

Fonte: NT-Br 010 (2016)

Segundo Zilles (2012), dependendo do equilíbrio entre a demanda da Unidade Consumidora (UC) e geração do SFCR, há uma variação significativa no fator de potência da entrada da instalação, podendo variar entre altos e baixos.

A Figura 16 mostra o comportamento do FP referente a entrada de uma UC ao longo de quatro dias com diferentes perfis de produção e consumo de eletricidade. Como se pode observar o fator de potência resultante (FPe) da instalação pode atingir valores muito baixos quando há o equilíbrio entre a potência gerada e a potência consumida pela carga, como foi discutido anteriormente, podendo chegar bem próximo de zero para valores elevados de potência gerada.

Figura 16 – : Variação do fator de potência da instalação e do SFCR ao longo do dia: (a) dia útil com céu nublado; (b) dia útil com céu claro (c) dia não útil com céu nublado; (d) dia não útil.



Fonte: Huawei (2014).

Portanto dependendo do nível de produção e do perfil de carga, há uma maior ou menor influência no fator de potência da instalação.

3.2.1 Qualidade de Energia

Um problema de qualidade de energia pode ser definido como qualquer distorção de ordem elétrica que se manifesta em perturbações de tensão, corrente ou frequência ocasionando danos ou operação incorreta do equipamento do usuário (RAMPINELLI1, 2011). A interface entre a conexão do SFCR e a rede elétrica é feita através do inversor de frequência, que permite a

conversão de a potência em corrente contínua, proveniente do arranjo fotovoltaico, em potência em corrente alternada que em condições normais será injetada na rede elétrica. Segundo Pinho (2014), os inversores podem gerar índices harmônicos na rede elétrica e causar grandes impactos na qualidade de energia. Para o fornecimento de boa qualidade, o funcionamento do SFCR não deve proporcionar alterações significativas na rede. Segundo a IEEE-519, para aplicações de baixa tensão a THD total de tensão e corrente não deve ser superior a 5%, (ZILLES, 2012). Contudo a NT-Br 010 (2016) da Enel Distribuição Ceará, estabelece que os limites de distorção harmônica não podem ser superiores aos valores apresentados na Figura 17:

Figura 17 – Limites de distorção harmônica de corrente para GD do sistema elétrico da Enel Distribuição Ceará.

Harmônicas ímpares	Limite de distorção (%)
3° a 9°	< 4,0
11° a 15°	< 2,0
17° a 21°	< 1,5
23° a 33°	< 0,6
Harmônicas pares	Limite de distorção (%)
2° a 8°	< 1,0
10° a 32°	< 0,5

Fonte: Adaptado de citeonlineNTBR010.

A Tabela 2 mostra as especificações técnicas do inversor Huawei SUN2000-20 KTL utilizado na planta em estudo, fornecidas pelo fabricante, para tensão de operação de 380 V.

Tabela 2 – Especificações de saída do inversor Huawei SUN 2000-20 KTL.

Potência ativa nominal	20000 W
Máxima potência aparente	22000 VA
Máxima potência ativa	22000 W
Tensão nominal	220/380 V
Frequência nominal	50/60 Hz
Corrente nominal	30,4 A
Máxima corrente de saída	33,5 A
Faixa de ajuste de fator de potência	0,8 cap à 0,8 ind
TDH	< 3%

Fonte: Adaptado: Huawei (2014).

Os valores de THD de corrente obtidos pelo analisador de energia são apresentados na

Tabela ??, os valores de THD de tensão não ultrapassaram o limite estabelecido pelo fabricante, chegando a valores máximos de 2,9% .

Tabela 3 – Taxa de Distorção Harmônica Total de Corrente.

Horário do dia	<u>Ia</u>	<u>Ib</u>	<u>Ic</u>	<u>TDH-Ia (%)</u>	<u>TDH-Ib (%)</u>	<u>TDH-Ic (%)</u>
05:30	0,56	0,43	0,47	202,4	118,3	175,6
06:30	2,45	2,46	2,55	27,3	21,6	22,9
07:30	16,26	16,34	16,41	4,2	3,6	22,9
08:30	30,23	30,35	30,42	2	1,8	1,7
09:30	39,27	39,41	39,47	1,8	1,5	1,6
10:30	44,89	45,05	45,11	1,5	1,4	1,6
11:30	47,22	47,38	47,43	1,6	1,4	1,6
12:30	46,15	46,31	46,36	1,7	1,4	1,6
13:30	42,91	43,07	43,12	1,9	1,6	1,8
14:30	35,24	35,37	35,42	2,1	1,9	2
15:30	20,35	20,42	20,5	3,7	3	3,5
16:30	6,73	6,87	6,87	11,2	9,4	10,2
17:30	0,81	0,78	0,85	129,3	93,7	91,7

Fonte: O Próprio Autor

Em potências próximas da potência nominal o conteúdo harmônico na corrente, que é pequeno, é devido principalmente aos harmônicos ímpares de baixa ordem. A distorção harmônica total tende a aumentar a medida que o nível de carregamento do inversor diminui (RAMPINELLI, 2011). De acordo com Tabela ??, a medida que a potência de geração diminui as distorções harmônicas de corrente aumentam, portanto esses valores atingem picos durante a manhã, quando se inicia a geração, e ao final da tarde que compreende o período em que há diminuição da geração, é importante destacar que nesse intervalo de início e fim da geração as correntes nominais geradas pelo SFCR têm valores reduzidos o que diminui o impacto gerado pelos harmônicos. Na condição de geração próxima a nominal, 10:30 horas e 14:30 horas, os valores de THD não ultrapassaram o limite estabelecido pelo fabricante. Conclui-se que variações que perturbem a geração do SFCR, como nuvens, variação de temperatura ou de irradiação solar, podem influenciar diretamente na qualidade de energia entregue pelo inversor, que quando opera em potências distantes de sua potência nominal, pode causar danos a rede de distribuição.

3.2.2 Elevação de Tensão

As perturbações de tensão representam o maior e mais comum problema reportado associado à alta penetração de geração distribuída fotovoltaica em sistemas de distribuição (TARANTO, 2017). O aumento dos níveis de tensão é mais preocupante quando o nível de carregamento da rede é baixa, já que toda a energia gerada não consumida poderá ser exportada de volta para a subestação (PADILHA, 2010). Isso sugere que o aumento da tensão durante os períodos de mínima demanda é um dos fatores limitantes da injeção de potência ativa dos geradores distribuídos na rede.

De acordo com o PRODIST, os limites máximo e mínimo para uma tensão de atendimento adequado em um ponto de conexão são:

a) a tensão a ser contratada nos pontos de conexão pelos acessantes atendidos em tensão nominal de operação superior a 1 kV deve situar-se entre 0,95 p.u. e 1,05 p.u. da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão;

b) no que se refere ao disposto na alínea “a”, poderá ser contratada tensão intermediária entre os terminais de derivação padronizados, desde que em comum acordo entre as partes;

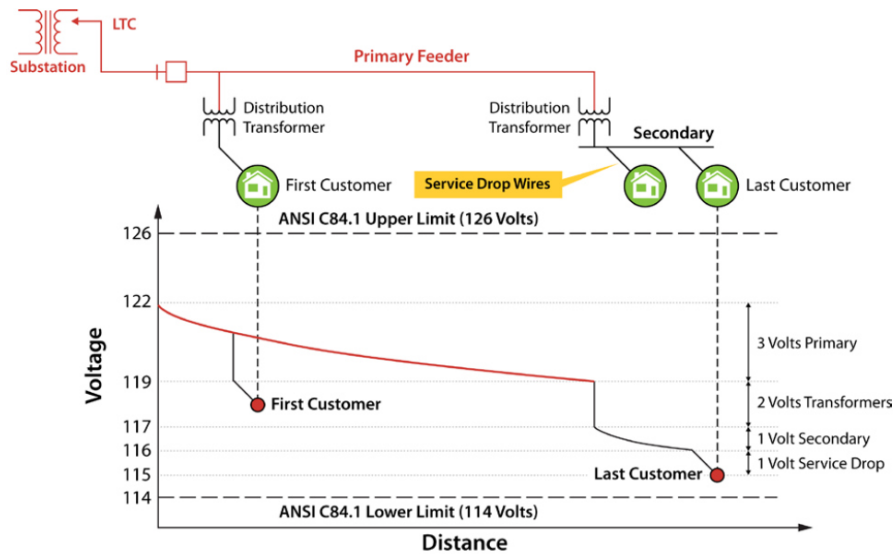
c) a tensão a ser contratada nos pontos de conexão pelos acessantes atendidos em tensão igual ou inferior a 1 kV deve ser a tensão nominal do sistema.

Historicamente, o SEP foi projetado para alimentar sistemas unidirecionais, com cargas radiais. Entretanto, com o aumento da popularização das fontes alternativas de energia, o sistema elétrico passa por uma necessidade de flexibilização devido ao fluxo reverso de potência presente principalmente na condição de carga leve. A Figura 18 ilustra o comportamento da tensão ao longo de um alimentador em função de sua distância.

Quando uma GD se conecta a um alimentador e injeta potência no mesmo, a tensão no ponto de conexão aumenta (TARANTO, 2017). Desta forma, uma alta penetração de geração distribuída em um sistema de distribuição pode causar sobretensões em determinados pontos do sistema, conforme mostrado na Figura 19.

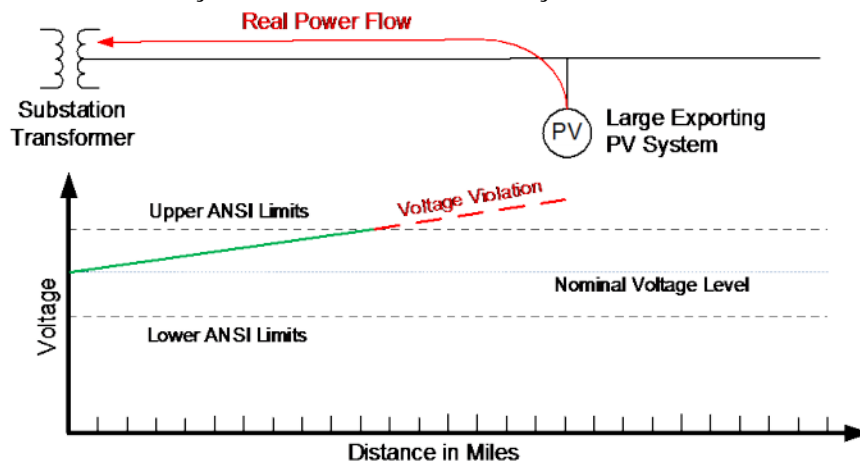
Os impactos da inserção da geração distribuída sobre a tensão nos sistemas de distribuição podem ser reduzidos ou eliminados utilizando inversores avançados em inglês *smart inverters* capazes de absorver ou injetar potência reativa na rede (TARANTO, 2017). Esta tecnologia pode reduzir a necessidade da instalação de equipamentos adicionais de regulação de tensão.

Figura 18 – Queda de tensão em um alimentador de distribuição em função da distância até a subestação.



Fonte: Taranto (2017)

Figura 19 – Queda de tensão em um alimentador de distribuição em função da distância da subestação.



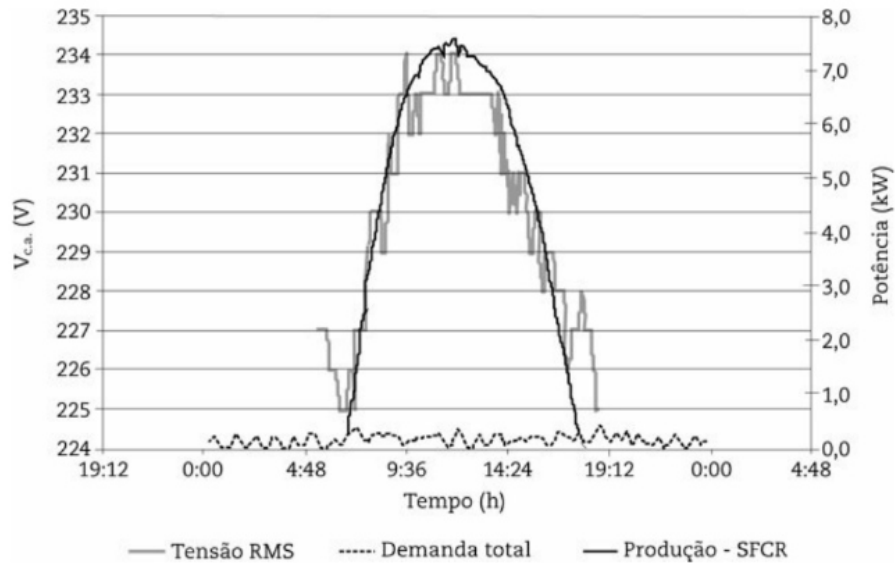
Fonte: Taranto (2017)

A Figura 20 mostra a variação dos valores RMS de um SFCR composto de oito inversores em um dia não útil. Os valores de tensão chegam próximos a 234 V no ponto de conexão que representa um aumento de 6,4% acima do valor nominal de 220 V.

Pode-se dizer que nessa situação o desequilíbrio entre geração e consumo faz com que a tensão atinja valores elevados, (ZILLES, 2012). Já em dias com consumo mais elevado, os níveis atingem valores menores chegando a 4,1% em relação a tensão nominal, chegando a 229 V conforme ilustrado na Figura 21.

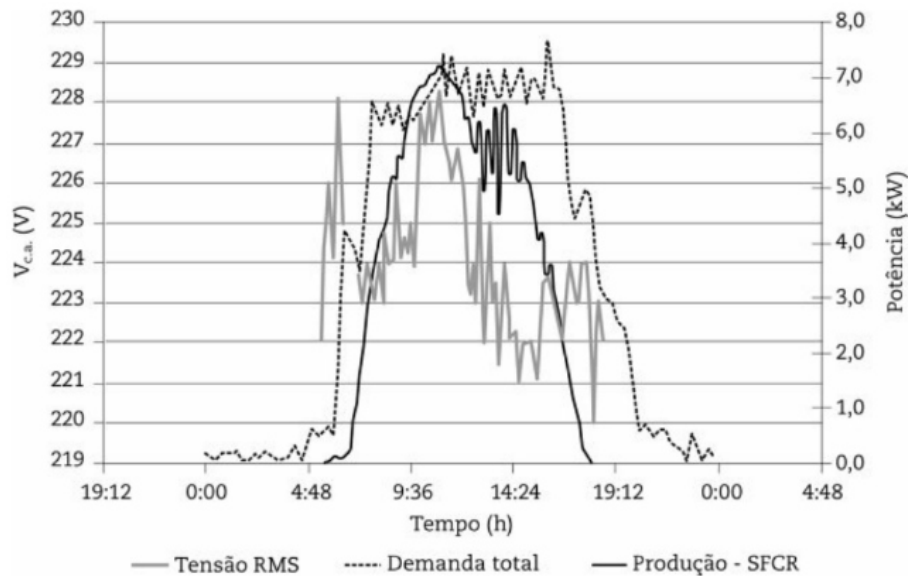
Portanto, o equilíbrio entre geração e consumo é um aspecto que influencia significativamente na qualidade de energia entregue pelo SFCRs.

Figura 20 – Variação do valor RMS da tensão de um SFCR em um dia não útil.



Fonte: Zilles (2012).

Figura 21 – Variação do valor RMS da tensão de um SFCR em um dia útil.



Fonte: Zilles (2012).

Em relação ao sistema de proteção de acordo com a NT-Br 010 (2016), da Enel Distribuição Ceará o sistema de geração deve garantir que as proteções de sobretensão e subtensão no ponto de conexão para unidades consumidoras conectadas em média tensão devem ser ajustadas conforme Figura 22

Figura 22 – Ajuste de sobretensão e subtensão para rede de média tensão para GD do sistema elétrico da Enel Distribuição Ceará.

Faixa de tensão no ponto de conexão (% TR)	Tempo de desconexão (s)
$TL \geq 1,20$	0,5
$1,10 \leq TL < 1,20$	10
$0,8 < TL < 1,10$	Operação Normal
$0,7 < TL \leq 0,8$	10
$TL \leq 0,7$	1,5

NOTA: TL – Tensão de Leitura, TR – Tensão de Referência

Fonte: NT-Br 010 (2016).

3.2.3 Reguladores de Tensão

3.2.3.1 Dispositivos de Regulação de Tensão

Flutuações de tensão são principalmente originadas pela variação ao longo do dia no carregamento da rede de distribuição. Para exercer o controle dessas flutuações, diversos dispositivos são utilizados, com finalidade de minimizar esses efeitos, como banco de capacitores ou reguladores de tensão

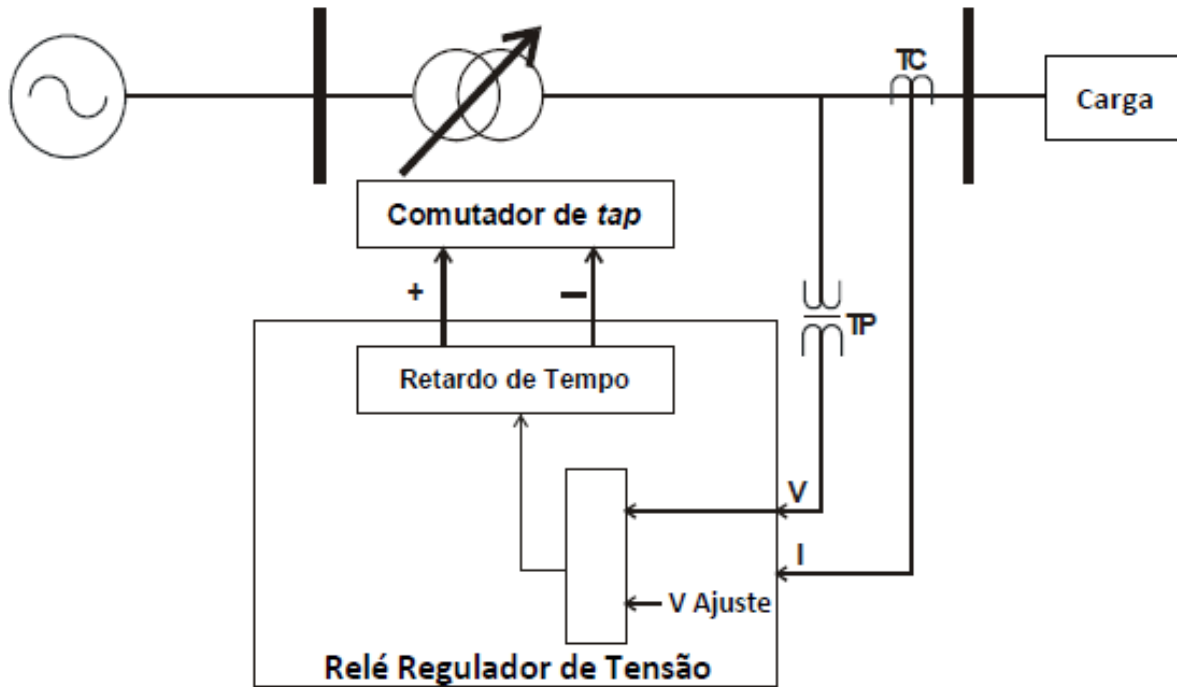
3.2.3.2 Transformadores com Comutação de TAP

Os transformadores possuem um mecanismo de comutador de tap sob carga (OLTC) que permite realizar o ajuste dos níveis de tensão em magnitude e ângulo. Normalmente, os reguladores atuam numa faixa de 10% aumentando ou diminuindo os níveis para valores adequados de tensão (PADILHA, 2010). Estes dispositivos são de extrema importância no SEP e ajudam a prevenir sub/sobretensões ao longo da rede, permitindo seu ajuste para valores admissíveis para os consumidores.

A operação de comutação de tap é realizada por meio de uma chave rotatória que fecha o contato de passo da bobina de um transformador. O tap varia o número de espiras de um dos enrolamentos, que geralmente se encontra no lado primário, permitindo o ajuste de tensão no lado secundário. O tap é comandado por um relé regulador automático, conhecido como “relé 90”, que monitora e analisa a tensão no lado secundário do transformador e comanda as operações de comutação de tap conforme for configurado (PADILHA, 2010). A Figura 23 mostra o arranjo interno do controlador de tensão, seu fator limitante inclui a desconsideração da

queda de tensão ao longo do alimentador:

Figura 23 – Esquema do relé regulador automático de tensão.



Fonte: Padilha (2010)

3.2.3.3 Autotransformadores Reguladores de Tensão

Segundo Reis (2016), o tipo mais comum de regulador de tensão utilizado pelas concessionárias é aquele constituído por um autotransformador monofásico, imerso em óleo isolante, com vários terminais, derivações ou taps no secundário, que constituem os degraus de tensão. Normalmente, possuem uma faixa de ajuste da magnitude de tensão que vai de -10 % a +10 % da tensão nominal da rede espaçados em 32 posições (PADILHA, 2010). A Enel Distribuição Ceará utiliza, em seu sistema de distribuição, reguladores de tensão monofásicos, formando bancos de dois reguladores com ligação em delta aberto ou três reguladores com ligação em delta fechado, PE-034 (2008). Outro tipo de conexão possível para essa operação é a estrela aterrada. Na Figura 24 são apresentadas as características dos reguladores de tensão utilizados pela concessionária.

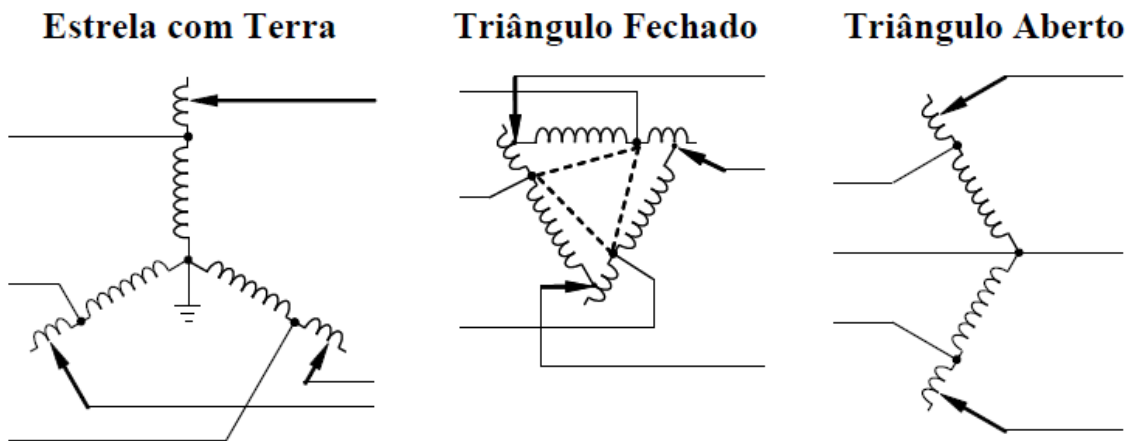
Figura 24 – Características dos reguladores de tensão utilizados pela Enel Distribuição Ceará.

Quantidade de reguladores	Corrente (A)	Potência (KVA)	Tensão (KV)	Nº de degraus
2	100	138	13,8	32
3				
2	200	276	13,8	32
3				
2	300	414	13,8	32
3				

Fonte: PE-034 (2008).

Os reguladores de tensão trifásicos controlam as três fases simultaneamente, e seus tipos de conexão são apresentados na Figura 25.

Figura 25 – Conexões trifásicas para autotransformador como regulador de tensão.



Fonte: ??)

3.2.3.4 Reguladores do Tipo A e do Tipo B

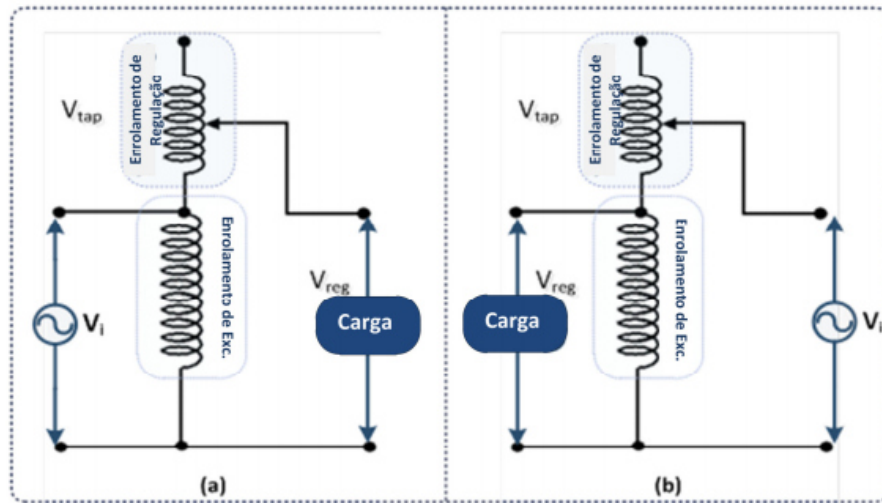
A Norma ANSI/IEEE C57.15 classifica os reguladores de tensão com comutador de tap's em dois grupos: Tipo A e Tipo B, sendo:

I – Tipo A: O enrolamento de excitação está em paralelo com a fonte de alimentação, fazendo com que seja submetido diretamente às variações de tensão da fonte;

II – Tipo B: O enrolamento de excitação é localizado no lado da carga, de forma que seja submetido à tensão regulada.

Como comentado anteriormente, a inserção de geração distribuída pode influenciar significativamente na operação do regulador de tensão, sobretudo porque insere uma nova fonte de geração nos terminais do regulador.

Figura 26 – Diagrama esquemático do regulador de tensão: (a) Tipo A e (b) Tipo B.



Fonte: Reis (2016).

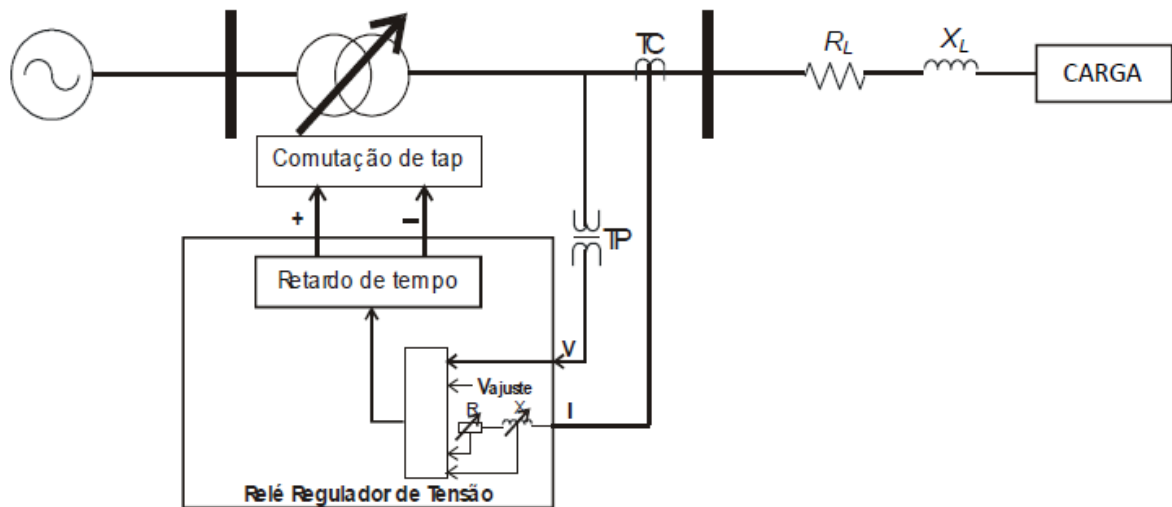
3.2.3.5 Reguladores de Tensão com Compensadores de Queda de Linha (LDC)

Os controles de tensão implementados na prática são bem mais complexos do que o apresentado na Figura 27, uma das justificativas é considerar a queda de tensão ao longo do alimentador, através de uma estratégia conhecida como *Line Drop Compensation* (LDC). A compensação de queda de linha é um ajuste que simula a impedância da linha desde o regulador de tensão e a carga, (BURATTI, 2016). A partir do sinal de corrente captados pelo Transformador de Corrente (TC), as quedas de tensão existentes na linha são simulados por meio de um modelo interno da impedância da rede de distribuição (BURATTI, 2016), que baseado na corrente do secundário do TC os parâmetros de linha, valores de resistência e reatância, são configurados manualmente, correspondendo a impedância equivalente ($Z_{eq} = RL + jXL$) entre o regulador e a carga, (PADILHA, 2010). Quando o centro de carga localiza-se no terminal de saída do regulador, a impedância equivalente da linha recebe o valor zero e a medida que a carga se distancia do ponto de conexão a impedância equivalente tende a aumentar, representando uma maior queda de tensão. Na Figura 27 é ilustrado o esquema do regulador de tensão com LDC.

Sobre as contribuições necessárias ao LDC, cabe aqui um resumo das principais características Kersting (2002):

- Tensão de referência: É a tensão que deseja-se obter no terminal do regulador ou em uma barra remota do alimentador. É a configuração chave do relé de controle e a tensão alvo a ser alcançada por este, possibilitando uma melhor condição operacional do equipamento;

Figura 27 – Esquema do relé regulador de tensão com LDC.

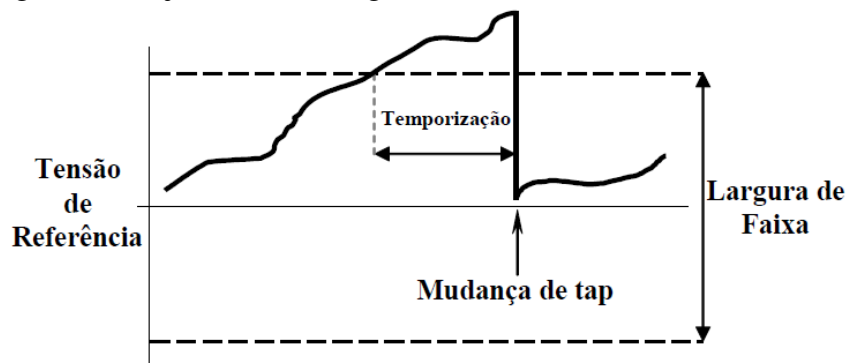


Fonte: Padilha (2010).

- Largura de faixa: tolerância aceitável para os ajustes de tensão de referência, isto é, a variação de tensão permitida entre a tensão de referência e a tensão provocada pela carga. Os níveis de tensão na carga poderão variar cerca de metade dessa margem de variação. No caso dos relés da Enel, a largura de faixa é de 2 V, ou seja, sendo a tensão de referência de 120 V o relé vai comutar os taps para que a tensão se enquadre entre 119 e 121 V
- Temporização ou Tempo morto: É o tempo de espera (delay) para iniciar a execução dos comandos de tap, a partir do momento em que a tensão viola os limites estabelecidos. Isso ajuda a evitar o excesso de acionamentos no comutador para pequenas variações de tensão;
- Compensação de queda de tensão na linha – LDC: Tem como função compensar a queda de tensão da linha entre o regulador e um centro de carga.

Esses ajustes estão graficamente representados na Figura 28.

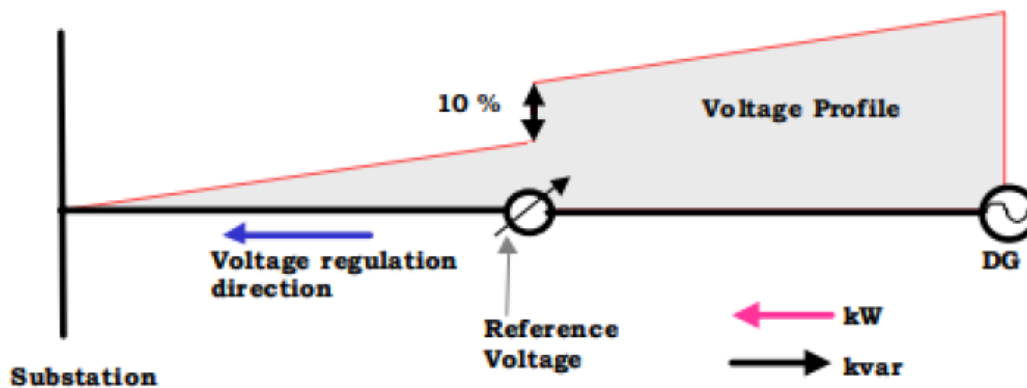
Figura 28 – Ajustes do relé regulador de tensão.



Fonte: Usida (2007).

Quando uma GD de potência considerável é inserida imediatamente a jusante do regulador de tensão, a corrente que sai da subestação e passa pelo regulador é reduzida, o que pode levar o regulador a interpretar esse cenário como carga leve. Em resposta disso o LDC baixa o tap, reduzindo a tensão de fornecimento das cargas Tavares (2018). A Figura 29 mostra a atuação do regulador em fluxo reverso de potência.

Figura 29 – Atuação do regulador de tensão em fluxo reverso.



Fonte: Tavares (2018).

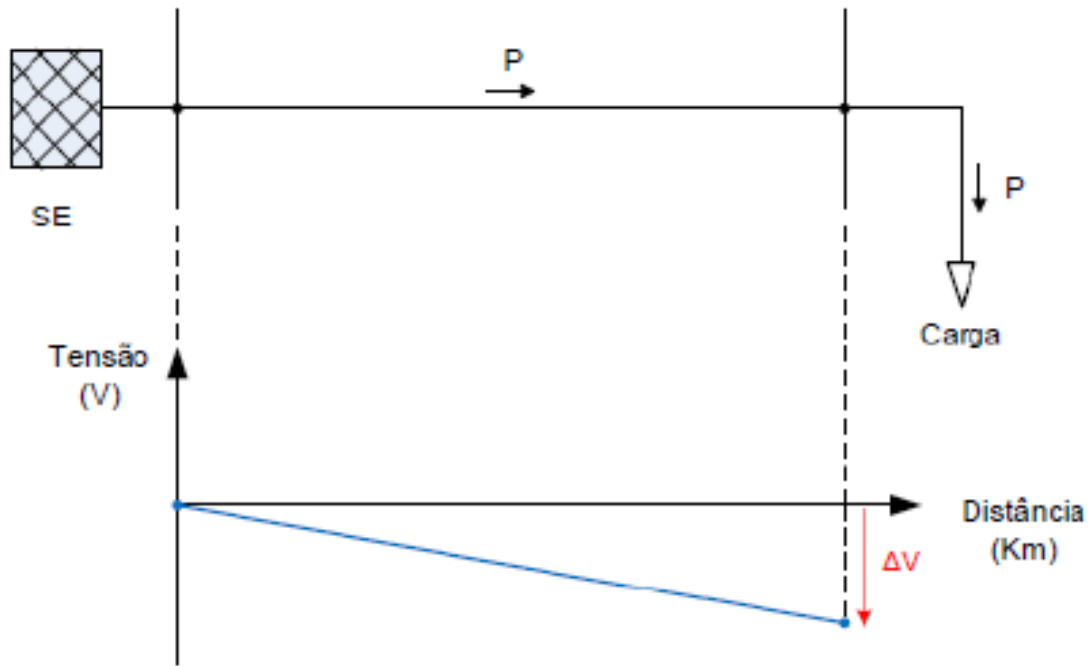
3.2.3.6 Fluxo Reverso de Potência

Com uma grande concentração de geração fotovoltaica em determinada área, e a situação de carga coincida com a elevada radiação solar o SFCR poderá atender a carga e injetar o excedente de energia na rede elétrica.

A GD pode causar impactos na rede de distribuição da concessionária de energia elétrica, principalmente se a penetração for elevada. A rede convencional, concebida tipicamente como radial alimentado por geração centralizada, suporta determinada quantidade de GD sem a necessidade de alterações, porém a medida que os níveis de geração aumentam são necessários mudanças para que a rede se adeque a nova configuração estabelecida, (VIEIRA, 2016).

A Figura 30 mostra um sistema de distribuição com um fluxo de potência unidirecional, onde o fluxo de potência flui da subestação até a carga.

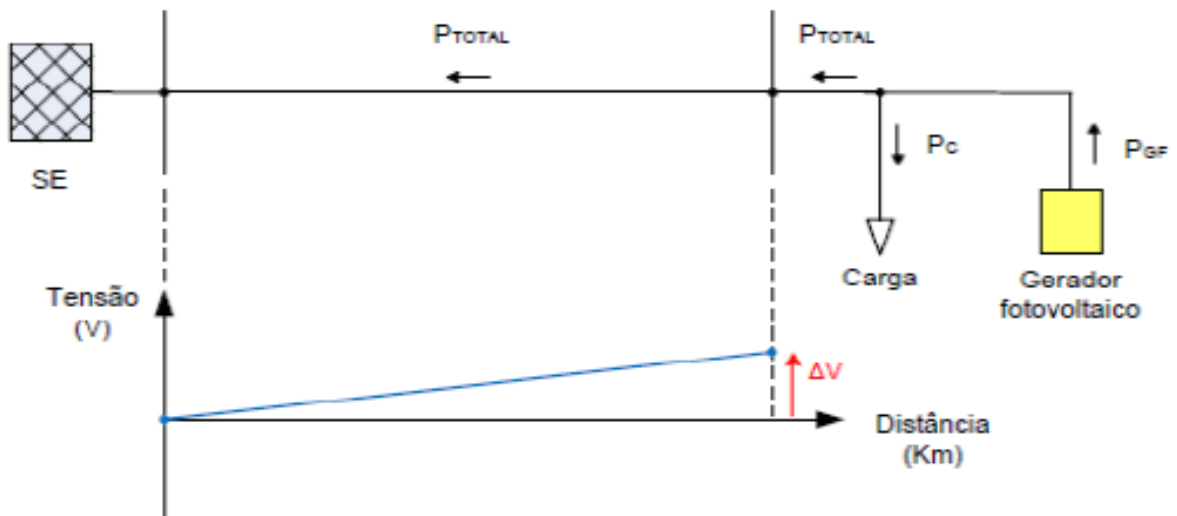
Figura 30 – Cenário tradicional de um sistema de distribuição.



Fonte: Vieira (2016).

As GDs fotovoltaicas dependem de fatores como temperatura, irradiação solar assim esse tipo de geração de energia possui uma natureza variável em sua geração. Em situações em que a geração é superior ao consumo, o SFCR passa a injetar potência na rede, assim, o fluxo de potência flui da GD para a subestação conforme a Figura 31.

Figura 31 – Cenariogeracaosuperiorfluxoreverso.



Fonte: Vieira (2016).

No entanto, a inversão do fluxo de potência pode causar problemas na coordenação e operação do sistema de proteção e na regulação de tensão. No que diz respeito aos condutores e transformadores de taps fixos, não apresentam grandes impactos uma vez que tais equipamentos funcionam adequadamente em ambos os sentidos fluxo de potência. Entretanto, quanto a coordenação da proteção e transformadores com comutadores sob carga pode ocorrer problemas com o fluxo de potência reverso, que pode “enganar” os relés reguladores de tensão responsáveis pela comutação, conduzindo a problemas de tensão (VIEIRA, 2016).

3.2.3.7 *Perdas Técnicas*

As perdas técnicas ao longo de um alimentador são resultado do Efeito Joule, provocado pela circulação de corrente elétrica através dos condutores e demais equipamentos da rede elétrica. Portanto os fatores determinantes para o nível de perdas são, principalmente, o carregamento do alimentador e as impedâncias dos condutores utilizados. A inserção da GD modifica o nível de carregamento do alimentador, afetando diretamente as perdas técnicas. Segundo o Módulo 7 do Prodist o cálculo das perdas técnicas é realizado de modo a considerar os segmentos e os equipamentos dos sistemas de distribuição (segmentos de rede, ramais, transformadores, reguladores e medidores) e os subgrupos de tensão (A1, A2, A3, A3a, A4 e B) aos quais esses segmentos e equipamentos pertencem. Ao reduzir o fluxo de potência que sai da subestação, a corrente resultante ao longo da rede reduz, conseqüentemente diminui as perdas técnicas ao longo dos condutores. Entretanto, em situações de carga leve, a GD pode assumir valores elevados de geração aumentando as perdas técnicas do sistema.

4 SOFTWARE OPENDSS

Os softwares de simulação são ferramentas extremamente úteis no campo de estudos de engenharia, possibilitando condições próximas as reais de operação que trazem uma maior praticidade e confiabilidade na obtenção dos resultados (SEXAUER, 2016). O software OpenDSS modela seus sistemas elétricos em regime permanente, ou seja, utiliza como ferramenta de cálculo o domínio fasorial. Os blocos básicos para a construção de um sistema elétrico são os elementos de transporte e conversão de energia, que unidos aos elementos de mediação permitem a modelagem de circuitos (MONTENEGRO, 2018). Baseado nesse contexto, apresentam-se neste capítulo as principais características e funcionalidades do OpenDSS bem como suas principais funções e aplicações.

4.1 Histórico

O desenvolvimento do software se iniciou em 1997 através da empresa de tecnologia Eletrotek Concepts, e seu desenvolvimento foi conduzido por Roger Dugan e Tom McDermott. Devido há algumas limitações dos métodos e ferramentas presentes naquela época, a equipe de desenvolvimento da Eletrotek pouco avançou nos trabalhos do software que até então se chamava *Distribution System Simulator* (DSS). Em 2004 a *Electric Power Research Institute* (EPRI) adquiriu o software e devido ao seu interesse sobre estudos avançados de Geração Distribuída (GD) e redes de distribuição, atribuiu a necessidade de aprimoramento do software para essa finalidade específica. Em 2008 a EPRI lançou o software DSS sob licença livre, que passou a ser chamado de OpenDSS. O OpenDSS é implementado em duas versões. A primeira corresponde a um programa executável autônomo *Component Object Model* (COM) e a segunda a um servidor implementado a partir de uma *Dynamic Link Library* (DLL). Na versão autônoma há uma interface de usuário que permite a descrição de circuitos, a solução e a visualização de resultados. No segundo caso, o OpenDSS pode ser controlado por uma variedade de plataformas de softwares existentes com Python e VBA. O software é capaz de realizar novos tipos de análises que são necessárias para atender as necessidades futuras relacionadas as Redes Elétricas Inteligentes, (SEXAUER, 2016).

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

- Fluxo de potência instantâneo
- Fluxo de potência diário;

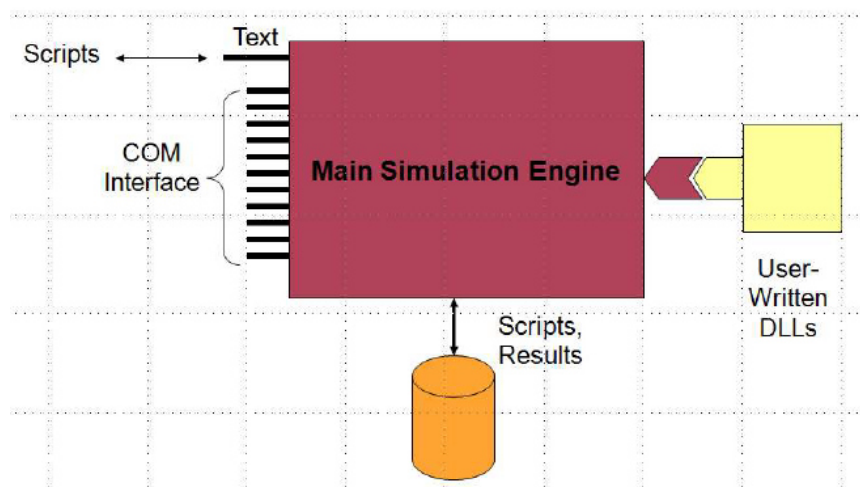
- Fluxo de potência anual;
- Análise harmônica;
- Análise dinâmica;
- Estudo de curto-circuito.

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.

4.2 Estrutura Organizacional

A estrutura do software OpenDSS que define os dados, a interface e os elementos de circuito foram desenvolvidos na linguagem orientada a objetos (*Object Pascal*), originalmente através do ambiente de desenvolvimento Delphi . A Figura 32 mostra a estrutura utilizada pelo software.

Figura 32 – Estrutura do software OpenDSS.



Fonte: Montenegro (2018)

A programação é elaborada mediante um *script* de comando, onde a forma mais simples de realizar a codificação é através da interface de texto. (MONTENEGRO, 2018) destaca que essa solução atende a maioria dos usuários que utilizam o OpenDSS. O software não possui nenhuma interface gráfica como diagrama unifilar ou trifilar de entrada de dados. Todos os elementos são definidos mediante linguagem escrita, assim como os resultados das simulações que são disponibilizados nos formatos de arquivo de texto ou exportados no formato *Comma Separated Value* (CSV) que podem ser manipulados através do Excel ou MATLAB para

pós-processamento. Outro ponto a ser destacado é que o software permite que o usuário projete soluções personalizadas através de outras linguagens de programação como *Virtual Basic for Applications* (VBA), Python ou C++. Na sintaxe da linguagem de programação do OpenDSS, cada comando corresponde a uma linha de texto que apresenta um verbo e alguns parâmetros como mostrado na Figura 33:

Figura 33 – Sintaxe de programação do OpenDSS.

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

Fonte: O Próprio Autor

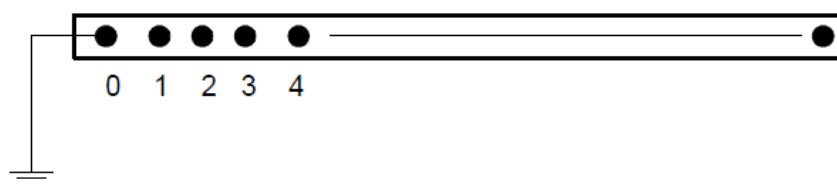
4.3 Classe de elementos

O software utiliza uma linguagem própria que permite a simulação de circuitos elétricos. Basicamente, são definidos os elementos de um circuito em um arquivo de texto com extensão .dss. A seguir estão detalhadas as principais funções de simulação do software utilizadas na simulação da rede de distribuição em estudo.

4.3.1 Barra

No OpenDSS um barramento é um elemento do circuito que possui terminais [1, 2,..., n] onde se encontram conectados todos os outros elementos do circuito, sejam eles elementos ativos ou passivos. Sua principal propriedade elétrica é a presença de tensão, sendo que para cada terminal de um barramento haverá uma tensão em relação a um determinado valor de referência ANEEL (2014). Uma grande vantagem do software nesse quesito, é que as barras podem ser criadas ao inserir elementos elétricos no sistema. Logo, ao definir um transformador por exemplo, duas barras são criadas para conectar o transformador no sistema.

Figura 34 – Modelo de Barra.



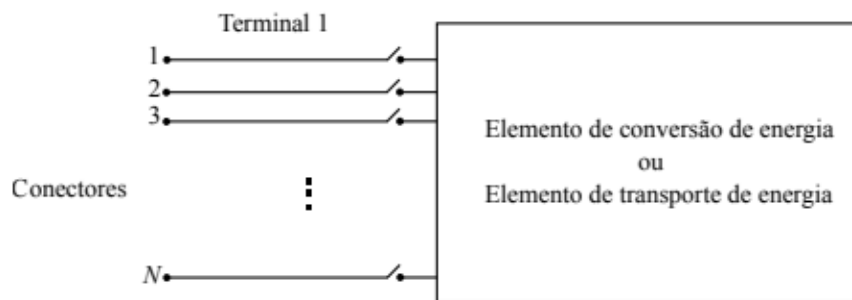
Fonte: Montenegro (2018)

O ponto de referência do elemento barra é indicado como 0, entretanto é facultado utilizar a referência no *script*, por *default* o *software* utiliza uma barra trifásica. Um ponto a ser destacado é que ao criar um elemento Circuit o software interpreta a barra desse elemento como um barramento infinito, ou seja, não sofre perturbações de tensão ou frequência provenientes da rede.

4.3.2 Terminal

Os elementos elétricos possuem um ou mais terminais que podem conter diversos conectores. Cada terminal deve ser conectado em apenas uma barra. A Figura 35 apresenta um elemento com um terminal que contém N conectores.

Figura 35 – Terminal com N conectores.

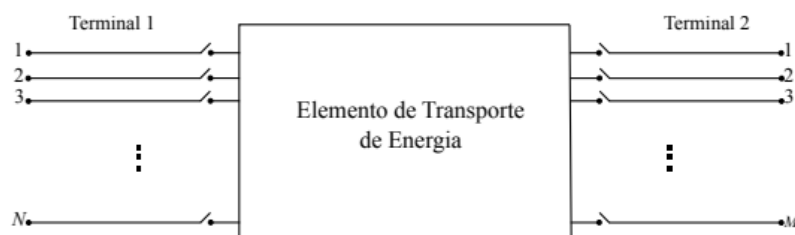


Fonte: Sexauer (2016)

4.3.3 Elementos de Transporte de Energia (PD)

Os elementos de transporte de energia tem como função básica levar energia de um ponto para o outro. Tais elementos possuem um ou mais terminais e tem como função básica sua matriz nodal de admitâncias. São exemplos de elementos PD os transformadores, as linhas e os bancos de capacitores. A Figura 36 ilustra o modelo do elemento PD simulado no OpenDSS.

Figura 36 – Elemento de Transporte de Energia.

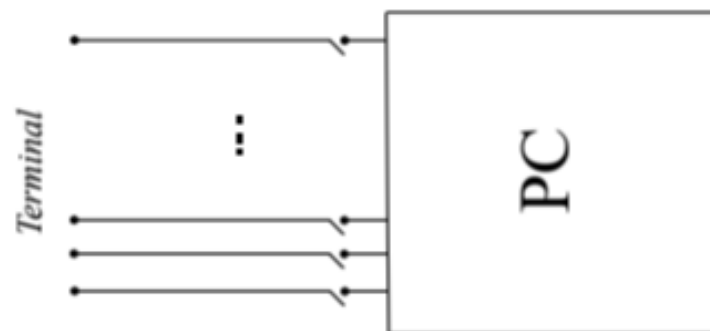


Fonte: Sexauer (2016)

4.3.4 Elementos de Conversão de Energia (PC)

Os elementos de conversão de energia convertem a energia elétrica em outra forma de energia ou vice-versa. São exemplos de elementos Elementos de Conversão de Energia (PC) os geradores, cargas, acumuladores de energia, dentre outros. Em geral, apresentam apenas um terminal com N conectores, conforme apresentado na Figura 37:

Figura 37 – Elemento de Conversão de Energia.



Fonte: Sexauer (2016)

4.3.5 Transformador

O elemento *Transformer* corresponde a classe dos transformadores e são classificados como elementos de transporte de energia em que a função básica desses elementos é levar energia de um ponto para outro.

Ao serem inseridos no sistema os transformadores precisam de algumas especificações, as principais funções de entrada desse elemento são descritas a seguir:

- % 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 p.u. dos enrolamentos dos transformador;
- wdg: Número de enrolamentos. O padrão é 2.

Existem outras diversas funções de entrada desse elemento, que podem ser visualizadas na função Help do próprio OpenDSS. Na Figura 38 é apresentado um exemplo de um script do elemento Transformer:

Figura 38 – Exemplo de script do elemento Transformer.

```
New Transformer.Trafo_01 phases=3 wdg=1 conn=delta bus=b1 kV=13.8 kVA=112.5 wdg=2
conn=wye bus=b1_sec kV=0.38 %imag=2.5 xhl=3.5 %loadloss=1.68
```

Fonte: O Próprio Autor

4.3.6 Regulador de Tensão

Este controle é projetado para emular um regulador de tensão padrão ou LDC. Ele é conectado a um enrolamento particular de um transformador sendo monitorado suas variáveis elétricas. Posteriormente, associa-se o elemento Regcontrol a esse transformador para associar este como um regulador de tensão. Geralmente também ajusta os taps, mas também se pode controlar os taps em outro enrolamento.

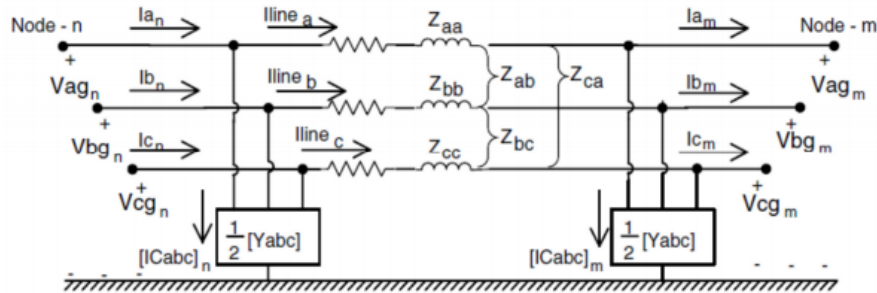
Os principais parâmetros de entrada do elemento *Regcontrol* são apresentados a seguir:

- Transformer: Nome do transformador ao qual o regulador está conectado;
- Winding: Número de enrolamentos do transformador que o regulador está conectado;
- Vreg: Tensão de referência do regulador;
- Band: Largura de banda, dada em V;
- Ptratio: Relação de transformação do TP;
- Ctprim: Corrente no primário do TC;
- R: Resistência do compensador de linha, expressa em V;
- X: Reatância do compensador de linha, expressa em V;
- Reversible: Habilita o modo de regulação em fluxo bidirecional de potência;
- Revthreshold; Potência reversa máxima do regulador de tensão;
- Revvreg: Tensão de referência em sentido reverso;
- Revband: Largura de banda em sentido reverso.

4.3.7 Linha

O elemento Line é definido para a inserção dos trechos dos circuitos a serem analisados. A modelagem para linhas de transmissão e distribuição aplicado é o modelo Pi que é ilustrado na Figura 39.

Figura 39 – Modelo pi aplicado a um sistema trifásico de distribuição.



Fonte: Kersting (2002)

Os principais parâmetros do elemento Line são descritos a seguir:

- 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 em que tem parâmetros definidos e que podem ser chamado pela função Line.

Na Figura 40 é utilizado um exemplo de um script do elemento Line:

Figura 40 – Exemplo de script do elemento Line.

```
New Line.EL_TRECHO01 Phases=3 bus1=COMT_DMC01C6 bus2=SI79S0196
length=0.009 linecode=CCN95MM2_units=km
```

Fonte: O Próprio Autor

4.3.8 Carga

O elemento *Load* é um elemento de conversão de energia. O software apresenta vários modelos de simulação. O modelo utilizado neste trabalho foram cargas com perfis de consumo diário. O software permite ao usuário associar a este elemento uma curva de consumo ao longo do dia, semana ou ano.

Os principais parâmetros utilizados no elemento Load são descritos a seguir:

- 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.

A Figura 41 mostra o exemplo de um script do elemento em questão:

Figura 41 – Exemplo de script do elemento Load.

```
New Load.Carga_01 phases=3 bus1=78S1585_sec kV=0.38 kW=90 conn=wye pf=0.92
daily=CARGA_1
```

Fonte: O Próprio Autor

4.3.9 Curvas de Carga

Este elemento é utilizado para definir curvas de carga ou geração que são definidas em p.u. A curva é atribuída ao elemento que pode estar configurado como curva diária, semanal,

mensal ou anual. Os valores de base para este elemento são definidos na respectiva função na qual ele está atribuído, seja ele uma carga ou uma geração. Os principais parâmetros utilizados no elemento Load são descritos a seguir:

- 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.

A Figura 42 mostra o exemplo de um script do elemento em questão:

Figura 42 – Exemplo de script do elemento LoadShape.

```
New Loadshape.CARGA_1 npts=24 interval=1
~mult=[0.26 0.24 0.21 0.20 0.197 0.24 0.29 0.36 0.5 0.6 0.67 0.71 0.72 0.69 0.66 0.65 0.6935
0.81 0.95 0.85 0.82 0.77 0.66 0.42]
```

Fonte: O Próprio Autor

4.3.10 Sistema Fotovoltaico

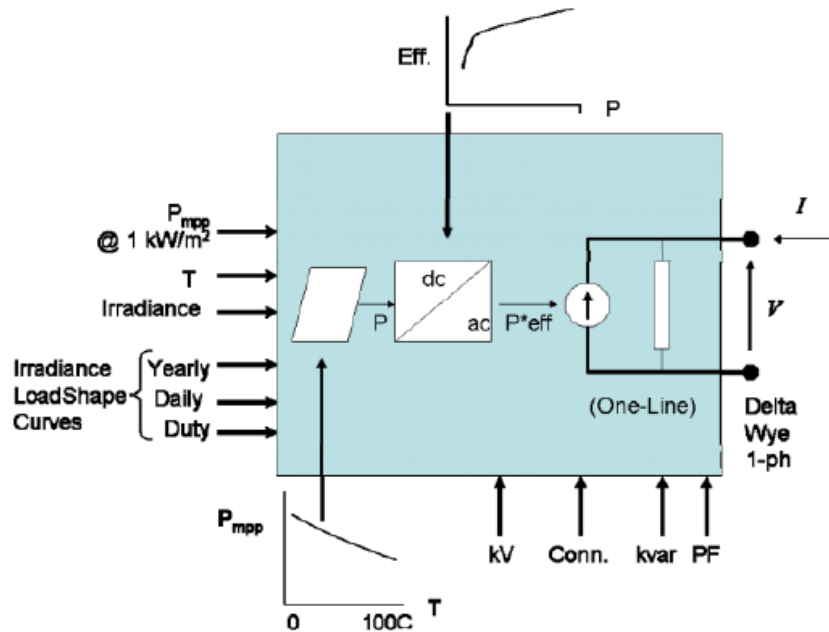
Este elemento corresponde ao gerador fotovoltaico, em que o software reconhece como o painel e o inversor. Portanto, é possível gerar diferentes cenários para a geração fotovoltaica, seja ela condicionada a fatores de temperatura dos painéis, eficiência do inversor e até irradiação solar. O modelo de geração utilizado foi determinado a partir de uma curva de carga obtida em um sistema real de geração. A Figura 43 mostra como é o bloco do elemento PVSystem.

Na Figura 43 estão dispostas as variáveis de entrada para simulação de um sistema fotovoltaico. Em que:

- Pmmp x T: Representa a potência máxima de pico das células fotovoltaicas para uma irradiância de $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ em função da temperatura de operação dos painéis.
- 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.

Figura 43 – Esquemático do elemento PVSystem.



Fonte: Montenegro (2018)

- 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.

A Figura 44 mostra o exemplo de um script do elemento em questão:

Figura 44 – Exemplo de script do elemento PVSystem.

```
New PVSystem.PV_1 phases=3 bus1=PV_Med_1 kV=0.48 kVA=1500 irrad=1.0
Pmpp=1500 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff
P-TCurve=MyPvsT Daily=PVLloadShape2 TDaily=MyTemp
```

Fonte: O Próprio Autor

4.3.11 Coordenadas Geográficas de Barras

O elemento Buscoords permite definir com certa precisão as barras de uma rede em função de sua localização geométrica. Logo, é possível associar as barras a coordenadas X,Y que ao serem lidas podem ser plotadas em uma base georreferenciada, permitindo uma localização gráfica da rede. As coordenadas são lidas a partir de um documento separado que define o nome da barra e suas coordenadas. Este arquivo deve ter hospedagem no mesmo local do arquivo de simulação e podem ser lidas em documentos em formato .txt ou .csv utilizando o comando redirect ou uma leitura direta. A Figura 45 mostra o exemplo de um script do elemento Buscoords:

Figura 45 – Exemplo de 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: O Próprio Autor

4.3.12 Monitor

É um elemento de circuito que é conectado a um terminal de outro elemento de circuito. Ele recebe uma amostra quando instruído, 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 na conclusão de cada etapa de uma solução de multipasso ou de cada solução em um cálculo. Em essência, funciona como um monitor de energia real. Os dados no arquivo podem ser convertidos para o formato .csv e, por exemplo, trazidos para o Excel. É possível fazer isso com 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 para o qual o monitor deve ser conectado;
- Terminal: Número do terminal para o qual o monitor será conectado;
- Mode: Código que descreve o tipo de medição realizada pelo elemento monitor. (Os principais são 0, que corresponde as 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).

A Figura 46 mostra o exemplo de um script do elemento em questão:

Figura 46 – Exemplo de script do elemento Monitor.

```
New monitor.linha1_power element=line.linha1 terminal=1 mode=1 ppolar=no
```

Fonte: O Próprio Autor

4.3.13 Medidores Inteligentes

Este comando permite a simulação de um medidor de energia real. É utilizado para monitorar variáveis do sistema em um determinado ponto ou uma área específica do circuito. O Energy Meters opera através de vários registradores que permitem ao usuário obter informações sobre indicadores de sobrecarga, perdas do circuito, energia total e etc. É comumente utilizado no início do circuito a ser analisado, permitindo monitorar os parâmetros elétricos e plotá-los em diferentes funções. Os principais parâmetros do elemento Energy Meters são apresentados a seguir:

- **Element:** Indica qual o elemento ou zona a ser monitorada;
- **Terminal:** Número do terminal do elemento do circuito ao qual o monitor está conectado. 1 ou 2, tipicamente

A Figura 47 mostra o exemplo de um script do elemento em questão:

Figura 47 – Exemplo de script do elemento Energy Meters.

```
New Energymeter.M1 Element=Line.EL_TRECHO01 terminal=1
```

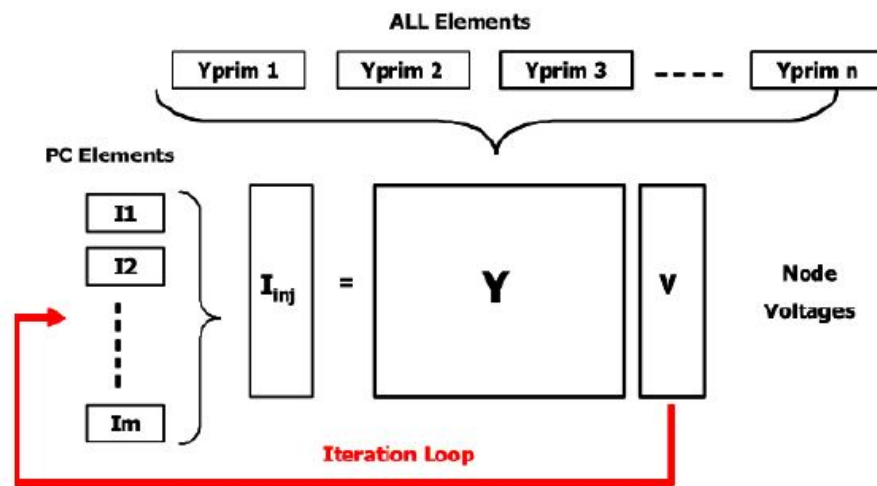
Fonte: O Próprio Autor

4.3.14 Solução

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 (MONTENEGRO, 2018). 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 atingem um valor de 0,001 p.u. A Figura 48 mostra o processo iterativo de solução utilizado pelo OpenDSS.

Figura 48 – Processo de solução utilizado pelo OpenDSS.



Fonte: Sexauer (2016)

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.

A Figura 49 mostra o exemplo de um script do elemento Solve:

4.3.15 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.

Figura 49 – Exemplo de script do elemento Solve.

```
Set Voltagebases=[69, 13.8, 7.967, .38]
calc voltagebases
set mode = daily
set stepsize = 1h
set number = 96
Solve
```

Fonte: O Próprio Autor

4.3.16 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.

5 ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

5.1 Introdução

Este capítulo tem como objetivo apresentar as principais características da rede de distribuição modelada no OpenDSS para o estudo do seu comportamento diante da inserção de geração distribuída ao longo do alimentador, bem como inferir sobre os impactos provenientes da GD em diferentes cenários de inserção e analisar também o comportamento de um regulador de tensão quando sujeito a um fluxo reverso de potência intenso.

5.2 Sistema de Distribuição de Energia Modelado com Valores Reais

A rede de distribuição considerada neste estudo é baseada no alimentador 01C6 suprido pela Subestação Distribuidora Dias Macêdo (SE DMC), localizada no bairro Dias Macêdo em Fortaleza pertencente à Enel Distribuição Ceará. Segundo dados fornecidos pela concessionária o alimentador é composto por 96 transformadores de distribuição que alimentam os bairros Dias Macêdo, Serrinha e Castelão. A Figura 50 mostra a vista do alimentador:

Para a análise considerou-se o marco inicial do alimentador como sendo o secundário do transformador de 69 kV da SE Dias Macêdo. A seguir são apresentadas as premissas de modelagem adotadas na elaboração do estudo e obtenção dos resultados.

5.3 Considerações de Simulação

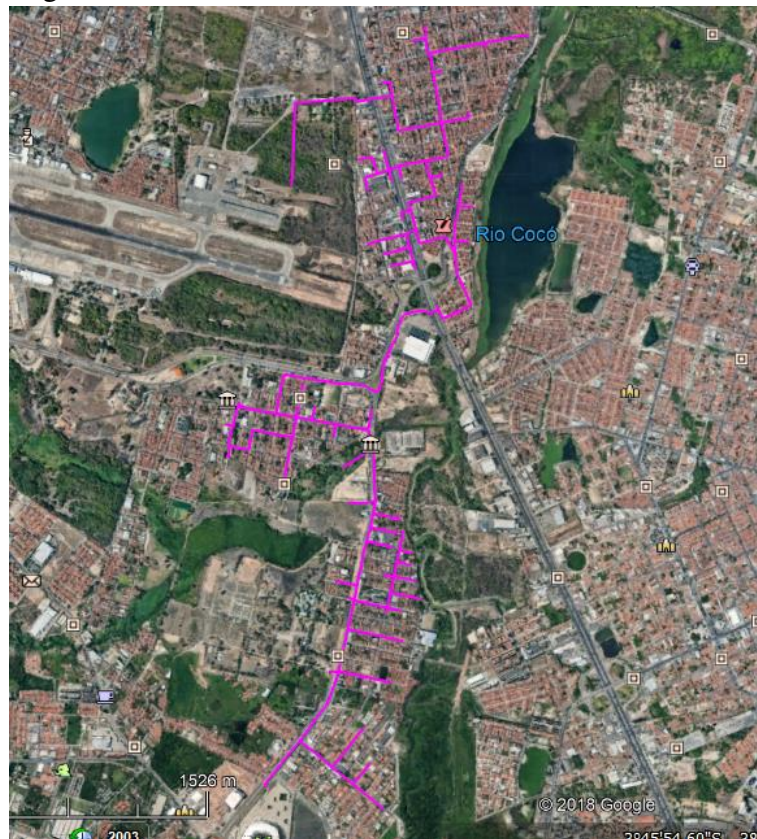
5.3.1 Cargas

As cargas consideradas foram fornecidas pela própria Enel, e se dispõem em quatro diferentes cenários:

- Madrugada: período compreendido entre 00:00 e 06:00 horas;
- Manhã: período compreendido entre 06:00 e 12:00 horas;
- Tarde: período compreendido entre 12:00 e 18:00 horas;
- Noite: período compreendido entre 18:00 e 00:00 horas;

Os valores de consumo de cada cliente são parametrizados utilizando os dados de carregamento de cada transformador, fornecido pela Enel, logo, ao todo são 96 clientes totalizando o número de transformadores. Os clientes de baixa tensão estão inclusos nesse

Figura 50 – Visão aérea do alimentador DMC 01C6.



Fonte: O Próprio Autor

rol, portanto cada transformador possui uma curva de carga resultante do consumo de cada cliente ou conjunto de clientes a ele conectados permitindo analisar os impactos das diferentes configurações de consumo desses clientes a nível de média tensão. Todas as cargas consideradas são igualmente balanceadas entre as três fases, o que na prática não ocorre, porém dados mais sofisticados seriam necessários para esse tipo de análise o que não é o objetivo desse trabalho.

5.3.2 Fator de Potência

O fator de potência utilizado durante as simulações varia entre 0,91 e 0,92 indutivo, onde se considerou o fator de potência médio de cada carga fornecida. Este fato retrata uma condição conservadora de carregamento, em que as condições de carregamento dos clientes estão de acordo com os limites estabelecidos pela Aneel.

5.3.3 Rede de Distribuição

O alimentador considerado foi modelado de acordo com as equações de Carson reduzidas, considerando uma resistividade do solo de $100 \Omega.m$.

Também foi considerado os diferentes tipos de condutores ao longo do alimentador permitindo representá-lo por um sistema desequilibrado. Devido a natureza do alimentador e o seu comprimento o efeito capacitivo foi desconsiderado para efeitos de simulação. As equações de Carson utilizadas para a modelagem da linha são apresentadas a seguir (KERSTING, 2002):

$$Z_{ii} = r_i + 0,09530 + j0,12134\left(\frac{1}{GMR_i} + 7,93402\right) \quad (5.1)$$

$$Z_{ij} = 0,09530 + j0,12134\left(\frac{1}{D_{ij}} + 7,93402\right) \quad (5.2)$$

Em que:

Z_{ii} : Impedância própria dos condutores de fase em Ohm/Milha ;

Z_{ij} : Impedância mútua do condutor de fase em Ohm/Milha ;

r_i : Resistência do condutor em Ohm/milha a 25 C;

GMR_i : Raio médio geométrico, em pés;

D_{ij} : Distância entre os condutores i e j.

As distâncias entre os condutores foram consideradas conforme o Critério de Projeto 001/2017 da Enel Distribuição Ceará. A Figura 51 mostra os espaçamentos utilizados para modelagem do alimentador em estudo.

Para efeitos de simulação a temperatura dos condutores considerada foi de 50 C, assim a resistência elétrica do condutor pode ser corrigida, segundo a NBR 5410 (2008), de acordo com a equação a seguir:

$$R_{corrigida} = R_i \frac{234,5 + T_f}{234,5 + T_i} \quad (5.3)$$

Onde:

$R_{corrigida}$: Resistência elétrica do condutor na temperatura T_f ;

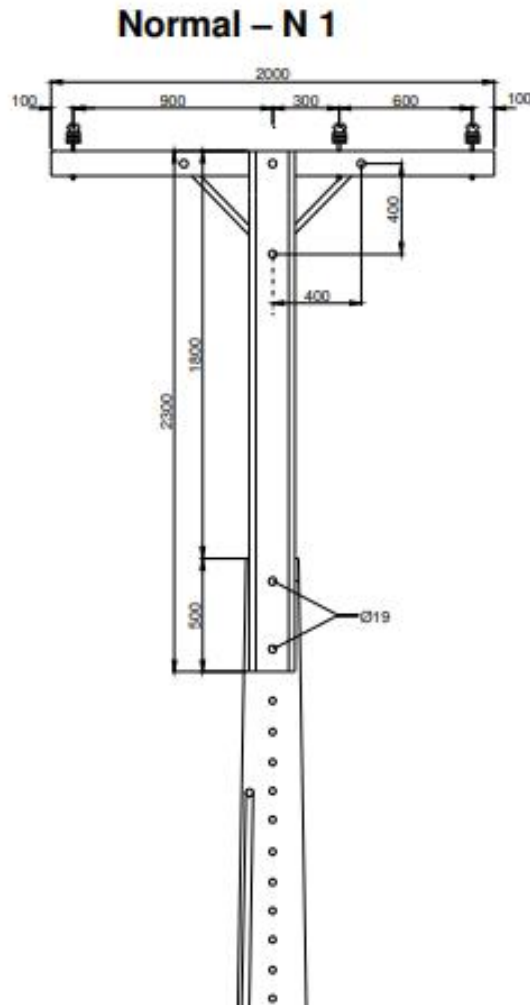
R_i : Resistência elétrica do condutor na temperatura T_i ;

T_i : Temperatura inicial do condutor;

T_f : Temperatura final do condutor;

234,5 : Constante de correção de temperatura para o cobre.

Figura 51 – Poste considerado para a modelagem do alimentador DMC 01C6.



Fonte: CP-001/2017 (2017)

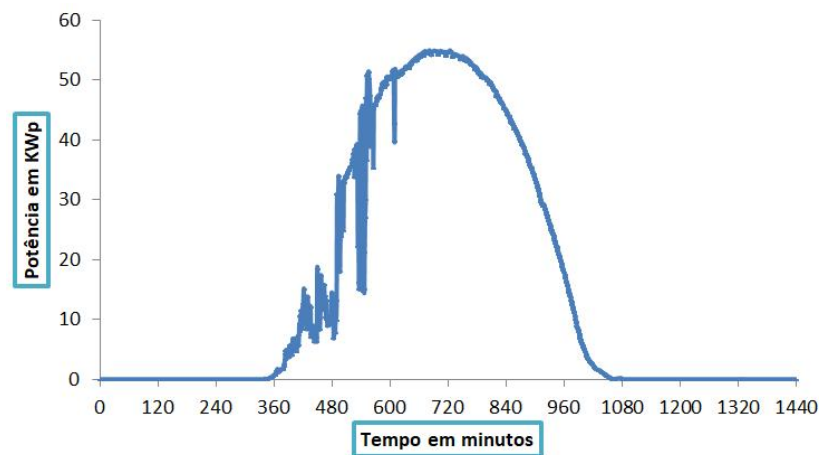
5.3.4 Transformadores

A modelagem dos transformadores teve como referência dados obtidos de em *datasheets* de transformadores do fabricante WEG. Foram utilizados modelos de mesma potência dos dados fornecidos pela concessionária para obter constantes elétricas que trouxessem maior confiabilidade na simulação como perdas elétricas a vazio, perdas elétricas a plena carga, impedância percentual entre outros. Os transformadores são os elementos que fazem o link entre o alimentador, as cargas e a geração fotovoltaica. Todos os transformadores modelados têm a mesma relação de transformação sendo de 13800/380 V, e tanto a geração quanto as cargas estão conectadas em seus enrolamentos de baixa tensão.

5.3.5 Geração Solar Fotovoltaica

Para a simulação da geração solar fotovoltaica, foram obtidos dados reais de geração de uma planta de 45 kWp instalada na Associação Beneficente dos Agostinianos Recoletos de Fortaleza (ABARF). Para tal, os dados foram obtidos através de um analisador de energia instalado no local, em setembro de 2018. Os dados obtidos são provenientes da saída de dois inversores Huawei SUN 2000/20 KTL que fazem a conexão com o alimentador por intermédio da rede de baixa tensão. A curva de geração obtida ao longo desse período é apresentada na Figura 52:

Figura 52 – Curva de geração solar fotovoltaica de uma planta de 45 kWp utilizando um analisador de energia.



Fonte: O Próprio Autor

Para diferentes níveis de inserção de geração ao longo do alimentador serão utilizados como base a geração obtida através do analisador de energia, modelando uma curva em Por Unidade (p.u.) da geração apresentada na Figura acima. Os sistemas fotovoltaicos serão instalados ao longo do alimentador nos mesmos pontos de conexão em que se encontram as cargas, e os diferentes perfis de geração levam em conta a potência de cada carga. Portanto cada sistema foi definido separadamente tendo como base o percentual da potência total da carga ao qual está conectado. Foram considerados quatro 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;
- Cenário 4 – Configuração com 200% de geração distribuída.

5.3.6 *Script Construtor*

A subestação de distribuição Dias Macêdo foi modelada de forma que o barramento da subestação é considerado como um barramento infinito (pelo próprio OpenDSS) onde 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 será de 60 Hz. Para o restante da rede cada elemento foi modelado de forma individual de acordo com suas características. Assim, cada trecho do alimentador foi estruturado de acordo com o condutor utilizado e com suas peculiaridades, cada carga a ser implantada compõe uma respectiva curva de consumo que segue os dados fornecidos pela concessionária, a cada transformador são atribuídas características elétricas distintas de acordo com sua potência nominal e por fim a geração fotovoltaica é inserida de acordo com os dados obtidos pelo analisador de energia e criado diferentes cenários conforme descrito no tópico anterior. Este tipo de modelagem permite uma análise mais detalhada do comportamento do alimentador quando sujeito a diferentes cenários, uma vez que simula o sistema de forma desequilibrada e com valores de geração reais.

5.4 Resultados de Simulação

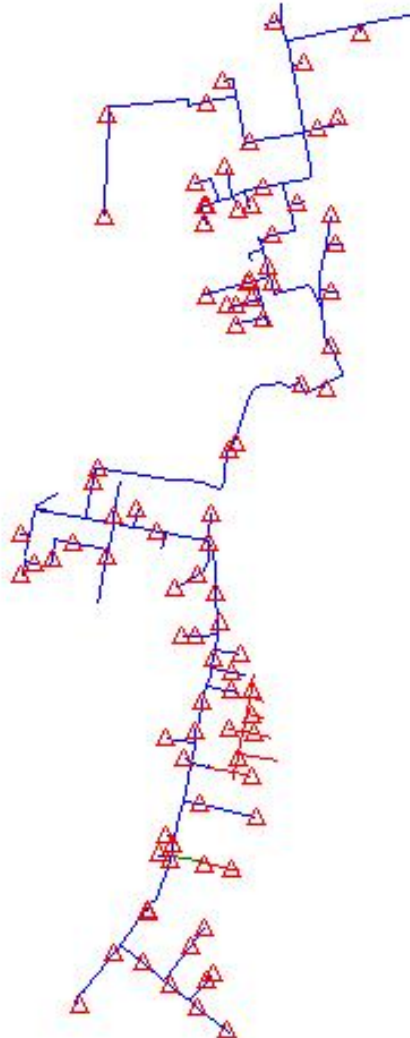
A modelagem do alimentador está ilustrada na Figura 53 Os triângulos em vermelho representam os transformadores de distribuição onde estão conectadas as cargas e a geração fotovoltaica.

5.4.1 *Cenário 1*

A simulação do sistema em condições normais, ou seja, sem geração distribuída, é mostrada na Figura 54, onde é representado a potência de saída da subestação por fase em função do tempo medidos a cada 15 minutos. Nessa condição a simulação diária representa a curva de carga vista da subestação. O alimentador apresenta demanda mínima pelo período da manhã de aproximadamente 1,5 MW por fase e demanda máxima no período da noite sendo próximo de 2 MW por fase, totalizando um carregamento máximo de 6 MW no período de carga pesada.

Devido a simulação da queda de tensão ao longo do alimentador não ser realizada a partir da curva de carga apresentada, foi determinado um ponto de operação para a simulação em questão definido como às 12 horas, onde a geração atinge o seu pico e a carga é leve nesse ponto, maximizando os impactos no sistema. A Figura 55 mostra o perfil de tensão do alimentador no

Figura 53 – Georreferenciamento do alimentador.

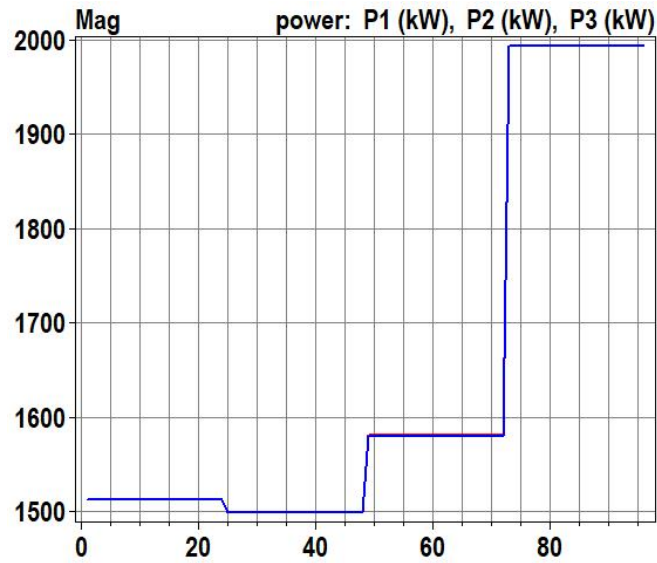


Fonte: O Próprio Autor

horário de pico sem a presença de geração distribuída. Nesse horário a tensão situou-se entre 1,001 pu e 0,991 p.u, não ultrapassando os limites estabelecidos pela ANEEL.

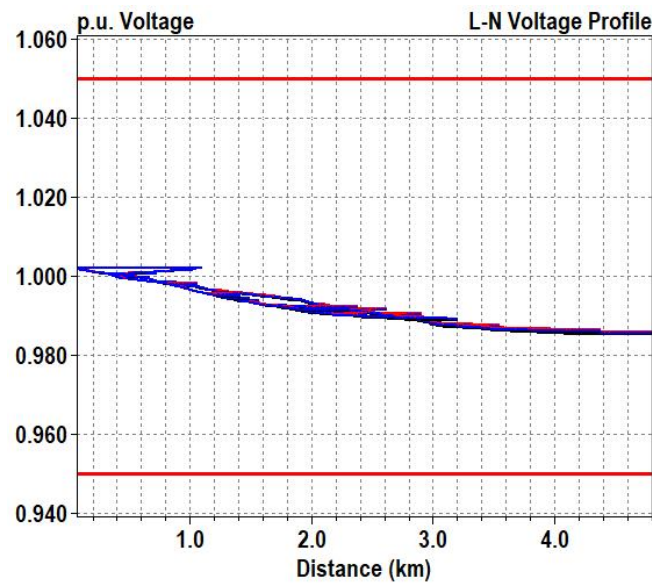
Nessa configuração há a característica de um sistema radial com clientes passivos, onde o fluxo de potência flui da subestação até a carga de forma unidirecional. Dessa forma, a queda de tensão ao longo do alimentador é semelhante a apresentada na Figura 30. Durante o mesmo horário as perdas técnicas ativas totalizaram 18,87 kW em que 14,84 kW foram nos transformadores e 4,03 kW foram provenientes da linha.

Figura 54 – Fluxo de Potência da Subestação. Cenário 1.



Fonte: O Próprio Autor

Figura 55 – Perfil de Tensão do Alimentador. Cenário 1.



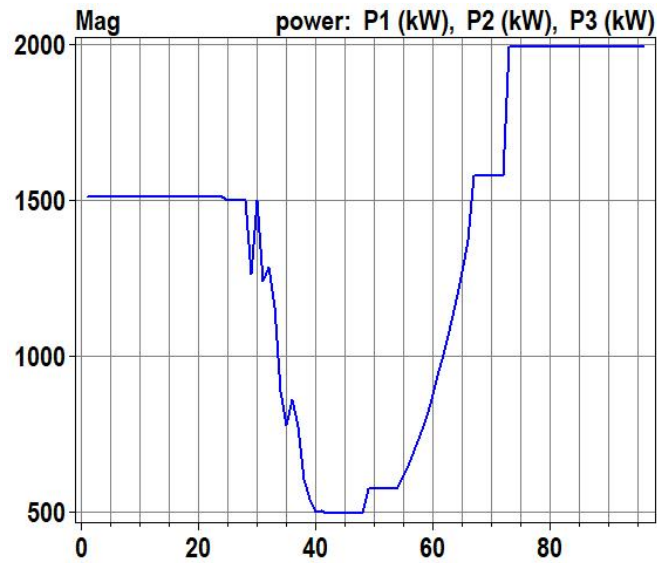
Fonte: O Próprio Autor

5.4.2 Cenário 2

Este cenário por apresentar uma potência de geração moderada, configura uma condição de alívio no sistema elétrico. A Figura 56 mostra a potência de saída da subestação em função do tempo ao longo do dia, medidos a cada 15 minutos, onde a geração se encontra concentrada entre os pontos 24 e 72 do gráfico, que correspondem a 6 e 18 horas, respectivamente:

Com a presença de geração distribuída, a curva de potência vista pela subestação sofre uma diminuição razoável no período compreendido entre 06:00 e 18:00 horas que representa

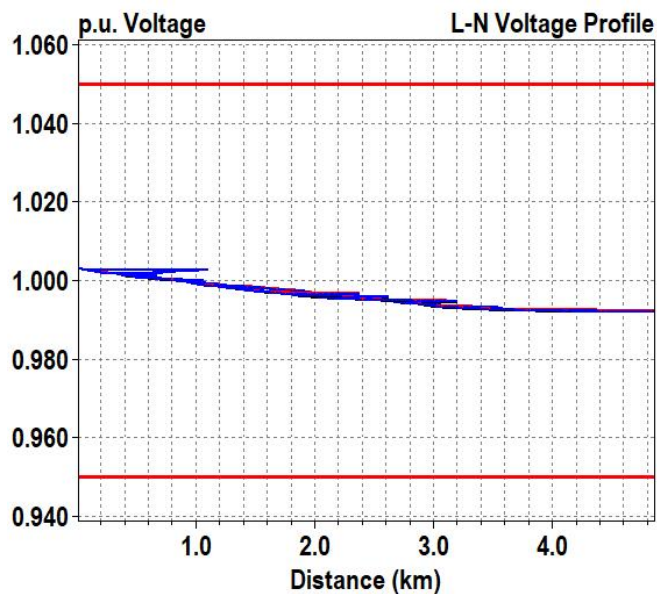
Figura 56 – Fluxo de Potência da Subestação. Cenário 2.



Fonte: O Próprio Autor

os pontos de início e fim da geração, passando de 1,5 MW por fase, na condição sem geração (Cenário 1), para 980 kW por fase no ponto de máxima geração fotovoltaica. Já as perdas técnicas ativas diminuíram, totalizando 9,13 kW em que 8,08 kW foram nos transformadores e 1,5 kW foram provenientes da linha, o que representa uma diminuição de 51,61% em comparação ao cenário 1. Com o aumento da potência de geração, os níveis de tensão durante o fluxo reverso de potência também sofrem variações, principalmente nos pontos de conexão da geração, apresentando valores entre 1,003 pu e 0,993 pu. conforme é mostrado na Figura 57

Figura 57 – Perfil de Tensão do Alimentador. Cenário 2.



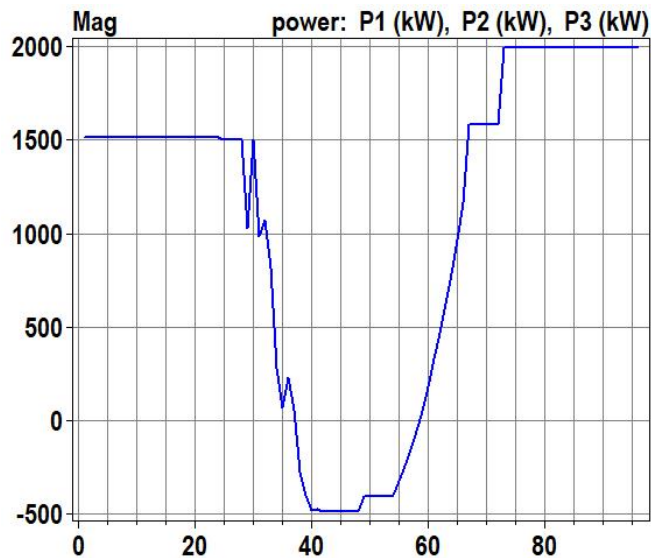
Fonte: O Próprio Autor

Neste cenário os clientes são ativos, porém com demanda superior ao consumo, portanto ainda não há fluxo reverso de potência na condição de carga leve, o que ocorre aqui é apenas um alívio no carregamento do alimentador. Entretanto, os níveis de tensão são modificados, sofrendo pequenas elevações em relação ao cenário 1.

5.4.3 Cenário 3

Este é o cenário mais convencional de geração, uma vez que na maioria dos casos os clientes solicitam uma potência de geração que fique mais próxima do seu consumo mensal, para minimizar os efeitos da tarifação de energia elétrica. A Figura 58 mostra a potência de saída da subestação por fase. Neste intervalo, ocorre um fluxo reverso de potência em comparação com os cenários 1 e 2, em que no período de geração, a carga passa a fornecer potência para a subestação o que caracteriza a rede com clientes ativos com potência de geração igual a carga.

Figura 58 – Fluxo de Potência da Subestação. Cenário 3.

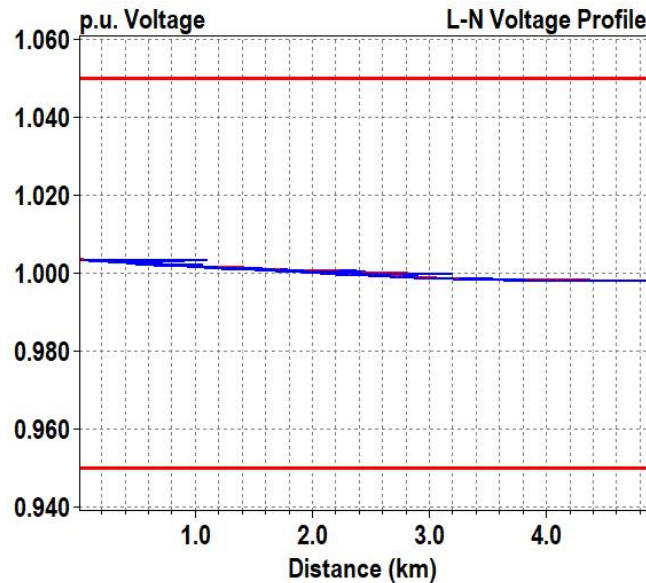


Fonte: O Próprio Autor

Nesse cenário, o fluxo reverso de potência é atingido pela subestação, onde na barra da subestação a potência reversa chega próxima de 500 kW por fase, totalizando 1,5 MW injetados na barra da subestação. Os níveis de tensão sofreram um aumento em relação aos cenários 1 e 2 devido ao aumento da potência da GD. Os níveis de tensão ao longo do alimentador são apresentados na Figura 58, estando entre 0,998 pu e 1,004 pu.

Nesse cenário temos a característica representada pela Figura 31, onde a corrente flui da carga até a subestação, que deve estar projetada para receber esse nível de potência injetada.

Figura 59 – Perfil de Tensão do Alimentador. Cenário 3.



Fonte: O Próprio Autor

As perdas técnicas ativas diminuiram em relação ao cenário 2, totalizando 8,26 kW em que 7,06 kW foram nos transformadores e 1,2 kW foram provenientes da linha o que representa uma diminuição de 9,52% em comparação ao cenário 2 e de 56,22% em comparação ao cenário 1.

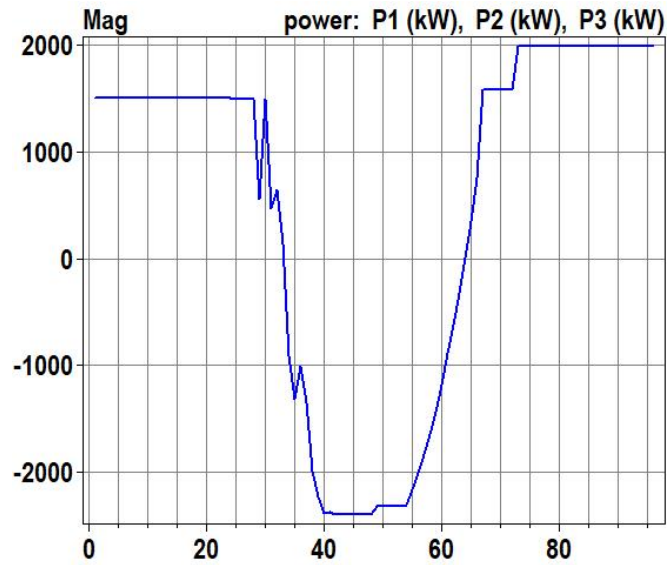
5.4.4 Cenário 4

Este cenário mostra uma inserção mais incidente ao longo do alimentador, que pode ser observada com os avanços dessa tecnologia. A Figura 60 mostra a potência de saída da subestação por fase. O fluxo de potência reverso visto pela subestação é mais severo, na ordem de 2 MW por fase, totalizando 6 MW de geração, igualando o carregamento do alimentador na condição de carga pesada, devendo a subestação estar apta a operar adequadamente para esta condição.

Os níveis de tensão ao longo do alimentador são apresentados na Figura 58, estando entre 1,004 pu e 1,009 pu. É importante destacar que o aumento dos níveis de tensão ao longo da rede aumentaram durante todos os cenários de inserção da GD a medida que a potência de geração aumentou.

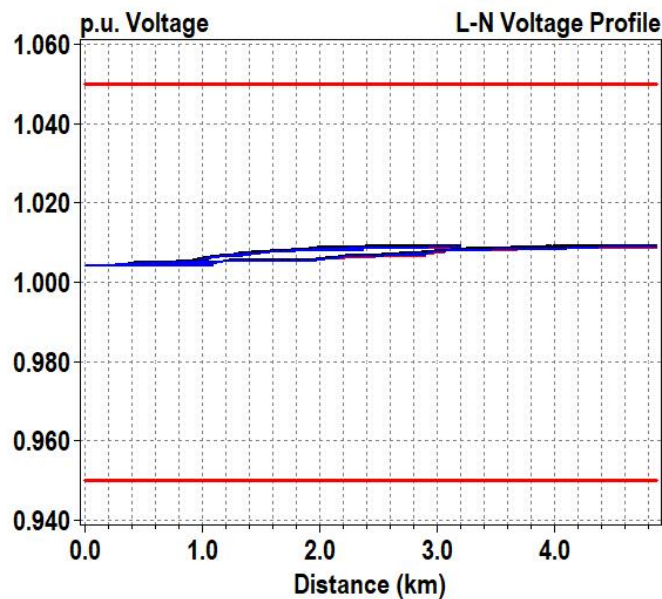
Durante o mesmo horário as perdas técnicas ativas totalizaram 27,58 kW em que 20,73 kW foram nos transformadores e 6,85 kW foram provenientes da linha. As perdas para esse cenário ultrapassaram as perdas dos cenários anteriores, em comparação ao cenário 1 esse aumento foi de 31,58%, portanto nesse cenário as perdas técnicas advindas da GD ultrapassaram

Figura 60 – Fluxo de Potência da Subestação. Cenário 4.



Fonte: O Próprio Autor

Figura 61 – Perfil de Tensão do Alimentador. Cenário 4.



Fonte: O Próprio Autor

as perdas devido a demanda de consumo provenientes das cargas. .

5.5 Análise do Comportamento de um Regulador de Tensão

Vieira (2016) destaca que o comportamento dos reguladores de tensão é afetado quando este se encontra na condição de fluxo reverso de potência. Para tanto, um regulador de tensão pôde ser modelado com o objetivo de analisar o impacto da geração fotovoltaica sobre as

condições de operação desses equipamentos. Foram considerados diferentes casos para analisar o comportamento dos níveis de tensão em alguns trechos do alimentador diante da presença ou ausência do regulador para as diferentes condições de operação.

- Caso 1: Condição operacional do alimentador, caracterizada pela ausência tanto do regulador de tensão quanto da geração distribuída;
- Caso 2: Caracterizada pela presença de geração, porém ausência do regulador de tensão;
- Caso 3: Caracterizada pela presença do regulador de tensão, porém sem esta sujeito aos efeitos da geração distribuída;
- Caso 4: Caracterizada pela presença tanto do regulador quanto da geração distribuída.

O regulador foi alocado no ponto de maior queda de tensão ao longo do alimentador para a condição de carga pesada, posteriormente foram analisados os níveis de tensão em alguns trechos a montante e a jusante do alimentador e os taps de operação do regulador de tensão.

Tabela 4 – Níveis de Tensão a Montante do Regulador

Casos em Estudo	Código do Trecho	Tensão por fase (kV)			Valores em p.u.			Tap
		A	B	C	A	B	C	
Caso 1	Trecho 99	7,962	7,963	7,962	0,999	0,999	0,999	-
	Trecho 83	7,937	7,939	7,938	0,996	0,997	0,997	-
	Trecho 32	7,964	7,965	7,965	1	1	1	-
Caso 2	Trecho 99	8,007	8,006	8,007	1,005	1,005	1,005	-
	Trecho 83	8,011	8,009	8,009	1,005	1,005	1,005	-
	Trecho 32	8,007	8,006	8,006	1,005	1,005	1,005	-
Caso 3	Trecho 99	7,962	7,963	7,962	0,999	0,999	0,999	9
	Trecho 83	7,937	7,939	7,938	0,996	0,996	0,996	9
	Trecho 32	7,964	7,965	7,965	1	1	1	9
Caso 4	Trecho 99	8,042	8,041	8,041	1,009	1,009	1,009	5
	Trecho 83	8,066	8,062	8,063	1,012	1,012	1,012	5
	Trecho 32	8,039	8,038	8,038	1,009	1,009	1,009	5

Fonte: O Próprio Autor

Na condição sem fluxo reverso de potência, representado pelo cenário 3, há a atuação convencional do regulador de tensão, elevando os níveis de tensão de 0,99 p.u para 1,047 p.u aproximadamente. Ainda nesta condição, os taps de operação ocupavam a posição 9, porém ao inserir a GD, diante de um fluxo reverso de potência, os taps do regulador diminuíram, passando para a posição 5, elevando ainda mais os níveis de tensão a jusante do regulador, que passa a ter contribuições de elevação de tensão tanto da GD quanto do próprio regulador de tensão, chegando a valores próximos de 1,06 p.u., portanto nessa condição o regulador piora a questão da elevação de tensão no lado da carga, atingindo valores superiores ao estabelecido pela norma de 1,05

p.u. Para os trechos a montante, os níveis de tensão não sofreram o mesmo efeito dos trechos a jusante e na condição de fluxo reverso de potência, há uma regulação de tensão em sentido bidirecional, representados na Tabela 4, onde os valores de tensão passaram de 0,99 p.u. para a condição sem GD para 1,012 p.u. quando a GD é conectada. Portanto, o regulador ao invés de manter as tensões em níveis aceitáveis, piora os níveis de tensão em trechos a jusante, porém esse efeito não é o mesmo para trechos a montante, como discutido na Figura 29.

Tabela 5 – Níveis de Tensão a Jusante do Regulador

Casos em Estudo	Código do Trecho	Tensão por fase (kV)			Valores em p.u.			Tap
		A	B	C	A	B	C	
Caso 1	Trecho 175	7,889	7,893	7,891	0,99	0,991	0,99	-
	Trecho 197	7,888	7,882	7,891	0,99	0,991	0,99	-
	Trecho 358	7,851	7,856	7,854	0,985	0,986	0,986	-
Caso 2	Trecho 175	8,024	8,021	8,021	1,007	1,007	1,007	-
	Trecho 197	8,022	8,018	8,019	1,007	1,006	1,006	-
	Trecho 358	8,041	8,037	8,037	1,009	1,009	1,009	-
Caso 3	Trecho 175	8,335	8,341	8,338	1,046	1,047	1,046	9
	Trecho 197	8,345	8,348	8,347	1,047	1,047	1,048	9
	Trecho 358	8,299	8,304	8,302	1,042	1,042	1,042	9
Caso 4	Trecho 175	8,371	8,413	8,364	1,051	1,056	1,051	5
	Trecho 197	8,361	8,404	8,355	1,049	1,055	1,049	5
	Trecho 358	8,418	8,461	8,411	1,057	1,062	1,056	5

Fonte: O Próprio Autor

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

6.0.1 Conclusões

As simulações e cenários propostos permitiram visualizar os efeitos da geração distribuída ao longo do alimentador DMC 01C6 suprido pela subestação Dias Macêdo. O Cenário 2, com carga instalada total de aproximadamente 6 MVA e potência de geração solar fotovoltaica de 3 MW, trouxe uma melhoria geral nos níveis de qualidade da energia. A tensão elevou-se em relação ao cenário 1, o suficiente para deixar a tensão dentro dos limites regulatórios sem utilização de bancos reguladores ao longo do alimentador. As perdas técnicas diminuíram devido a diminuição do fluxo de corrente resultante ao longo do alimentador e transformadores. O Cenário 2 possui carga instalada total de 6,0 MVA e potência de geração solar fotovoltaica de 6 MW. Neste cenário as tensões tendem a continuar crescendo e observa-se a inversão do sentido da corrente. Esta inversão ocorre devido ao fluxo reverso gerado pela diferença entre as curvas de carga e geração. No cenário 3 os níveis de tensão continuaram a aumentar em relação ao cenário 2 e as perdas técnicas totais diminuíram, porém de forma mais razoável em comparação a diminuição ocorrida entre os cenários 1 e 2. O Cenário 4 possui carga instalada total de 6,0 MVA e potência de geração solar fotovoltaica de 12 MW. O perfil de tensão possui valores maiores em comparação ao cenário 2, atingindo 1,009 p.u.

As simulações também permitiram visualizar os efeitos da GD sobre os reguladores de tensão sob condições de fluxo reverso de potência, onde diante desse cenário, o regulador de tensão diminuiu seus taps de operação, elevando a tensão nos trechos a jusante, que chegaram a valores superiores aos permitidos pelo Prodist de 1,05 p.u. Portanto, a atuação do regulador de tensão é prejudicada em condições de intenso fluxo reverso de potência, que podem causar a perda de referência no regulador, ocasionando o mau funcionamento desses dispositivos.

É importante mencionar que os níveis de injeção de harmônicos vistos com os dados obtidos por um analisador de energia, onde verificou-se que os níveis de THD de corrente aumentam a medida que a potência de saída do inversor diminui, atingindo valores extremamente elevados, na ordem de 220%, durante a subida e descida da curva de geração do SFCR. Em contrapartida, os níveis de corrente nominal nesses pontos não são elevados, o que ameniza os impactos devido a injeção de harmônicos de corrente ao longo do alimentador.

O software OpenDSS mostrou-se bastante robusto e eficaz para a análise deste sistema, fornecendo resultados coerentes e permitindo diferentes análises do SEP, como estudo

do fluxo de carga, elevação de tensão, cálculo de perdas técnicas, estudo de reguladores de tensão e modelagem de um sistema de distribuição desequilibrado dentre outros. Por ser uma ferramenta aberta, ela está em constante atualização e recebe contribuições de diversos usuários, permitindo acesso e contribuição dos desenvolvedores, pesquisadores acadêmicos e profissionais de engenharia.

6.0.2 *Trabalhos Futuros*

Através deste trabalho, motiva-se o estudo de sistemas que abordem de forma detalhada outros aspectos não aprofundados nesse trabalho, como contribuição para correntes de curto circuito, análise dos impactos sobre banco de capacitores e a atuação conjunta desses bancos com reguladores de tensão. Além disso, é possível avaliar o comportamento de reguladores com compensador de linha (LCD) para diferentes configurações, como geração próxima ao regulador de tensão. Outro fenômeno que pode ser analisado seria a variação da frequência de operação do sistema em diferentes condições de operação, incluindo contingências no sistema de transmissão e distribuição.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 482**. 2012. 18 p.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 0057**. 2014. 54 p.
- ALMEIDA, M. M. R. **Avaliação de Métodos de Estimativa da Capacidade de Carga de Fundações Diretas em Solos Não Saturados**. 2018. 144 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) — Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil: Geotecnia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2018.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410**. Rio de Janeiro, 2008.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16149**. Rio de Janeiro, 2013.
- BURATTI, R. P. **Reguladores de Tensão em Redes Elétricas com Alta Penetração de Cargas Não Lineares**. 2016.
- ELETRIC POWER RESEARCH INSTITUTE - EPRI. **Introdução ao OpenDSS**. 2016. 35 p.
- ELETRIC POWER RESEARCH INSTITUTE - EPRI. **The Open Distribution System Simulator**. 2018. 199 p.
- ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ. **PE-034**. 2008. 35 p.
- ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ. **NT-Br010**. 2016. 41 p.
- ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ. **CP-001/2017**. 2017. 35 p.
- HUAWEI. **Smart String Inverter/SUN2000-17/20KTL**: Datasheet. 2014.
- KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. 2002.
- LEÃO, R. P. S. **Distribuição de Energia Elétrica**. 2017.
- PADILHA, L. N. **Análise Comparativa para Estratégias de Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geradores Distribuídos**. 2010.
- PINHO, M. A. G. J. T. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2014.
- RAMPINELLI, A. K. G. A. Estudo da qualidade da energia elétrica injetada à rede por inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos. **Avances em Energías Renovables y Medio Ambiente, Avances em Energías Renovables y Medio Ambiente**, v. 15, p. 98–117, 2011.
- REIS, M. S. **Implementação de um Regulador Eletrônico de Tensão com Comutador Eletrônico de Tap**. 2016.
- SILVA, J. L. de S. **Análise do Avanço da Geração Distribuída no Brasil**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, **Avances em Energías Renovables y Medio Ambiente**, v. 1, p. 98–117, 2018.
- TARANTO, S. G. **Impactos da Difusão da Micro e da Mini Geração no Planejamento, na Operação e na Manutenção do Sistema de Distribuição**. 2017.
- TAVARES, M. J. dos S. **Análise do Impacto da Geração Distribuída Fotovoltaica com Diferentes Níveis de Penetração em Alimentadores de Distribuição de Média Tensão Utilizando OpenDSS**. 2018.

USIDA, W. F. Controle Fuzzy para Melhoria do Perfil de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. 2007.

VIEIRA, C. R. Análise dos Impactos da Geração Solar Fotovoltaica no Sistema Elétrico de Distribuição de um Campus Universitário. 2016.

ZILLES, R. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. 2012.