

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE
SANTA CATARINA - CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

PIERRY MORENO REINALDO

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA
QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO
DA CELESC**

FLORIANÓPOLIS, 2020.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE
SANTA CATARINA - CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

PIERRY MORENO REINALDO

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA
QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO
DA CELESC**

Dissertação de Mestrado submetida ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Bruno Scortegagna Dupczak, Dr. Eng.

Coorientador: Prof. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, Dr. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2020.

CDD 621.31
R364a

Reinaldo, Pierry Moreno

Análise do impacto da geração fotovoltaica na qualidade da energia elétrica na rede de distribuição da CELESC [DIS] / Pierry Moreno Reinaldo; orientação de Bruno Scortegagna Dupczak; coorientação de Edison Antonio Cardoso Aranha Neto – Florianópolis, 2020.

1 v.: il.

Dissertação de Mestrado (Sistemas de Energia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Inclui referências.

1. Geração distribuída. 2. Geração fotovoltaica. 3. Qualidade da energia elétrica. 4. OpenDSS. I. Dupczak, Bruno Scortegagna. II. Aranha Neto, Edison Antonio Cardoso. III. Título.

Sistema de Bibliotecas Integradas do IFSC
Biblioteca Dr. Hercílio Luz – Campus Florianópolis
Catalogado por: Ana Paula F. Rodrigues Pacheco – CRB 14/1117

ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC

PIERRY MORENO REINALDO

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 07 de maio de 2020.

Banca Examinadora:



Prof. Bruno Scortegagna Dupczak, Dr. Eng.
(Orientador)



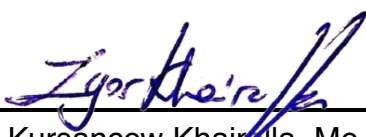
Prof. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, Dr. Eng.
(Coorientador)



Prof. Alexandre Rasi Aoki, Dr. Eng.
(UFPR)



Prof. Daniel Tenfen, Dr. Eng.
(IFSC)



Igor Kursancew Khairalla, Me. Eng.
(CELESC)

*Este trabalho é dedicado
à minha filha
Sofia Bastezini Reinaldo*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer aos meus pais Elço Brandílio Reinaldo e Laureci Viana Reinaldo, por todo apoio e incentivo durante a minha vida acadêmica.

Agradeço aos professores Dr. Bruno Scortegagna Dupczak e Dr. Edison Antonio Cardoso Aranha Neto pela orientação ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Sou grato aos colegas da Celesc Igor Kursancew Khairalla e Neissan de Alencastro, pelo auxílio durante a realização do trabalho. Devo agradecer também a Celesc, por disponibilizar os dados da rede elétrica.

Agradeço aos membros da banca, pela disponibilidade em contribuir com este trabalho.

Por fim, agradeço especialmente à minha companheira Daiana, pelo amor e compreensão, a qual sempre me acompanhou nesta jornada na busca pelos meus objetivos, assim como aos colegas de mestrado que fizeram com que, de alguma forma, esse trabalho fosse realizado.

*“If you’re not having fun,
you’re not learning.
There’s a pleasure
in finding things out”.*
Richard P. Feynman

RESUMO

A introdução de sistemas de geração distribuída nas redes elétricas com o emprego de geradores fotovoltaicos tem crescido substancialmente nos últimos anos no Brasil, em função da regulamentação introduzida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Com o aumento da inserção das fontes de geração distribuída solar fotovoltaica (GD-FV) nas redes elétricas de distribuição, torna-se necessária a avaliação das consequências trazidas pelo aumento da penetração nas conexões de GD-FV. Desta forma, possibilita-se antecipar e evitar eventuais distúrbios e degradação da qualidade da energia elétrica entregue às unidades consumidoras. Neste contexto, este trabalho apresenta uma avaliação sobre os impactos causados na rede elétrica de distribuição da Celesc decorridos em função da penetração de geração distribuída fotovoltaica. São analisados quatro alimentadores com diferentes tipologias e perfis de carga da rede de distribuição da Celesc, nos quais, para cada cenário de simulação, incluíram-se unidades de GD-FV de maneira aleatória, utilizando o programa de simulação computacional OpenDSS. Os estudos consideram simulações temporais em regime permanente com a variação da geração fotovoltaica de modo a avaliar a influência da circulação das correntes harmônicas no sistema elétrico, através da definição de espectros harmônicos característicos para diferentes classes de cargas típicas. Os resultados mostram com o aumento das conexões de GD-FV uma redução da demanda na saída do alimentador, elevação do perfil de tensão em regime permanente, variação das perdas técnicas, aumento na influência das harmônicas nas perdas técnicas e distorções harmônicas de corrente, sendo fatores relevantes a serem analisados. Estes fatores têm influência tanto na saída dos alimentadores em média tensão quanto na baixa tensão dos transformadores de distribuição.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Geração Fotovoltaica. Qualidade da Energia Elétrica. OpenDSS. Perdas Técnicas.

ABSTRACT

The employment of distributed generation systems in electrical networks with the use of photovoltaic generators has grown substantially in recent years in Brazil, due to the regulation introduced by the Brazilian Electrical Energy Agency. This work presents a study about the increased insertion of distributed photovoltaic solar generation sources in the electrical distribution networks, in order to anticipate and avoid possible disturbances and degradation of the power quality delivered to the final consumers. In this context, this dissertation presents an assessment of the impacts caused on the Celesc Distribuição low voltage electrical network due to the penetration of distributed photovoltaic generation. Four feeders with different load profiles from the Celesc Distribuição network are analyzed and for each simulation scenario generation units are randomly inserted using the OpenDSS computer simulation program. The study consider time simulations in steady state with the variation of the photovoltaic generation in order to evaluate the influence of the circulation of harmonic currents in the electrical system through the definition of characteristic harmonic spectra for different classes of typical loads. With the increase photovoltaic generation connections, the results show a reduction in demand at the feeder output, an increase in the steady-state voltage profile, variation in technical losses, an increase in the influence of harmonics on technical losses and current harmonic distortions, being relevant factors to be analyzed both in the output of the medium voltage feeders and in the low voltage of the distribution transformers.

Keywords: Distributed Generation. Photovoltaic Generation. Power Quality. OpenDSS. Technical Losses.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Quantidade anual de conexões de GD na Celesc.	19
Figura 2 – Histórico dos valores pagos pela Celesc por violação de tensão em regime permanente	20
Figura 3 – Sistema de GD fornecendo potência para a rede	29
Figura 4 – Sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição	36
Figura 5 – Circuito equivalente de um módulo fotovoltaico	37
Figura 6 – Curva característica $I \times V$ e $P \times V$ de um módulo fotovoltaico	38
Figura 7 – Variação da radiação solar nas curvas $I \times V$ e $P \times V$ de um módulo fotovoltaico	39
Figura 8 – Variação da temperatura nas curvas $I \times V$ e $P \times V$ de um módulo fotovoltaico	39
Figura 9 – Conversor eletrônico típico para conexão à rede elétrica de distribuição	40
Figura 10 – Conexão de GD-FV à rede elétrica de distribuição	42
Figura 11 – Perfil de carga dos alimentadores	54
Figura 12 – Alimentadores analisados	55
Figura 13 – Valor médio das curvas de carga típicas para cada classe de consumidores	57
Figura 14 – Curvas de temperatura e irradiação utilizadas na simulação	59
Figura 15 – Curvas de eficiência e $P \times T$	60
Figura 16 – Magnitude dos espectros harmônicos de corrente típicos	61
Figura 17 – Perfil de carga nos transformadores analisados	68
Figura 18 – Perfil de tensão nos transformadores analisados	69
Figura 19 – Demanda dos alimentadores em função do aumento da penetração de GD-FV	71
Figura 20 – Perfil de tensão na BT dos TDs em função do aumento da penetração de GD-FV	72
Figura 21 – Valor médio de tensão nos alimentadores	73
Figura 22 – Tensão na barra 195913 do alimentador BFA02	74
Figura 23 – Valor médio do fator de desequilíbrio de tensão na BT dos TDs	75
Figura 24 – Perfil de perdas técnicas em função do aumento da penetração de GD-FV	76
Figura 25 – Valor médio das perdas técnicas nos alimentadores	77
Figura 26 – Valor médio do fator de potência nos alimentadores	78
Figura 27 – Contribuição das harmônicas nas perdas técnicas	79
Figura 28 – Composição da contribuição das harmônicas nas perdas técnicas	80

Figura 29 – Contribuição das harmônicas no valor médio da perda técnica para os quatro alimentadores	81
Figura 30 – THD tensão nos alimentadores em função do aumento da penetração de GD-FV	82
Figura 31 – THD tensão na BT dos TDs em função do aumento da penetração de GD-FV	83
Figura 32 – THD corrente nos alimentadores em função do aumento da penetração de GD-FV	84
Figura 33 – THD corrente na BT dos TDs em função do aumento da penetração de GD-FV	85
Figura 34 – Harmônicas na BT dos TDs em função do aumento da penetração de GD-FV	86
Figura 35 – Modelo de uma barra com N nós	100
Figura 36 – Modelo de um terminal com N conectores	100
Figura 37 – Modelo de um elemento PD N conectores em T1 e M conectores em T2	101
Figura 38 – Modelo de um elemento PC com N conectores	102
Figura 39 – Modelo de uma subestação no OpenDSS	103
Figura 40 – Modelo do sistema fotovoltaico no OpenDSS	105
Figura 41 – Modelo de armazenamento de energia no OpenDSS	107

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Quantitativo de GD na Celesc até 2019	19
Tabela 2 – Definições de distúrbios relacionados à QEE	25
Tabela 3 – Normas IEEE e ANSI	27
Tabela 4 – Faixas de tensão em relação à referência para tensão nominal 380/220 V	29
Tabela 5 – Limites para o desequilíbrio de tensão	31
Tabela 6 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão na frequência fundamental)	33
Tabela 7 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da corrente de carga)	34
Tabela 8 – Nível de tensão para conexão de GD na Celesc Distribuição	41
Tabela 9 – Resposta do conversor às condições anormais de tensão	42
Tabela 10 – Limites de distorção harmônica de corrente para os conversores	43
Tabela 11 – Dados dos alimentadores	53
Tabela 12 – Ângulos de fase em graus das componentes harmônicas	60
Tabela 13 – Dados dos TDs com medição de QEE	66
Tabela 14 – Parâmetros de medição de QEE nos TDs	67
Tabela 15 – Valor do R^2 para os valores medidos e simulados da potência ativa e tensão	70
Tabela 16 – Níveis de penetração para o valor médio da perda técnica nos alimentadores	77
Tabela 17 – Comparação entre os resultados da simulação para os alimentadores analisados	87

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AEP	<i>American Electric Power</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
BEN	Balanco Energético Nacional
BT	Baixa Tensão
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CIGRE	<i>Conseil International des Grands Réseaux Électriques</i>
DRC	Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica
DRP	Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
ESS	<i>Energy Storage System</i>
EUSD	Encargo de Uso do Sistema de Distribuição
FER	Frequência Equivalente de Reclamação a cada mil Unidades Consumidoras
GD	Geração Distribuída
GD-FV	Geração Distribuída Fotovoltaica
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IFSC	Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina
IP	Iluminação Pública
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NEMA	<i>National Electrical Manufacturers Association</i>

OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
PC	<i>Power Conversion Element</i>
PD	<i>Power Delivery Element</i>
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
TD	Transformador de Distribuição
VTCD	Variações de Tensão de Curta Duração

LISTA DE SÍMBOLOS

ΔV	Varição de tensão
FD_V	Fator de desequilíbrio de tensão
FD_I	Fator de desequilíbrio de corrente
DHT_V	Distorção harmônica total de tensão
DHT_I	Distorção harmônica total de corrente
FP	Fator de potência
E_{RE}	Energia reativa excedente
D_{RE}	Demanda reativa excedente
V_T	Tensão térmica do módulo fotovoltaico
k	Constante de Boltzmann
q	Carga elementar do elétron
V_{ca}	Tensão de circuito aberto
I_{cc}	Corrente curto circuito
V_{pmp}	Tensão no ponto de máxima potência
I_{pmp}	Corrente no ponto de máxima potência
P_{pmp}	Potência no ponto de máxima potência
K_v	Coefficiente de tensão e temperatura
K_i	Coefficiente de corrente e temperatura
I_{PV}	Corrente fotoelétrica de um módulo fotovoltaico
G	Irradiação solar
P_{gd}	Penetração de geração solar fotovoltaica
D_{gd}^{uc}	Demanda de geração solar fotovoltaica por unidade consumidora
\bar{V}_{al}	Valor médio de tensão no alimentador
\bar{P}_{loss}	Valor médio de perdas no alimentador

\overline{P}_{Hloss}	Valor médio de perdas harmônicas no alimentador
\overline{DHT}_V	Valor médio de distorção harmônica total de tensão
\overline{DHT}_I	Valor médio de distorção harmônica total de corrente
R^2	Coefficiente de determinação

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	Justificativa	18
1.2	Celesc distribuição	21
1.3	Definição do problema	22
1.4	Objetivo geral	22
1.5	Objetivos específicos	22
1.6	Organização do texto	23
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	24
2.1	Qualidade da energia elétrica	24
2.1.1	Normas e regulamentações	26
2.1.2	Tensão em regime permanente	28
2.1.3	Desequilíbrio de tensão e corrente	30
2.1.4	Distorções harmônicas	32
2.1.5	Fator de potência	34
2.2	Geração fotovoltaica	35
2.2.1	Módulo solar fotovoltaico	36
2.2.2	Conversor eletrônico	40
2.2.3	Requisitos para a conexão com a rede elétrica de distribuição	41
2.3	Impactos da conexão de geração fotovoltaica em redes de distribuição	44
2.3.1	Fluxo de potência reverso	46
2.3.2	Potência reativa	46
2.3.3	Sobretensão	47
2.3.4	Desbalanceamento entre as fases	48
2.3.5	Perdas técnicas	48
2.3.6	Distorções harmônicas	50
2.4	Considerações finais do capítulo	51
3	MODELAGEM COMPUTACIONAL	52
3.1	OpenDSS	52
3.2	Sistema elétrico de distribuição em estudo	53
3.2.1	Modelagem do sistema elétrico	55
3.2.1.1	<i>Cargas</i>	56
3.2.1.2	<i>Linhas</i>	57
3.2.1.3	<i>Transformadores e reguladores de tensão</i>	58

3.2.1.4	<i>Banco de capacitores</i>	58
3.2.1.5	<i>Sistema fotovoltaico</i>	59
3.2.1.6	<i>Espectro harmônico das correntes</i>	60
3.3	Metodologia da simulação	61
3.3.1	Definições	61
3.3.2	Métricas utilizadas para os resultados das simulações	62
3.3.3	Tipos de simulações	64
3.3.3.1	<i>Modo fundamental</i>	64
3.3.3.2	<i>Modo harmônico</i>	64
3.4	Considerações finais do capítulo	65
4	RESULTADOS	66
4.1	Transformadores de distribuição analisados em campo	66
4.2	Resultados experimentais	67
4.3	Avaliação dos impactos da penetração de GD-FV	70
4.3.1	Demanda no alimentador	70
4.3.2	Perfil de tensão	71
4.3.2.1	<i>Desequilíbrio de tensão</i>	74
4.3.3	Perdas técnicas	75
4.3.3.1	<i>Contribuição das harmônicas nas perdas técnicas</i>	78
4.3.4	Distorções harmônicas	81
4.3.4.1	<i>Distorção harmônica de tensão</i>	81
4.3.4.2	<i>Distorção harmônica de corrente</i>	83
4.4	Considerações finais do capítulo	87
5	CONCLUSÕES	88
5.1	Trabalhos futuros	90
	REFERÊNCIAS	92
	APÊNDICE A – OPENDSS	99

1 INTRODUÇÃO

Com o avanço tecnológico, a energia elétrica vem cada vez mais sendo fator preponderante à vida das pessoas. A disponibilidade deste recurso à população envolve segurança, saúde, conforto, produção de bens nas indústrias, geração de riqueza e desenvolvimento em todos os setores da sociedade. Neste aspecto, a qualidade da energia elétrica (QEE) ganha maior importância na sociedade, pois apenas a disponibilidade deste recurso não é mais suficiente para atender ao crescente aumento por tecnologias que demandam a utilização de energia elétrica.

De uma forma geral, sob o ponto de vista do consumidor residencial, a qualidade de energia percebida por ele está vinculada à continuidade do fornecimento de energia elétrica, ou seja, a disponibilidade do serviço. Já para um consumidor industrial e comercial, além da disponibilidade do serviço, a QEE também envolve o produto disponibilizado, de forma que não lhe cause prejuízo financeiro.

Com a introdução da regulamentação sobre geração distribuída (GD) nas redes elétricas, através da Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012), observa-se um aumento da penetração de geração próxima à carga, o que pode introduzir distúrbios na rede elétrica. Dessa forma, os aspectos de QEE têm papel fundamental sobre como deve ser construída e operada a rede elétrica. Assim, o estudo sobre a QEE acaba desempenhando importante função para regulamentar e limitar as distorções causadas na rede por sistemas de GD e equipamentos e dispositivos elétricos e eletrônicos.

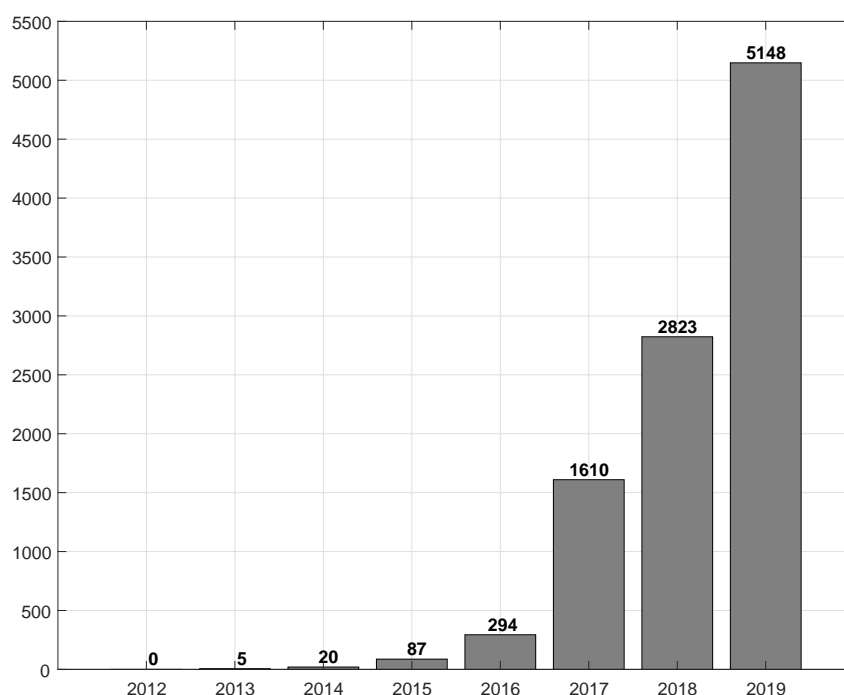
1.1 Justificativa

O custo da energia elétrica é, cada vez mais, fator importante à competitividade da indústria e do comércio no país. Desta forma, os consumidores utilizam algumas ferramentas para minimizar o impacto do custo da energia, dentre os quais se podem destacar ações de eficiência energética e utilização de geração distribuída.

Observa-se nos consumidores residenciais e industriais que a geração distribuída solar fotovoltaica (GD-FV) vem se tornando dominante frente a outras formas de geração alternativa. A participação desta fonte alcançou 63,5% da matriz de GD no ano de 2018, com um crescimento de 131%, passando de 359 GWh para 828 GWh de geração em relação ao ano anterior, segundo dados do Balanço Energético Nacional (BEN) (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019). Em termos de

capacidade instalada de geração, a variação foi de 174,5 MW em 2017 para 562,3 MW em 2018. A Figura 1 apresenta o panorama da quantidade anual de conexões de GD na distribuidora de energia elétrica do estado de Santa Catarina (Celesc Distribuição).

Figura 1 – Quantidade anual de conexões de GD na Celesc.



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2019a).

Observa-se na Figura 1 um crescimento com tendência exponencial desde a introdução da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, fato que comprova a expectativa de elevado crescimento desta forma de geração alternativa. Já a Tabela 1 apresenta o quantitativo total de sistemas de GD conectados na Celesc até o final do ano de 2019.

Tabela 1 – Quantitativo de GD na Celesc até 2019

Tipo de Geração Conectada	Quantidade de Conexões
Fotovoltaica	9.964
UTE	11
CGH	9
Eólica	3

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2019a).

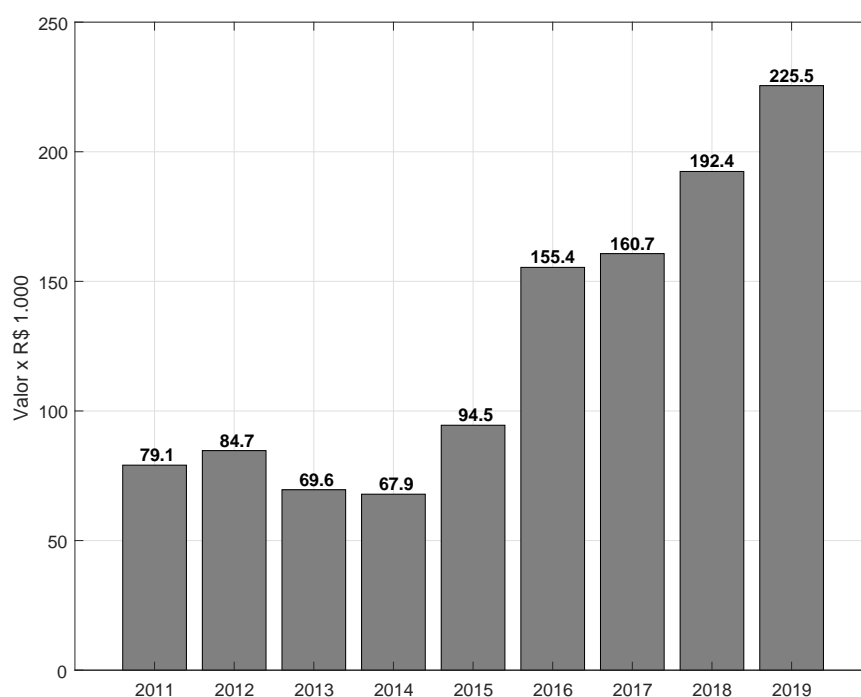
Até o final de 2019, a potência total instalada de GD na Celesc era de 115.306 kW, com 9.987 unidades de GD conectadas, nos quais 99,7% correspondem

a sistemas de GD-FV, indicando a dominância desta fonte quando comparado ao crescimento de outras fontes de geração (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019a).

A natureza estocástica da irradiação solar acaba por trazer desafios à operação das redes elétricas, principalmente no contexto da baixa tensão (BT) da rede de distribuição. Devido à influência da nebulosidade, podem ocorrer variações na potência gerada em um curto intervalo de tempo, o que pode causar flutuações de tensão e danos aos equipamentos elétricos conectados na rede (BRINKEL *et al.*, 2020).

Dada a forte presença de dispositivos que introduzem distorções no sistema elétrico atual, a preocupação com a QEE vem ganhando relevância neste cenário, uma vez que a maioria dos efeitos das grandezas da qualidade do produto são provocados pela carga, porém, pode afetar outros consumidores vizinhos e a rede elétrica de um modo geral. A Figura 2 apresenta o histórico dos valores pagos pela Celesc Distribuição por violação dos indicadores de conformidade do nível de tensão em regime permanente.

Figura 2 – Histórico dos valores pagos pela Celesc por violação de tensão em regime permanente



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2019b).

Os indicadores de qualidade do produto em regime permanente são

integralizados em intervalos de 10 minutos, o que as vezes pode não refletir o real efeito causado na rede. A responsabilidade pela manutenção dos parâmetros aceitáveis de QEE em grande parte fica com a concessionária de energia e não com os consumidores (cargas), que podem introduzir distúrbios na rede. Como exemplo, a atual legislação brasileira do setor elétrico não penaliza os consumidores que eventualmente possuam carga com elevado grau de distorção, que podem causar um baixo nível na qualidade da energia. Para consumidores atendidos em BT, não está prevista nem a penalização por baixo fator de potência (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010). Desta forma, é cada vez mais comum a existência de cargas eletrônicas com baixo fator de potência e alto conteúdo harmônico, uma vez que o consumidor não sente o efeito deste problema. A injeção de potência na rede elétrica proveniente do sistema de GD também deve assegurar que os níveis de qualidade sejam atendidos.

Ao final do ano de 2019, as perdas totais na distribuição apuradas pela Celesc foram de 8,74%, sendo 6,45% a parcela de perdas técnicas e 2,29% perdas não-técnicas. A ANEEL reconhece para cada distribuidora de energia um percentual regulatório de perdas técnicas e não-técnicas que é remunerado na tarifa de energia. Valores para perdas acima do regulatório entram como despesa para as companhias. Para a Celesc, as perdas técnicas regulatórias no final de 2019 foram de 5,83%, perfazendo uma diferença de 0,62% a maior em relação ao valor apurado. Esta diferença para as perdas técnicas representaram no ano de 2019 um valor total de R\$ 36,4 milhões (CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA, 2019). Dessa forma, a análise do impacto nas perdas elétricas se torna cada vez mais relevante, diante o crescente aumento de GD-FV nas redes de BT.

1.2 Celesc distribuição

A Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC foi criada em 1955 com a atribuição de planejar, construir e explorar o sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica do Estado de Santa Catarina. A Celesc Distribuição foi criada em outubro de 2006, a partir da desverticalização das atividades de geração e distribuição de energia elétrica exercidas pela Celesc, em atendimento ao marco regulatório do Setor Elétrico Nacional. Assim, a Celesc passou a operar no formato de *holding*, com duas subsidiárias integrais: a Celesc Geração S.A e a Celesc Distribuição S.A.

Atualmente a Celesc Distribuição destaca-se como a 6ª maior distribuidora brasileira em receita de fornecimento, a 7ª em volume de vendas de energia e a 10ª em número de unidades consumidoras. A área de concessão da empresa corresponde

a 92% da área territorial de Santa Catarina, onde estão situados 264 municípios, distribuídos por seis macrorregiões do estado. A Empresa atende, hoje, a mais de 3 milhões de unidades consumidoras e a uma população de cerca de 7 milhões de pessoas, o equivalente a 3,3% da população nacional (CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA, 2019).

1.3 Definição do problema

Como problema de pesquisa, pretende-se responder as seguintes questões:

- a) A geração distribuída afeta os indicadores de qualidade da energia elétrica na rede de distribuição?
- b) Quais são os impactos do aumento da penetração da geração distribuída nos indicadores de qualidade da energia da rede de distribuição?
- c) No contexto da qualidade da energia elétrica, quais são as grandezas de maior relevância no indicador de violação de tensão em regime permanente?

1.4 Objetivo geral

O objetivo geral é analisar o impacto do aumento da penetração de geração distribuída na qualidade da energia elétrica na rede de distribuição da Celesc.

1.5 Objetivos específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- a) Efetuar medições de QEE na rede elétrica baixa tensão da Celesc Distribuição, que contenha um sistema real de GD-FV.
- b) Implementar e validar uma simulação computacional da operação da rede elétrica com os diferentes tipos de cargas aplicadas e geração distribuída.
- c) Avaliar o impacto causado devido à conexão de diferentes níveis de penetração de GD-FV nos parâmetros de interesse da QEE.

1.6 Organização do texto

Este documento está dividido em cinco capítulos, a saber: Introdução, Revisão de Literatura, Modelagem Computacional, Estudo de Caso e Considerações Finais.

O capítulo 1 apresenta uma introdução do trabalho realizado, descrevendo a justificativa, contexto e principais objetivos.

O capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica com a fundamentação teórica acerca das definições e parâmetros de qualidade da energia elétrica, modelo de geração solar fotovoltaica conectado à rede elétrica, assim como os impactos que a interligação massiva de unidades de geração fotovoltaica causam em redes de distribuição.

O capítulo 3 descreve a modelagem computacional, contendo a ferramenta de simulação utilizada, os sistemas elétricos de distribuição em estudo e a modelagem dos elementos elétricos da rede.

O capítulo 4 apresenta o estudo de caso com as medições realizadas em campo e resultados experimentais, assim como a análise dos resultados de simulação obtidos com o aumento da penetração de geração fotovoltaica na rede elétrica.

As considerações finais e propostas de trabalhos futuros da dissertação são abordadas no capítulo 5.

Por fim, o apêndice A apresenta como os elementos elétricos da rede de distribuição são modelados no OpenDSS.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são apresentados os aspectos gerais relacionados aos distúrbios que afetam os parâmetros de QEE e os impactos que a conexão de sistemas de geração fotovoltaica em redes de distribuição causam nestes parâmetros. Inicialmente são abordadas as definições dos distúrbios que afetam a QEE. Na sequência é apresentado o funcionamento do sistema de geração fotovoltaica e as normas e regulamentações relacionadas ao tema. Por fim, são levantados os impactos que sistemas fotovoltaicos causam na rede elétrica de distribuição no contexto da baixa tensão.

2.1 Qualidade da energia elétrica

Dugan *et al.* (2002) definem a qualidade da energia elétrica como sendo qualquer problema de energia elétrica manifestado em desvios de tensão, corrente ou frequência que resultam em falha ou operação incorreta dos equipamentos dos consumidores. Para o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), o termo qualidade da energia se refere a uma grande variedade de fenômenos eletromagnéticos que caracterizam a tensão e a corrente em um dado momento e um dado local do sistema elétrico de potência (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2009).

De acordo com algumas definições, apenas equipamentos apresentando mau funcionamento compreendem a QEE, enquanto outras definições incorporam todos os desvios de tensão e/ou corrente para uma forma de onda determinada (BOLLEN; HÄGER, 2005). A qualidade da energia elétrica também pode ser definida como a interação entre a rede elétrica e os consumidores e equipamentos conectados a esta rede, consistindo em duas partes: qualidade da tensão e qualidade da corrente. A qualidade da tensão compreende a maneira como a tensão de fornecimento impacta o equipamento, enquanto que a qualidade da corrente compreende como a corrente da carga impacta o sistema elétrico (BOLLEN, 1999).

Os distúrbios relacionados à QEE podem trazer impactos significativos às distribuidoras de energia elétrica e aos consumidores. Dentre os principais motivadores para o estudo de QEE, destacam-se (BAGGINI, 2008; RAMOS, 2009; CENTRE FOR ENERGY ADVANCEMENT THROUGH TECHNOLOGICAL INNOVATION, 2007):

- Garantir que os equipamentos elétricos e eletrônicos funcionem adequadamente, assegurando a sua vida útil e sendo mais tolerantes a distúrbios, dada a

crescente sensibilidade dos equipamentos e grande utilização de dispositivos com características não-lineares;

- Os processos produtivos são menos tolerantes a paradas e falhas nos equipamentos. Com isto, pode-se causar impactos econômicos diretos, indiretos e sociais, tais como perda de produção, custo de retomada do processo produtivo, danos nos equipamentos, custos para a distribuidora associados à interrupção, entre outros;
- Distúrbios na QEE podem produzir problemas significativos em aplicações que envolvam processos industriais críticos, serviços públicos essenciais e setores importantes da economia;
- O crescente interesse pela eficiência energética e melhor aproveitamento da energia elétrica.

Os principais distúrbios que causam a degradação da qualidade de energia em um sistema elétrico estão sumarizados na Tabela 2.

Tabela 2 – Definições de distúrbios relacionados à QEE

Distúrbio	Definição resumida
Interrupção	amplitude da tensão (valor eficaz) é próxima de zero ($< 0,1$ pu)
Afundamento de Tensão (<i>sag</i>)	amplitude da tensão (valor eficaz) é abaixo do seu valor nominal (0,1 - 0,9 pu)
Elevação de Tensão (<i>swell</i>)	amplitude da tensão (valor eficaz) é acima do seu valor nominal ($> 1,1$ pu)
Desequilíbrio de Tensão	desvio da amplitude de tensão entre as 3 fases de um sistema trifásico e/ou ângulo entre as fases é diferente de 120°
Desequilíbrio de Corrente	desvio da amplitude de corrente entre as 3 fases de um sistema trifásico e/ou ângulo entre as fases é diferente de 120°
Harmônicos	componente contendo uma frequência diferente da frequência fundamental presente nos sinais de tensão e/ou corrente
Transitórios	aumento da magnitude de tensão e/ou corrente de curta duração
Flutuação de Tensão (<i>flicker</i>)	variação da magnitude da tensão cujo valor não excede a faixa de tensão especificada

Fonte: Adaptado de Chattopadhyay, Mitra e Sengupta (2011).

2.1.1 Normas e regulamentações

Existem diversas normas e regulamentações internacionais que visam estabelecer padrões e métricas para a manutenção da QEE. As principais instituições internacionais que atualmente regulamentam a QEE são o IEEE e o *International Electrotechnical Commission* (IEC) (NUNES, 2017). Outras instituições internacionais importantes que possuem normativas sobre QEE são: *American National Standards Institute* (ANSI), *National Electrical Manufacturers Association* (NEMA) e *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* (CIGRE).

No âmbito nacional, a principal regulamentação que visa estabelecer os parâmetros aceitáveis de QEE na distribuição de energia elétrica é o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). O PRODIST reúne documentos elaborados pela ANEEL que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica, através de 11 módulos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017a).

Normas e regulamentações internacionais

As normas da série IEC 61000 tratam da compatibilidade eletromagnética em geral, incluindo a terminologia, descrição de fenômenos eletromagnéticos, medição, ensaios e diretrizes de instalação e mitigação de distúrbios eletromagnéticos (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2015). As normas da série IEC 61000 são divididas em 7 partes, sendo:

- Parte 1 - Geral: conceitos básicos, segurança e incerteza de medição;
- Parte 2 - Ambiente: características do ambiente onde os equipamentos serão aplicados;
- Parte 3 - Limites: define os limites de emissão e imunidade que podem ser causados pelos equipamentos conectados na rede elétrica;
- Parte 4 - Técnicas de teste e medição: define as diretrizes dos equipamentos de medição e procedimentos de testes para assegurar o *compliance* com outras partes da norma (61000-4-x);
- Parte 5 - Diretrizes de instalação e métodos de mitigação: orientações na aplicação dos equipamentos, como filtros, equipamentos para condicionamento do sinal, supressores de surto, dentre outros, para mitigar os problemas de QEE;
- Parte 6 - Normas genéricas: define os níveis de imunidade requeridos por equipamentos para utilização em ambiente residencial, industrial e comercial;

- Parte 9 - Miscelânea.

O IEEE também desenvolve um grande número de normas na área de qualidade da energia, sendo coordenado pelo *Power Quality Subcommittee*, e se reporta para o *Transmission and Distribution Committee* do *IEEE Power & Energy Society*. As normas do IEEE geralmente não especificam requerimentos para equipamentos e tendem a ser mais orientadas à aplicação (VANNOY *et al.*, 2005). A Tabela 3 apresenta as principais normas e recomendações relacionadas à QEE do IEEE e ANSI.

Tabela 3 – Normas IEEE e ANSI

Norma/Recomendação	Título
IEEE 519	<i>Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems</i>
IEEE 1100	<i>Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment</i>
IEEE 1159	<i>Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality</i>
IEEE 1250	<i>Guide for Identifying and Improving Voltage Quality in Power Systems</i>
IEEE 1453	<i>Recommended Practice for the Analysis of Fluctuating Installations on Power Systems</i>
IEEE 1459	<i>Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions</i>
ANSI C84.1	<i>American National Standard for Electric Power Systems and Equipment - Voltage Ratings (60 Hz)</i>

Fonte: Elaboração própria (2019).

PRODIST Módulo 8 - qualidade da energia elétrica

O Módulo 8 do PRODIST é o documento que regulamenta os procedimentos relativos à QEE no Brasil. É dividido em três seções (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018):

- Qualidade do produto: define a terminologia, caracteriza os fenômenos e estabelece os indicadores e limites ou valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão.
- Qualidade do serviço: define os conjuntos de unidades consumidoras, estabelece as definições, os limites e os procedimentos relativos aos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento.

- Qualidade no tratamento de reclamações: estabelece a metodologia de cálculo dos limites do indicador de qualidade comercial FER.

Com relação à qualidade do produto, o Módulo 8 do PRODIST trata dos seguintes parâmetros (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018):

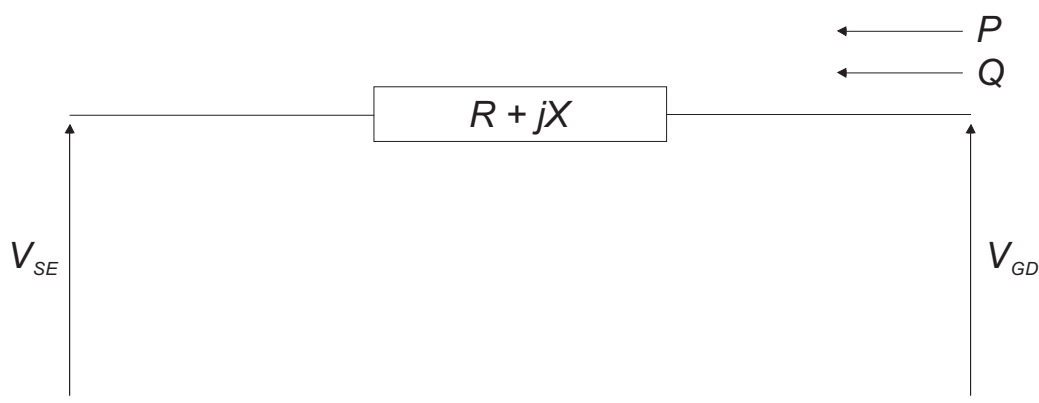
- Regime permanente
 - (i) tensão em regime permanente
 - (ii) fator de potência
 - (iii) harmônicos
 - (iv) desequilíbrio de tensão
 - (v) flutuação de tensão
 - (vi) variação de frequência
- Regime transitório
 - (i) variações de tensão de curta duração - VTCD

A seguir são apresentados em mais detalhes os principais indicadores que afetam a QEE, dada a inserção de geração fotovoltaica no sistema elétrico de distribuição (KATIRAEI; AGUERO, 2011).

2.1.2 Tensão em regime permanente

Em um cenário de aumento da penetração de GD, a manutenção da tensão em regime permanente dentro dos parâmetros regulatórios vem se tornando um dos principais desafios às distribuidoras de energia elétrica. A entrada de pequenos geradores tem como efeito a elevação do nível de tensão no ponto de conexão com a rede elétrica (MASTERS, 2002). A Figura 3 apresenta um sistema de GD fornecendo potência para a rede.

Figura 3 – Sistema de GD fornecendo potência para a rede



Fonte: Adaptado de Masters (2002).

A variação de tensão causada pelo sistema de geração é dada pela Equação 1 (MASTERS, 2002):

$$\Delta V = V_{GD} - V_{SE} = \frac{RP + XQ}{V_{GD}} \quad (1)$$

O termo XQ pode ser positivo ou negativo, dependendo se o gerador está fornecendo ou absorvendo energia reativa. Como a magnitude da potência reativa é pequena comparada com a potência ativa, o termo $RP + XQ$ tende a ser positivo. Assim, a tensão no ponto de conexão do gerador será maior do que a tensão na subestação.

Dentre os indicadores de qualidade do produto, a tensão em regime permanente é atualmente a única grandeza que introduz penalidade à distribuidora que viola os parâmetros definidos no PRODIST. Os níveis de tensão são classificados segundo o PRODIST em: alta tensão (igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV). A tensão de atendimento é classificada segundo faixas em torno da tensão de referência, podendo estar em três faixas: adequada, precária e crítica. Para as redes de baixa tensão operando na tensão nominal 380/220 V, os valores são classificados pelo PRODIST conforme a Tabela 4.

Tabela 4 – Faixas de tensão em relação à referência para tensão nominal 380/220 V

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão
Adequada	$350 \leq V \leq 399$ / $202 \leq V \leq 231$
Precária Superior	$399 < V \leq 403$ / $231 < V \leq 233$
Precária Inferior	$331 \leq V < 350$ / $191 \leq V < 202$
Crítica Superior	$V > 403$ / $V > 233$
Crítica Inferior	$V < 331$ / $V < 191$

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2018).

Quando há transgressão dos limites classificados como adequados, a distribuidora deve regularizar o atendimento e compensar financeiramente o consumidor. Para o cálculo da compensação aos consumidores pela distribuidora são definidos dois indicadores: duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e duração relativa da transgressão para tensão crítica (DRC), de acordo com as Equações 2 e 3:

$$DRP(\%) = 100 \cdot \frac{nlp}{1.008} \quad (2)$$

$$DRC(\%) = 100 \cdot \frac{nlc}{1.008} \quad (3)$$

onde nlp e nlc representam o número de leituras situadas nas faixas precária e crítica do total de 1.008 amostras. Para cada amostra, considera-se o nlp e nlc de maior valor entre as fases. As 1.008 amostras devem ser obtidas em intervalos consecutivos de 10 minutos cada (intervalo de integralização). Os limites para os indicadores são 3% para DRP e 0,5% para DRC.

A compensação aos consumidores que estiveram submetidas a tensões de atendimento com transgressão dos indicadores DRP ou DRC é calculada através da Equação 4.

$$Comp = \left[k_1 \frac{DRP - DRP_{lim}}{100} + k_2 \frac{DRC - DRC_{lim}}{100} \right] \cdot EUSD \quad (4)$$

onde:

- $k_1 = 0$ se $DRP \leq DRP_{lim}$,
- $k_1 = 3$ se $DRP > DRP_{lim}$,
- $k_2 = 0$ se $DRC \leq DRC_{lim}$,
- $k_2 = 7$ se $DRC > DRC_{lim}$,
- $EUSD$ é o valor do encargo de uso do sistema de distribuição correspondente ao mês de referência.

2.1.3 Desequilíbrio de tensão e corrente

O módulo 8 do PRODIST apresenta duas metodologias para o cálculo do fator de desequilíbrio de tensão (FD_V), sendo:

- (i) Método IEC – considera as magnitudes das tensões eficazes de sequência positiva (V_+) e negativa (V_-), na frequência fundamental, onde:

$$FD_V(\%) = 100 \cdot \frac{V_-}{V_+} \quad (5)$$

- (ii) Método CIGRE – considera as magnitudes das tensões eficazes de linha na frequência fundamental (V_{ab} , V_{bc} e V_{ca}), sendo:

$$FD_V(\%) = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta_V}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta_V}}} \quad (6)$$

onde:

$$\beta_V = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (7)$$

A definição do grau de desequilíbrio de tensão está baseada no fato de que um conjunto trifásico de tensões equilibradas possui apenas componentes de sequência positiva. O surgimento, por alguma razão, de componentes de sequência zero, provoca apenas a assimetria das tensões de fase. As tensões de linha, cujos componentes de sequência zero são sempre nulas, permanecem equilibradas. Entretanto, a presença de componentes de sequência negativa também introduz uma assimetria nas tensões de linha (BOLLEN, 2002). Os limites para o desequilíbrio de tensão, segundo o PRODIST, são apresentados na Tabela 5, sendo $FD_V95\%$ o valor do indicador $FD_V(\%)$ para o percentil 95% das 1.008 leituras válidas.

Tabela 5 – Limites para o desequilíbrio de tensão

Indicador	$V \leq 1,0 \text{ kV}$	$1,0 \text{ kV} < V < 230 \text{ kV}$
$FD_V95\%$	3,0%	2,0%

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2018).

O desequilíbrio de tensão afeta o funcionamento dos equipamentos, como motores assíncronos, geradores síncronos e retificadores. Já o desequilíbrio de corrente pode resultar nos seguintes efeitos no sistema elétrico (BAGGINI, 2008):

- Aumento das perdas técnicas;
- Aquecimento adicional das linhas, tendo como consequência a limitação da capacidade de transmissão da corrente de sequência positiva;
- Desbalanço de tensão nos nós da rede elétrica.

O PRODIST não define uma forma de cálculo para o desequilíbrio de corrente. Algumas métricas baseadas em normas internacionais para o cálculo do fator de desequilíbrio (FD_I) são (BENETELI, 2015):

(i) Método NEMA – considera o máximo desvio em relação à média, sendo:

$$FD_I(\%) = 100 \cdot \frac{\max(|I_a - \bar{I}|, |I_b - \bar{I}|, |I_c - \bar{I}|)}{\bar{I}} \quad (8)$$

onde:

$$\bar{I} = \frac{I_a + I_b + I_c}{3} \quad (9)$$

(ii) Método CIGRE – considera as magnitudes das correntes eficazes de linha na frequência fundamental (I_{ab} , I_{bc} e I_{ca}), sendo:

$$FD_I(\%) = 100 \cdot \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta_I}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta_I}}} \quad (10)$$

onde:

$$\beta_I = \frac{I_{ab}^4 + I_{bc}^4 + I_{ca}^4}{(I_{ab}^2 + I_{bc}^2 + I_{ca}^2)^2} \quad (11)$$

2.1.4 Distorções harmônicas

Segundo Chattopadhyay, Mitra e Sengupta (2011), as principais fontes de geração de harmônicas em uma rede elétrica podem ser classificadas em:

- Magnetização de transformadores;
- Máquinas rotativas (motores e geradores);
- *Arcing devices*: lâmpadas fluorescentes, máquinas de solda e fornos a arco elétrico;
- Fontes chaveadas, empregando dispositivos semicondutores;
- Inversores de tensão;
- Dispositivos controlados por tiristor.

A presença de harmônicas tem efeitos adversos nos equipamentos e na operação da rede elétrica, podendo criar ressonância e alterar as propriedades de amortecimento da rede. Em máquinas rotativas, a presença de harmônicas aumenta as perdas e produz um torque oscilatório. No caso de transformadores, harmônicas aumentam as perdas no cobre e no ferro, como também podem produzir saturação e vibração no núcleo. Já para instrumentos de medição, o erro dos equipamentos pode ser afetado na presença de sinais distorcidos, afetando o seu funcionamento. Os bancos de capacitores para correção do fator de potência também são afetados, podendo aumentar a potência reativa acima dos limites regulatórios (CHATTOPADHYAY; MITRA; SENGUPTA, 2011).

O PRODIST trata apenas sobre as distorções harmônicas de tensão em seu módulo 8. A expressão para o cálculo da distorção harmônica total de tensão (DHT_V) é dada através da Equação 12.

$$DHT_V(\%) = 100 \cdot \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} \quad (12)$$

onde h é a ordem da frequência harmônica, h_{max} é a ordem máxima de medição definida pelos equipamentos referentes à sua classe de exatidão e V_1 é a tensão medida na frequência fundamental.

Para o PRODIST, o espectro harmônico a ser considerado para o cálculo da distorção harmônica total de tensão deve compreender uma faixa de frequências desde a componente fundamental até 40ª ordem harmônica, pelo menos. Os limites para a distorção harmônica de tensão são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão na frequência fundamental)

Tensão Nominal do Barramento (kV)	$DHT_V(\%)$
$V_N \leq 1$	10
$1 < V_N \leq 13,8$	8
$13,8 < V_N \leq 69$	6
$69 < V_N \leq 230$	3

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (2018).

Não existem regras definidas para a análise da distorção harmônica de corrente no PRODIST. No âmbito internacional, a norma IEEE 519 recomenda os limites para as distorções de corrente (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2014). A definição de distorção harmônica total de corrente segundo a IEEE é dada pela Equação 13.

$$DHT_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h=\infty} I_h^2}}{I_1} \quad (13)$$

onde h é a ordem da frequência harmônica e I_1 é a corrente na frequência fundamental. A Tabela 7 apresenta os limites de distorção harmônica de corrente para sistemas com tensão entre 120 V e 69 kV, onde h é a ordem harmônica, I_{SC} é máxima corrente de curto-circuito e I_L é a máxima corrente de carga.

Tabela 7 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da corrente de carga)

I_{sc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	DHT_I
<20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20-50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50-100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100-1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
>1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

Fonte: Institute of Electrical and Electronics Engineers (2014).

Estes são os valores de referência para harmônicas ímpares. No caso de harmônicas pares, os limites recomendados são 25% do apresentado na Tabela 7.

2.1.5 Fator de potência

O fator de potência (FP) é definido no módulo 8 do PRODIST como:

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (14)$$

onde P e Q são a potência ativa e reativa, respectivamente.

Os valores admissíveis do fator de potência para uma unidade consumidora com tensão inferior a 230 kV no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 e 1,00 indutivo ou 1,00 e 0,92 capacitivo. Caso a unidade consumidora viole estes limites, é feita a cobrança de energia E_{RE} e demanda D_{RE} reativa excedente, através das Equações 15 e 16 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010):

$$E_{RE} = TE \cdot \sum_{t=1}^n \left[E_t \left(\frac{f_r}{f_t} - 1 \right) \right] \quad (15)$$

$$D_{RE} = TD \cdot \left[\max_{t=1}^n \left(D_t \frac{f_r}{f_t} - D_{Pa} \right) \right] \quad (16)$$

onde:

t é o intervalo de apuração dos indicadores,

TE é a tarifa de energia,

E_t é o montante de energia ativa no intervalo t ,

f_r é o fator de potência de referência (0,92),

f_t é o fator de potência no intervalo t ,

TD é a tarifa de demanda,

D_t é a demanda de potência ativa no intervalo t ,

D_{Pa} é a demanda de potência ativa faturável.

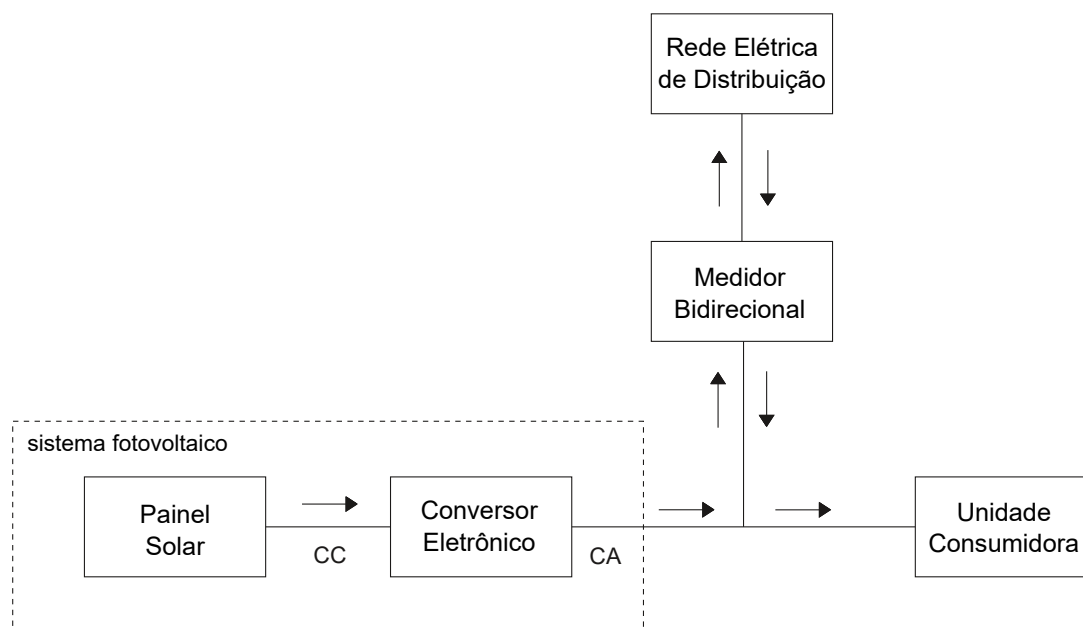
No caso da Celesc, para apuração das grandezas de energia e demanda reativa excedente, considera-se um período consecutivo de 6 horas compreendido entre 23h30min e 06h30min apenas os fatores de potência inferiores a 0,92 capacitivo. Para o período complementar é considerado apenas os fatores de potência inferiores a 0,92 indutivo.

O aumento da potência reativa na rede elétrica pode causar efeitos indesejáveis como: alterações no perfil de tensão na rede elétrica, aumento das perdas elétricas de potência ativa, limitação da capacidade de transmissão das linhas e limitação da capacidade de geração (BAGGINI, 2008).

2.2 Geração fotovoltaica

Os sistemas de geração solar fotovoltaica convertem energia solar em eletricidade. Os módulos fotovoltaicos permitem uma grande variedade de aplicações, sendo utilizado em grandes plantas de geração ou em consumidores residenciais, podendo operar conectados na concessionária de energia ou de forma isolada (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2019). A Figura 4 apresenta um diagrama típico de conexão de um sistema de GD-FV de uma unidade consumidora conectada na rede elétrica de distribuição.

Figura 4 – Sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição



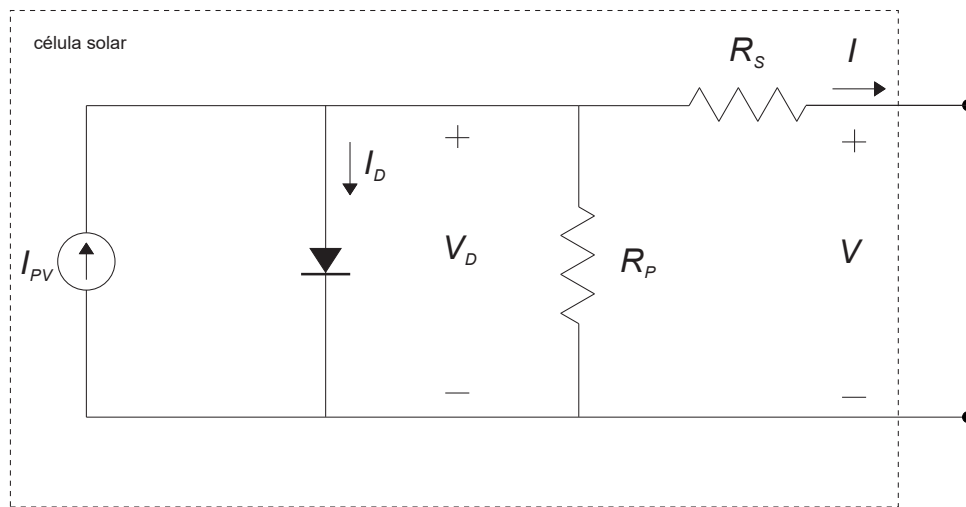
Fonte: Adaptado de Villalva (2010).

A seguir serão apresentados em mais detalhes os principais componentes deste sistema.

2.2.1 Módulo solar fotovoltaico

O módulo solar fotovoltaico é o componente que realiza a conversão da energia solar em energia elétrica. Este módulo é composto através da associação de células solares fotovoltaicas. A célula solar é a unidade básica que realiza a conversão de energia e pode ser entendida como um semicondutor com uma junção $p-n$, no qual a absorção de luz nesta junção dá origem a uma corrente elétrica quando o dispositivo está em circuito fechado (MÖLLER, 1991). A corrente produzida pelo módulo solar é proporcional a sua superfície e a irradiação solar, enquanto que a tensão é limitada pela queda de potencial da junção $p-n$ (JENKINS; EKANAYAKE; STRBAC, 2010). O circuito equivalente de um módulo fotovoltaico é apresentado na Figura 5.

Figura 5 – Circuito equivalente de um módulo fotovoltaico



Fonte: Adaptado de Jenkins, Ekanayake e Strbac (2010).

Aplicando-se a primeira Lei de Kirchhoff no circuito da Figura 5, chega-se a equação que relaciona a característica $I \times V$ da célula solar, dada por:

$$I = I_{PV} - I_D - \frac{V + R_S I}{R_P} \quad (17)$$

onde I_{PV} é a corrente elétrica gerada devido ao efeito fotovoltaico, R_S é a resistência série equivalente do painel, R_P é a resistência paralela equivalente e I_D é a corrente no diodo equivalente que compõe o modelo, sendo definido pela equação de Shockley:

$$I_D = I_0 \left[\exp \left(\frac{V + R_S I}{m V_T} \right) - 1 \right] \quad (18)$$

onde I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo e m é o fator de idealidade do diodo (valor varia entre 1 e 2). A tensão térmica V_T do módulo fotovoltaico com N_s células conectadas em série é expressa por:

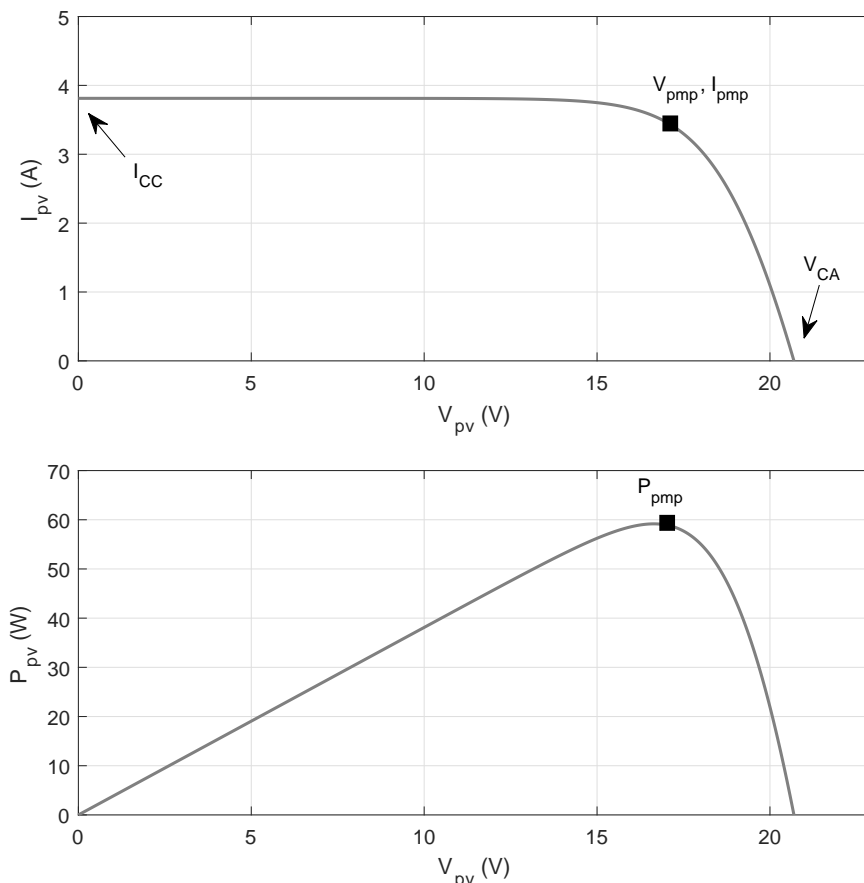
$$V_T = \frac{N_s k T}{q} \quad (19)$$

sendo k a constante de Boltzmann [$1,3806503 \cdot 10^{-23}$ J/K], T é a temperatura da junção em Kelvin e q é a carga elementar do elétron [$1,60217646 \cdot 10^{-19}$ C] (VILLALVA, 2010).

Os fabricantes de módulos fotovoltaicos normalmente não fornecem os parâmetros da Equação 17. São fornecidas curvas e tabelas com dados sobre as características térmicas e elétricas do dispositivo. Os parâmetros informados são: a tensão de circuito aberto (V_{ca}), a corrente de curto-circuito (I_{cc}), a tensão no ponto de máxima potência (V_{pmp}), a corrente no ponto de máxima potência (I_{pmp}) e a potência no ponto de máxima potência (P_{pmp}). Outras informações disponibilizadas são o coeficiente

de tensão e temperatura (K_v [V/K]) e o coeficiente de corrente e temperatura (K_i [A/K]), que relacionam a tensão e corrente em função da temperatura do módulo. Essas informações são fornecidas nas condições padronizadas de teste, que correspondem a uma temperatura de 25 °C e irradiação solar de 1000 W/m² (PALUDO, 2014). A Figura 6 apresenta uma curva típica $I \times V$ e $P \times V$ de um módulo fotovoltaico.

Figura 6 – Curva característica $I \times V$ e $P \times V$ de um módulo fotovoltaico



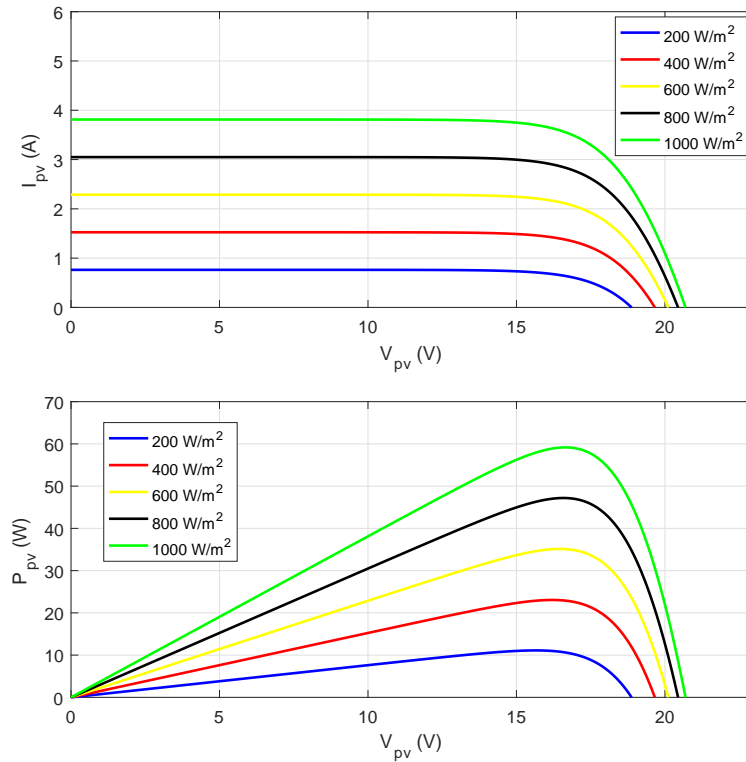
Fonte: Elaboração própria (2019).

A corrente fotoelétrica de um módulo fotovoltaico varia linearmente com a temperatura e é diretamente proporcional ao nível de irradiação solar, conforme a Equação 20 (VILLALVA, 2010):

$$I_{PV} = \frac{G}{G_n} (I_{PV,n} + K_i \Delta T) \quad (20)$$

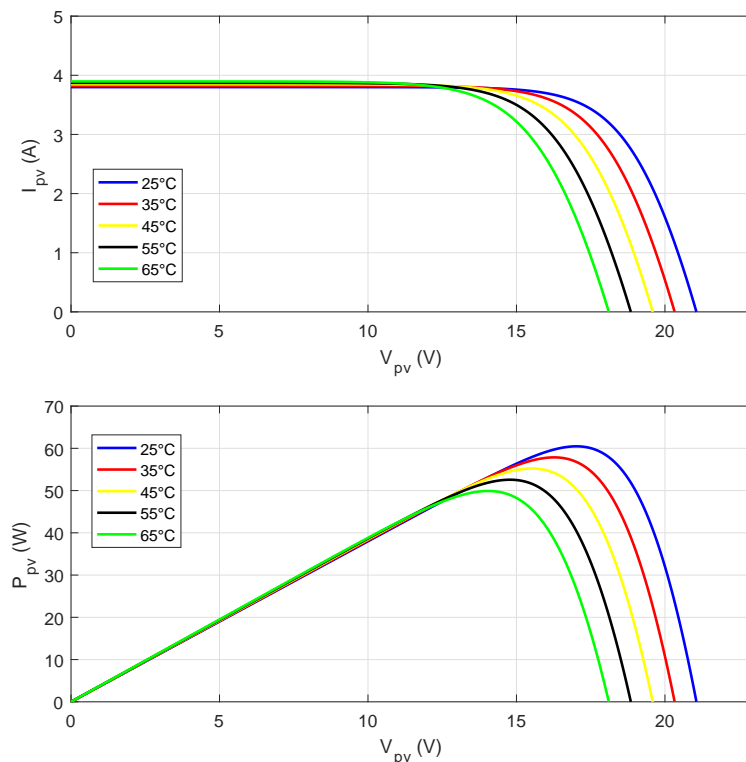
onde $I_{PV,n}$ é a corrente fotovoltaica na condição nominal ($T_n = 25$ °C e $G_n = 1.000$ W/m²), $\Delta T = T - T_n$ é a variação entre temperatura de operação e a temperatura nominal e G é a irradiação solar incidente no painel. As Figuras 7 e 8 apresentam respectivamente a influência da variação da irradiação solar (para $T_n = 25$ °C) e temperatura (para $G_n = 1.000$ W/m²).

Figura 7 – Variação da radiação solar nas curvas $I \times V$ e $P \times V$ de um módulo fotovoltaico



Fonte: Elaboração própria (2019).

Figura 8 – Variação da temperatura nas curvas $I \times V$ e $P \times V$ de um módulo fotovoltaico

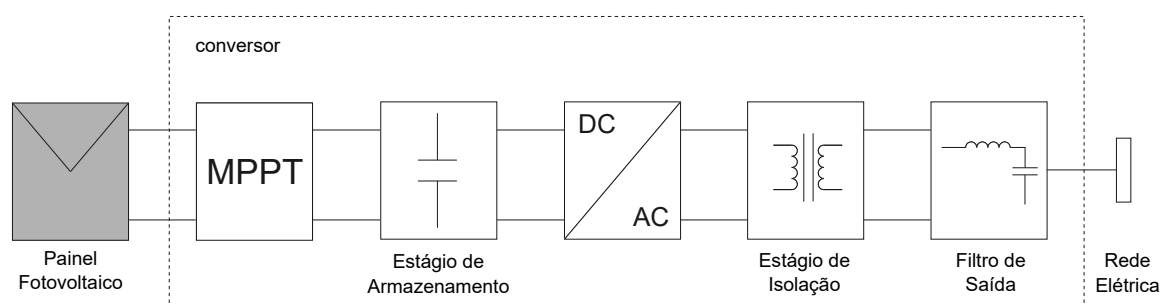


Fonte: Elaboração própria (2019).

2.2.2 Conversor eletrônico

Em sistemas de geração de energia elétrica fotovoltaica, os conversores eletrônicos são dispositivos que adequam a potência gerada pelo painel fotovoltaico para entregá-la à rede elétrica. Existem diversas estruturas e topologias propostas de conversores eletrônicos de energia para conexão de sistemas fotovoltaicos, conforme apresentado por Xue *et al.* (2004) e Kouro *et al.* (2015). Em geral, os conversores são divididos em estruturas monofásicas e trifásicas, de acordo com a faixa de potência ou aplicação desejada (VILLALVA, 2010). A Figura 9 apresenta uma estrutura básica de um conversor eletrônico para aplicação conectada à rede elétrica de distribuição.

Figura 9 – Conversor eletrônico típico para conexão à rede elétrica de distribuição



Fonte: Adaptado de Blaabjerg *et al.* (2006).

Inicialmente, o conversor deve operar de modo que a máxima potência seja extraída do painel solar. Dessa forma, o recurso de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT - *Maximum Power Point Tracking*) é responsável por garantir que o sistema opere no seu ponto ótimo. Devido à natureza aleatória das condições de operação do painel solar, a utilização da busca pelo MPPT torna-se necessária nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, proporcionando o maior rendimento do sistema (VILLALVA, 2010). Existem diversas estratégias para rastreamento do MPPT, tais como: Perturba e Observa (P&O), *Hill Climbing*, *Curve-Fitting*, Condutância Incremental, assim como técnicas que implementam lógica *fuzzy* e redes neurais (SUBUDHI; PRADHAN, 2013).

O estágio de armazenamento geralmente utiliza um capacitor como elemento armazenador de energia. O conversor DC-AC (inversor) possui geralmente um ou dois estágios. No caso do conversor de dois estágios, um primeiro estágio DC-DC é adicionado para regular a tensão contínua de saída do painel (PALUDO, 2014). Já o estágio de isolação inclui um transformador que isola o lado DC (painel solar) do lado AC (rede elétrica), impedindo a circulação de correntes parasitas. Por fim, um filtro de saída é adicionado para restringir as correntes harmônicas injetadas na rede elétrica (JENKINS; EKANAYAKE; STRBAC, 2010).

2.2.3 Requisitos para a conexão com a rede elétrica de distribuição

Para a conexão de GD-FV à rede elétrica, os consumidores devem seguir critérios e normas estabelecidos pela regulamentação do setor. No âmbito internacional, as principais referências relacionadas ao tema são (VILLALVA, 2010):

- IEEE 1547: *Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems*;
- IEEE 929-2000: *Recommended practice for utility interface of photovoltaic (PV) systems*;
- IEC 61727: *Characteristics of the utility interface*.

Em relação aos parâmetros de conexão no Brasil, o PRODIST em seu Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição, estabelece na seção 3.7 alguns requisitos mínimos de conexão para sistemas com geração distribuída, em complemento ao Módulo 8 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017b). Além do disposto no PRODIST, cada concessionária de energia estabelece os seus requisitos adicionais para a conexão de geração distribuída. No caso da Celesc, o documento que regulamenta estes parâmetros é a instrução I-432.0004 - Requisitos para a Conexão de Micro ou Minigeradores de Energia ao Sistema Elétrico da Celesc Distribuição (CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA, 2018). Na sequência é apresentado um resumo dos principais requisitos que os sistemas fotovoltaicos devem atender para conexão à rede elétrica.

Modo de conexão

No Brasil, a conexão ao sistema elétrico da concessionária é definida para cada área de concessão onde a distribuidora atua. No caso da Celesc, o nível de tensão a ser considerado para a conexão é apresentado na Tabela 8.

Tabela 8 – Nível de tensão para conexão de GD na Celesc Distribuição

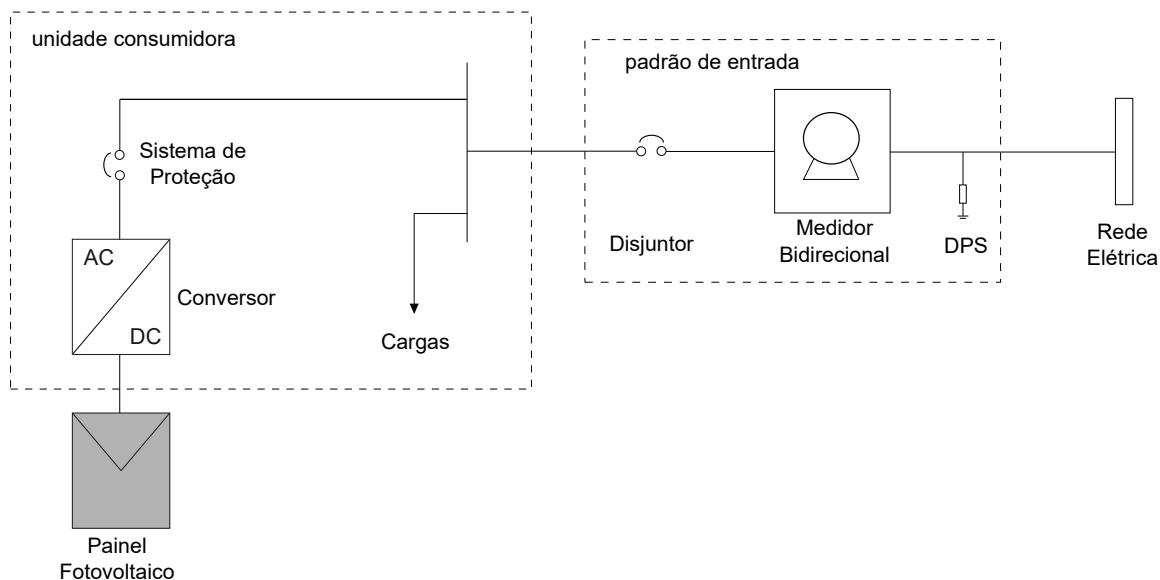
Potência Instalada (kW)	Nível de Tensão de Conexão
$V \leq 15$	baixa tensão (monofásico, bifásico ou trifásico)
$15 \leq V < 25$	baixa tensão (bifásico ou trifásico)
$25 \leq V < 75$	baixa tensão (trifásico)
$75 \leq V < 5.000$	média tensão (trifásico)

Fonte: Centrais Elétricas de Santa Catarina (2018).

A conexão com o sistema elétrico deve ser realizada segundo a Figura 10, no qual o medidor de energia deve ser capaz de efetuar a medição bidirecional, ou seja,

no sentido direto (da rede elétrica para a unidade consumidora) e no sentido reverso (da unidade consumidora para a rede elétrica).

Figura 10 – Conexão de GD-FV à rede elétrica de distribuição



Fonte: Centrais Elétricas de Santa Catarina (2018).

Tensão de operação

O sistema de GD não deve regular a tensão de operação no ponto de conexão com a concessionária de energia elétrica. A tensão no ponto de conexão deve respeitar os limites máximos e mínimos definidos de acordo com as normas adotadas. No caso da Celesc, o conversor deve se desconectar da rede quando condições de subtensão ou sobretensão forem detectadas, conforme a Tabela 9.

Tabela 9 – Resposta do conversor às condições anormais de tensão

Faixa de Tensão (pu)	Tempo de Desligamento
$V < 0,8$	0,4 s
$0,8 \leq V \leq 1,1$	regime normal de operação
$V > 1,1$	0,2 s

Fonte: Centrais Elétricas de Santa Catarina (2018).

O tempo máximo de desligamento se refere ao tempo entre o evento anormal de tensão e a atuação do sistema de GD (cessar o fornecimento de energia à rede elétrica). O sistema de GD deve permanecer conectado à rede, a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir a reconexão do sistema quando as condições normais forem restabelecidas.

Distorções harmônicas

Além dos limites estabelecidos para o limite de distorções harmônicas apresentados na seção 2.1.4, adicionalmente o conversor deve respeitar os limites para a distorção harmônica total de corrente estabelecidos na Tabela 10.

Tabela 10 – Limites de distorção harmônica de corrente para os conversores

Harmônica	Limite de Distorção Harmônica
ímpares 3 ^a até 9 ^a	4,0 %
ímpares 11 ^a até 15 ^a	2,0 %
ímpares 17 ^a até 21 ^a	1,5 %
ímpares 23 ^a até 33 ^a	0,6 %

Fonte: Centrais Elétricas de Santa Catarina (2018).

Os harmônicos pares em cada faixa devem ser inferiores a 25% dos limites dos harmônicos ímpares indicados na Tabela 10.

Fator de potência

Os sistemas de GD de pequeno porte não necessitam participar do controle do sistema de potência. No Brasil, atualmente não existe regulamentação que permita a injeção de potência reativa na rede elétrica. Dessa forma, os conversores devem operar com fator de potência idealmente unitário. No caso de grandes plantas de GD (acima de 1 MW de potência), o gerador pode eventualmente participar do controle de potência do sistema elétrico. Conforme a norma IEC 61727, o fator de potência deve ser acima de 0,90 para operação com potência do conversor acima de 50% da nominal (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2014).

No caso de participação no controle de potência, a potência reativa deve contribuir positivamente no sentido de manter adequado o desempenho do sistema elétrico. Assim, o controle de reativos, durante o regime de carga pesada e carga média, não poderá absorver reativos do sistema elétrico, podendo fornecer reativo ou operar no máximo com fator de potência unitário. Já para o período de carga leve e carga mínima, não poderá fornecer reativos para o sistema elétrico, podendo absorver reativos ou no máximo operar com fator de potência unitário.

Operação de forma ilhada

O conversor deve possuir elemento de proteção com a capacidade de detectar a desconexão do sistema da concessionária de distribuição e atuar no sentido de impedir que o seu sistema de geração opere isolado, alimentando a rede elétrica (proteção anti-ilhamento). Esta proteção é necessária para garantir a segurança na

manutenção da rede elétrica, de modo a evitar acidentes em caso de energização acidental. O sistema de proteção deve desconectar os geradores em até 2 segundos após a perda da rede (CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA, 2018).

A unidade consumidora com sistema de GD poderá operar em modo isolado, desde que desconectada fisicamente da rede de distribuição, sem energizar outras unidades consumidoras. Para isto, cada distribuidora adota os requisitos de proteção de forma que garanta a não energização da rede de distribuição. No caso da Celesc, a operação de forma isolada pode ser realizada através de dois contatores intertravados eletricamente, chave de transferência ou interruptores intertravados mecanicamente, para comutar a carga entre a rede e o gerador e vice-versa (CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA, 2020).

2.3 Impactos da conexão de geração fotovoltaica em redes de distribuição

A conexão de geração fotovoltaica pode prover uma série de benefícios ao sistema elétrico, consumidores e distribuidora de energia. Algumas oportunidades de melhoria são:

- Postergação dos investimentos no sistema de transmissão e distribuição: a apropriada inserção de geração fotovoltaica pode reduzir o carregamento das linhas de transmissão e alimentadores de distribuição, proporcionando maior flexibilidade operacional. Isto pode fazer com que o investimento em ampliação da capacidade de transporte de energia elétrica seja postergado (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004; INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2002).
- Melhoria dos índices de confiabilidade: um alto nível de confiabilidade requer alto investimento em manutenção da infraestrutura da rede elétrica. Com a geração próxima da carga, o índice de confiabilidade do sistema próximo à geração local pode aumentar (PEPERMANS *et al.*, 2005; PESSOA, 2016).
- Fornecimento de energia em áreas remotas: em áreas distantes ou onde não é economicamente ou tecnicamente viável a implantação de uma rede de distribuição pela concessionária de energia, a inserção de geração fotovoltaica se mostra uma excelente alternativa (RAMOS, 2009).
- Provisão de serviços ancilares: como a conexão de geração fotovoltaica em geral aumenta o nível de tensão no ponto de conexão, em áreas com dificuldade de regulação de tensão a instalação destes sistemas de geração poderia aumentar a qualidade da energia fornecida. Outros serviços poderiam ser ofertados, como auto-restabelecimento e ilhamento (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2002; RAMOS, 2009).

- Impacto ambiental: é crescente o uso de energias renováveis na GD. Isso proporciona uma alternativa à construção de grandes centrais geradoras, viabilizando o atendimento ao crescimento da carga de uma maneira mais ágil (PESSOA, 2016).

Por outro lado, dependendo potência instalada e da localização, a conexão de GD em sistemas elétricos de distribuição pode causar uma série de impactos negativos ao sistema elétrico, dentre os quais se podem destacar (WALLING *et al.*, 2008):

- Problemas relacionados à elevação do nível de tensão no ponto de conexão e ao longo do alimentador;
- Problemas na coordenação e sensibilidade dos equipamentos de proteção em uma eventual falta;
- Possibilidade de aumento nas perdas técnicas na rede elétrica;
- Restabelecimento do sistema elétrico.

Especificamente nas redes elétricas operando em baixa tensão, observa-se na literatura que os principais problemas relatados são (JENKINS; EKANAYAKE; STRBAC, 2010):

- Alteração do perfil de tensão no ponto de conexão e ao longo do alimentador;
- Degradação da qualidade da energia, com destaque para variações de tensão de curta duração e distorções harmônicas;
- Funcionamento inadequado do sistema de proteção das correntes de falta dos geradores distribuídos na rede de distribuição.

No caso da conexão de geradores fotovoltaicos, surgem problemas específicos, relacionados ao aumento da penetração deste tipo de GD na rede de baixa tensão. Katiraei e Agüero (2011) e Pepermans *et al.* (2005) apresentam em seus estudos os principais distúrbios relacionados à conexão de geração fotovoltaica:

- Fluxo de potência reverso;
- Potência reativa;
- Elevação de tensão;

- Desbalanço de tensão e corrente;
- Perdas técnicas;
- Distorções harmônicas.

2.3.1 Fluxo de potência reverso

As redes de distribuição de energia elétrica são em sua maioria radiais ou operadas de forma radial. Nesses sistemas, tradicionalmente o fluxo de potência ativa ocorre no sentido da linha para a carga. Devido à inserção massiva de geração fotovoltaica, pode ocorrer o fluxo reverso de potência ativa, ou seja, da carga para a linha. Isso pode afetar negativamente a coordenação da proteção e a operação dos reguladores de tensão, além de poder aumentar as perdas técnicas (KATIRAEI; AGUERO, 2011).

Em redes radiais, a tensão ao longo da linha em geral decresce com o aumento da distância do alimentador. Quando existe um fluxo de potência reverso, o nível de tensão no ponto de conexão do gerador se eleva (PALUDO, 2014). Este aumento pode fazer com que a tensão exceda os valores definidos conforme o órgão regulador. Em um cenário de alta penetração de GD, o fluxo de potência exportado à rede de distribuição pode atingir até o sistema de transmissão (KATIRAEI; AGUERO, 2011).

Além disto, os equipamentos de proteção devem operar de maneira coordenada e seletiva com dispositivos que contemplem a operação com fluxo bidirecional de potência. No caso de um curto-circuito, o gerador pode contribuir com a corrente de curto e não sensibilizar adequadamente o sistema de proteção (PESSOA, 2016).

2.3.2 Potência reativa

As unidades pequenas e médias de GD comumente utilizam geradores assíncronos (fontes eólicas, hidráulicas e térmicas), os quais não são capazes de prover energia reativa. Por outro lado, sistemas de geração fotovoltaica são capazes de fornecer uma parcela de energia reativa (PEPERMANS *et al.*, 2005). Atualmente, a instalação de sistemas fotovoltaicos tem como objetivo fornecer toda a energia captada pelos módulos na forma de potência ativa, ou seja, operando com fator de potência unitário. Neste cenário, para uma mesma potência reativa consumida pelas cargas dos consumidores, o fator de potência visto pela concessionária de energia tende a diminuir (NUNES, 2017).

Apesar de usualmente operar com fator de potência unitário, é possível variar a potência reativa dos sistemas fotovoltaicos, porém muitos países ainda não permitem que os controladores dos inversores operem desta maneira, geralmente por dificuldades regulatórias e questões de mercado. Esta potência reativa poderia ser utilizada para mitigar as flutuações no fluxo de potência introduzidas por este tipo de geração, como também dispositivos de armazenamento de energia (WOYTE *et al.*, 2006).

Conforme apresentado por Yang *et al.* (2016), não há potência ativa disponível durante o período da noite, pois o nível de irradiância solar é próximo de zero. Sendo assim, o sistema fotovoltaico pode prover energia reativa durante este período, podendo ser utilizado para a regulação de tensão ou compensação de energia reativa das unidades consumidoras. Caso a energia reativa injetada na rede seja elevada, sobretensões podem ocorrer. Para que isto não ocorra, é necessário um monitoramento avançado e sistemas de comunicação sofisticados operando na rede elétrica.

2.3.3 Sobretensão

As redes de distribuição em média e baixa tensão geralmente possuem uma alta resistência quando comparadas com as linhas de transmissão, resultando em uma baixa relação X/R^1 . Dessa forma, para as redes de distribuição, a resistência dos cabos possui uma parcela significativa da queda de tensão ao longo da linha, como também as perdas técnicas. Assim, a conexão de sistemas fotovoltaicos pode ter uma influência considerável no nível de tensão local (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001).

A inserção da geração de sistemas fotovoltaicos é considerada não-despachável, devido à natureza estocástica da irradiância solar. Esta característica traz um impacto relevante no nível de sobretensão, uma vez que a potência dos sistemas de geração residencial geralmente está relacionada com a carga da unidade consumidora. Durante a ocorrência de fluxo de potência reverso, o nível de tensão nas linhas usualmente aumenta devido à interconexão da GD na rede elétrica de BT. Este fenômeno vem sendo apresentado como um dos limitadores da inserção de sistemas fotovoltaicos instalados nestas redes (TONKOSKI; TURCOTTE; EL-FOULY, 2012).

Em seus estudos, Tonkoski, Turcotte e El-Fouly (2012) mostraram que aumentando a penetração de geração fotovoltaica até 75% da potência dos transformadores de baixa tensão, o comprimento do alimentador e a impedância do transformador desempenham papel importante no nível de sobretensão. Os autores concluíram, em seu caso de estudo, que uma penetração média de 2,5 kW de potência

¹ Relação entre a reatância e a resistência em um sistema elétrico.

de geração por residência em uma rede de distribuição típica não eleva o nível de tensão para fora dos valores normais de operação, e estudos para avaliar o impacto da elevação de tensão devem ser conduzidos quando a penetração for acima de 5,0 kW por residência. Estudos mais aprofundados também são recomendados quando os alimentadores são longos, a impedância dos transformadores são elevadas ou uma grande porção da geração está concentrada distante da saída do transformador.

2.3.4 Desbalanceamento entre as fases

Os sistemas fotovoltaicos empregados em consumidores residenciais utilizam em sua maioria inversores monofásicos. O crescimento da inserção de unidades fotovoltaicas na rede de baixa tensão introduz mais um agravante no balanceamento entre as fases da rede de distribuição, que naturalmente já possui este distúrbio (SU; MASOUM; WOLFS, 2014).

Embora as tensões sejam equilibradas na média tensão, as tensões no lado da baixa tensão dos transformadores de distribuição se tornam desequilibradas devido às diferentes impedâncias do sistema elétrico, a distribuição desigual entre as cargas nas fases e a presença de transformadores monofásicos. As concessionárias de energia elétrica procuram distribuir as cargas igualmente entre as 3 fases do circuito de modo a minimizar este efeito (SHAHNIA *et al.*, 2010). Os principais efeitos causados pelo desbalanço são a redução da vida útil das máquinas de indução trifásicas e dos transformadores de distribuição. A eficiência da rede de distribuição também é reduzida, dado o aumento das perdas técnicas devido à circulação de corrente de neutro (CHUA *et al.*, 2012).

Segundo Shahnia *et al.* (2010), um dos principais problemas relacionados à QEE está no fato de que a localização aleatória e potência de geração fotovoltaica na rede elétrica pode levar ao aumento do índice de desequilíbrio de tensão acima dos valores regulatórios. Algumas estratégias convencionais utilizadas para mitigar o desbalanço são o aumento da bitola dos condutores e a instalação de banco de capacitores e reguladores de tensão. A utilização de sistemas de armazenamento de energia também vem sendo estudada para atenuar este distúrbio (WECKX; DRIESEN, 2015; CHUA *et al.*, 2012).

2.3.5 Perdas técnicas

As perdas em uma distribuidora de energia elétrica são divididas em perdas não-técnicas e perdas técnicas. As perdas não-técnicas, ou perdas comerciais, referem-se à energia consumida mas não faturada, podendo decorrer de furtos, fraudes ou falhas da distribuidoras no processo de faturamento. Já as perdas técnicas são oriundas do

processo de transformação da energia elétrica em calor, som e luz durante o transporte da energia pelos condutores, desde a geração até a carga (INSTITUTO ACENDE BRASIL, 2017; EUROPEAN COMMISSION, 2015). As perdas técnicas ainda podem ser divididas em duas parcelas (EUROPEAN COMMISSION, 2015; UNITED FOR EFFICIENCY, 2017):

- Parcela que varia com a carga (*load losses*): também conhecida como perda no cobre ou perda ôhmica. Ocorre devido ao efeito do aquecimento provocado pelas correntes que circulam nos condutores das linhas e nos transformadores. Esta parcela das perdas varia proporcionalmente com a resistência e o quadrado da corrente. Em geral representa entre 2/3 e 3/4 das perdas técnicas totais.
- Parcela que não varia com a carga (*no-load losses*): também conhecida como perda no ferro. São as perdas necessárias para energização dos transformadores, o qual não varia com a corrente elétrica. Os fenômenos que provocam estas perdas são a histerese magnética e as correntes de Foucault nos transformadores, que variam conforme o nível de tensão e a frequência. Em geral representa entre 1/4 e 1/3 das perdas técnicas totais. Outra fonte de perdas fixas são as perdas por efeito Corona, porém representam uma pequena parcela das perdas totais.

O impacto da geração fotovoltaica nas perdas técnicas varia de acordo com a sua penetração na rede. Conforme apresentado por Quezada, Abbad e Román (2006), a trajetória de perdas em geral possui uma curva decrescente para um baixo nível de penetração e, após atingir um valor mínimo, passa a ser crescente para uma maior penetração. A concentração dos sistemas de geração também influencia nas perdas. Quanto mais dispersa as unidades de geração estão, maior será o impacto nas perdas do sistema. Ochoa e Harrison (2011) também apresentaram uma curva em formato de parábola para a trajetória das perdas em relação ao aumento da penetração de geração, porém ressaltam que o impacto nas perdas dependem de características específicas da rede, como a distribuição das cargas e o comportamento, topologia e localização dos geradores.

O aumento das perdas para um alto nível de penetração de geração fotovoltaica pode ser explicado por algumas razões: o carregamento das linhas de distribuição com elevada geração pode ser maior do que a condição normal de operação, a falta de suprimento de potência reativa e o aumento das tensões dos nós também afeta as perdas no ferro dos transformadores de distribuição (KATIRAEI; AGUERO, 2011).

Em um estudo apresentado por Solanki, Ramachandran e Solanki (2012), foi avaliado o impacto das perdas em dois alimentadores da distribuidora de energia elétrica americana AEP (*American Electric Power*). Durante o período de geração

fotovoltaica (entre 06h e 18h), uma redução das perdas é observada para uma penetração de até 30%. No entanto, para penetração acima de 50%, observa-se um aumento substancial nas perdas em relação ao caso sem geração fotovoltaica.

Verdelho *et al.* (2017) avaliaram o comportamento das perdas sob dois aspectos: a energia suprida pela fonte e a energia consumida pela carga. Utilizando cinco diferentes grupos de topologias de rede da EDP Distribuição em Portugal, observou-se que o valor absoluto das perdas tende a decrescer com o aumento da penetração da geração fotovoltaica, porém, quando analisado em relação à energia suprida pela subestação, os resultados mostraram que as perdas aumentam. Já quando comparado com relação à energia consumida, as perdas tendem a reduzir.

Mitra, Heydt e Vittal (2012) verificaram em seu trabalho que em cenários de carga pesada com penetração moderada (21%) e carga leve com penetração moderada (57%), as perdas técnicas eram reduzidas quando comparadas ao caso base de análise sem geração distribuída (redução de 33,5% para carga pesada e 35,3% para carga leve). Todavia, para penetração de 95%, as perdas técnicas totais do sistema sofrem um acréscimo de 84,2% em relação ao caso com carga leve e penetração moderada.

2.3.6 Distorções harmônicas

Um sistema de geração fotovoltaica sofre influência da variação de irradiação solar e da temperatura, que causam flutuações na potência de saída do sistema, sendo um dos fatores que geram distorções harmônicas. Adicionalmente, os dispositivos com eletrônica de potência empregados nos conversores também podem contribuir no aumento das harmônicas (ALHAFADHI; TEH, 2019).

Segundo Du e Lu (2018), as principais causas de harmônicas nos conversores empregados em dispositivos fotovoltaicos são: distorções harmônicas de tensão na rede elétrica, fontes chaveadas, variação de tensão no *link* DC do elemento armazenador de energia devido ao MPPT e o bloco *Phase-Locked Loop* (PLL) para detecção do sincronismo com a rede elétrica.

No estudo de Langella *et al.* (2016) foi observado que as características no domínio da frequência são fortemente dependentes da potência de saída dos conversores. Foi observado um aumento nas harmônicas e inter-harmônicas na condição de operação em baixa potência (abaixo de 25% da potência de saída). O efeito combinado da distorção harmônica de tensão da rede com alta impedância da fonte no desempenho das harmônicas nos inversores de geração fotovoltaica também foi identificado.

2.4 Considerações finais do capítulo

Este capítulo abordou as definições de parâmetros de QEE com as principais normas e regulamentações sobre a conexão de sistemas de GD-FV na rede elétrica. Na sequência foram apresentados os principais indicadores que afetam a QEE, dada a inserção de GD-FV no sistema elétrico.

Posteriormente, foi apresentado o sistema de geração fotovoltaica, mostrando como a variação da irradiação solar e a temperatura de operação influenciam a potência de saída gerada.

Por fim, foram levantados os impactos que a conexão de sistemas de GD-FV ocasionam na rede elétrica, apontando os principais distúrbios gerados relacionados ao aumento da penetração deste tipo de GD no sistema elétrico.

3 MODELAGEM COMPUTACIONAL

Este capítulo aborda a ferramenta de simulação utilizada e a modelagem dos seus componentes elétricos na rede. Primeiramente é apresentada uma visão geral do programa computacional OpenDSS. Na sequência é abordado o sistema elétrico modelado computacionalmente e as métricas utilizadas para analisar os resultados de simulação obtidos.

3.1 OpenDSS

O *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) é uma ferramenta de simulação de circuitos elétricos no domínio da frequência, no qual os elementos do circuito são modelados por sua matriz de admitância nodal (Y). O programa permite o planejamento e análise avançada de sistemas de distribuição, tais como fluxo de potência polifásico desbalanceado, análise de faltas, análise de parâmetros de QEE, inserção de geração distribuída, armazenamento de energia, automação inteligente na rede de distribuição, dentre outros. O OpenDSS realiza simulações em regime permanente, porém também permite realizar análises de transitórios eletromecânicos, que envolvem a inércia de rotação das máquinas rotativas e a energia consumida na rede elétrica (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2019).

Atualmente, o OpenDSS vem sendo cada vez mais utilizado como ferramenta de simulação de sistemas de distribuição em concessionárias de energia e em pesquisas relacionadas ao tema de *smart grids*. Na elaboração deste trabalho se utilizou a versão 8.6.5.3 64-bit do OpenDSS. Algumas aplicações que a ferramenta possibilita são (DUGAN; MONTENEGRO, 2018):

- Análise de circuitos polifásicos;
- Análise da interconexão de sistemas de geração distribuída;
- Simulação de sistema de geração solar fotovoltaica e eólica;
- Simulação de *Energy Storage Systems* (ESS) e veículos elétricos;
- Avaliação de sistemas de automação da distribuição;
- Estudos de planejamento probabilístico;
- Estimativa de estados;
- Análise de distorção harmônica e inter-harmônica.

A ANEEL recomenda a utilização do *software* OpenDSS para o cálculo do fluxo de potência na apuração das perdas técnicas, dado que é desenvolvido em código aberto e pode ser customizado de acordo com a necessidade do usuário, com a vantagem de não imputar custos adicionais à ANEEL e às distribuidoras de energia elétrica (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014).

No Apêndice A é apresentada a modelagem dos elementos básicos (barra, terminal, elementos de conversão e transporte de energia e elementos de suporte) e elétricos (subestação, linhas, cargas, transformadores e módulo fotovoltaico) do OpenDSS.

3.2 Sistema elétrico de distribuição em estudo

Para o estudo foram selecionados quatro alimentadores, no sentido de avaliar os impactos causados pelo aumento da penetração de geração solar fotovoltaica na rede da Celesc. Em cada alimentador, o transformador de distribuição (TD) com maior potência instalada de GD-FV foi selecionado, onde foi realizada uma medição de QEE para a validação dos resultados das simulações. Os dados dos alimentadores estão sumarizados na Tabela 11.

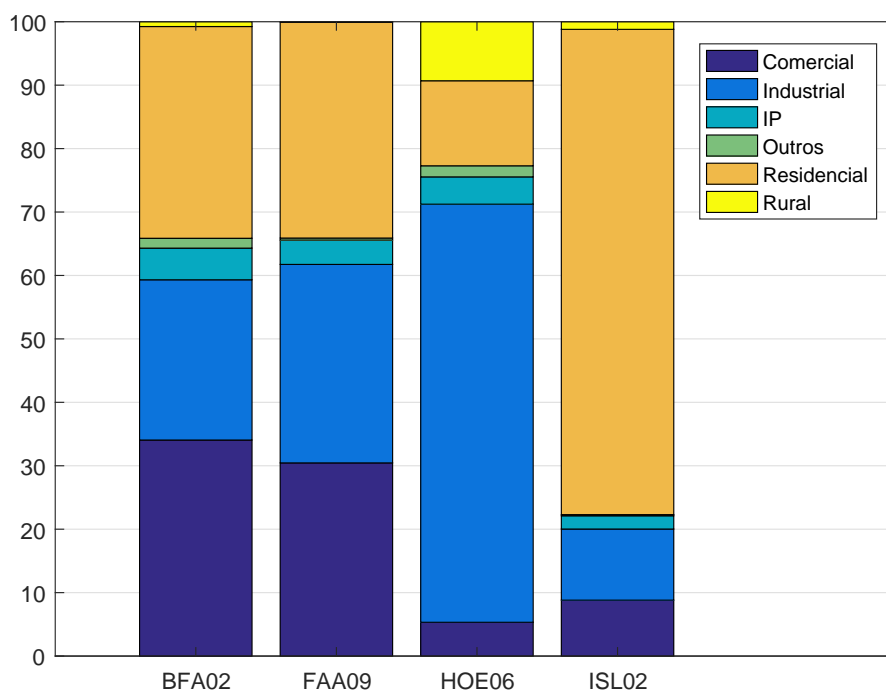
Tabela 11 – Dados dos alimentadores

Elemento	BFA02	FAA09	HOE06	ISL02
Rede MT (km)	48,75	23,42	396,88	41,28
Rede BT (km)	54,27	27,02	199,09	76,20
Unidades Consumidoras	5.156	1.916	6.477	9.847
Icc 3 ϕ (A)	4.033	9.575	4.188	6.462
Qtde. Transformadores	220	95	903	223
Qtde. Banco de Capacitores	1	2	2	1
Qtde. Reguladores de Tensão	0	0	2	0
Núm. Nós	8.815	5.060	29.132	12.598
Núm. Barras	3.071	1.687	11.510	4.214
Núm. Trafo Med. QEE	14988	15990	5366	22826

Fonte: Elaboração própria (2019).

Foram selecionados alimentadores com diferentes características e perfis de carga. Dois alimentadores estão localizados na parte insular de Florianópolis (FAA09 e ISL02), um na região de Blumenau, pertencente ao Vale do Itajaí (BFA02) e outro no Meio Oeste de Santa Catarina, atendendo os municípios adjacentes da região de Joaçaba (HOE06). A Figura 11 apresenta o perfil de carga em relação ao consumo total para cada alimentador, distribuídos entre as classes de consumo comercial, industrial, iluminação pública (IP), residencial, rural e outros.

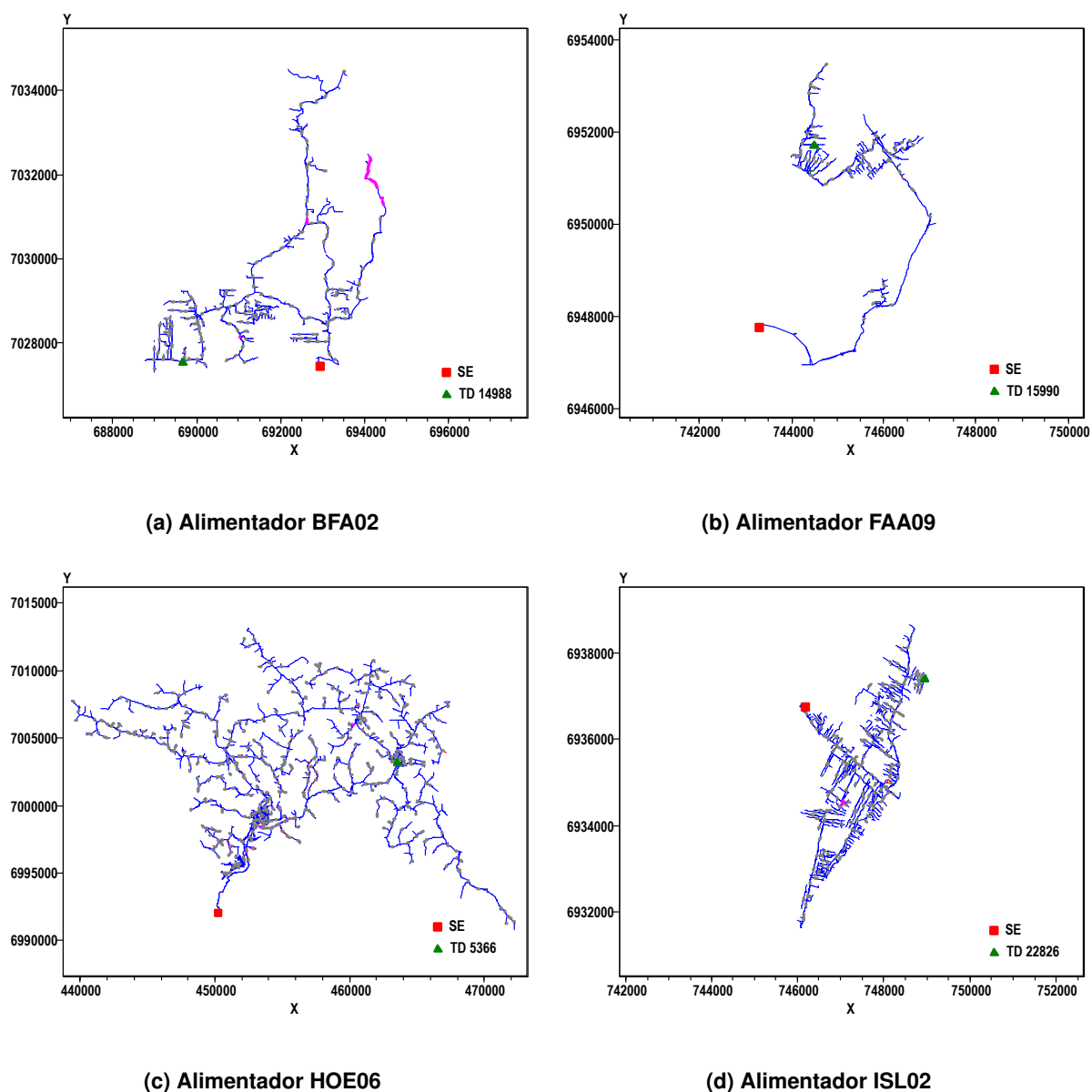
Figura 11 – Perfil de carga dos alimentadores



Fonte: Elaboração própria (2019).

Como se pode observar na Figura 11, os alimentadores BFA02 e FAA09 apresentam perfil de carga distribuídos entre classes comercial, industrial e residencial praticamente na mesma proporção. Já o alimentador HOE06 apresenta carga com perfil predominantemente industrial, enquanto que o alimentador ISL02 tem perfil residencial em maior quantidade. A Figura 12 apresenta os alimentadores de distribuição em estudo.

Figura 12 – Alimentadores analisados



Fonte: Elaboração própria (2019).

Na sequência são apresentadas as premissas utilizadas na modelagem e simulação dos alimentadores estudados.

3.2.1 Modelagem do sistema elétrico

Para a execução do fluxo de potência no OpenDSS, é necessária a construção e parametrização do modelo elétrico dos componentes da rede. Dessa forma, todos os dados relativos às cargas, linhas, transformadores de distribuição, chaves, banco de capacitores e reguladores de tensão foram obtidos do banco de dados da Celesc.

3.2.1.1 Cargas

A informação da curva de carga dos consumidores utilizou as tipologias definidas na campanha de medição ANEEL referente à 4ª Revisão Tarifária Periódica da Celesc, realizada no ano de 2016, onde foram definidas as curvas típicas de consumo para cada classe de consumidores (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

A campanha de medição deve ser realizada a cada ciclo de revisão tarifária, que ocorre geralmente a cada quatro ou cinco anos. Os consumidores da distribuidora são segmentados por classe e demanda ou consumo, dependendo do tipo de faturamento. Uma amostra representativa de cada classe de consumidores é sorteada para a medição de sua curva de carga. Estas medições são então agrupadas e dão origem às curvas típicas para cada classe de consumidores e demanda/consumo. As curvas de carga são definidas utilizando 24 patamares de carga, sendo um patamar para cada hora do dia, segmentadas ainda em 3 curvas típicas: dia útil, sábado e domingo. Neste trabalho utilizou-se na análise apenas os dias úteis, por corresponder ao período em que as maiores demandas são registradas nos alimentadores. A Figura 13 apresenta as curvas de cargas típicas para cada classe de consumidores, considerando em cada classe o valor médio entre todas as segmentações de demanda/consumo.

A demanda de cada carga foi obtida através da média do consumo em 12 meses e adotou-se fator de potência 0,92 indutivo para todas as cargas em baixa tensão. Nos consumidores atendidos em média tensão se utilizou o fator de potência médio medido em 12 meses. O modelo ZIP (polinomial) foi utilizado para a modelagem da carga, que é formado por três parcelas: impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P). As características da potência ativa e reativa deste modelo são dadas pelas Equações 21 e 22 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014):

$$P = P_0 \left(a_p + b_p \frac{V}{V_0} + c_p \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right) \quad (21)$$

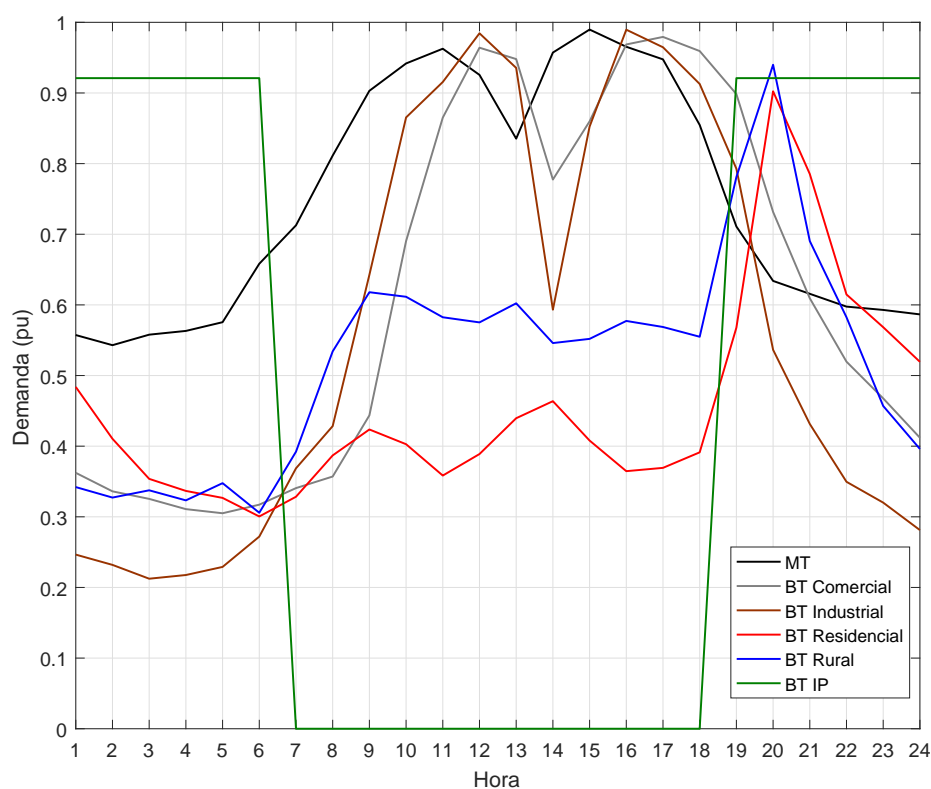
$$Q = Q_0 \left(a_q + b_q \frac{V}{V_0} + c_q \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right) \quad (22)$$

onde:

a_p, a_q são as parcelas da potência ativa e reativa modeladas como potência constante

b_p, b_q são as parcelas da potência ativa e reativa modeladas como corrente constante

c_p, c_q são as parcelas da potência ativa e reativa modeladas como impedância constante

Figura 13 – Valor médio das curvas de carga típicas para cada classe de consumidores

Fonte: Centrais Elétricas de Santa Catarina (2018).

$$a_p + b_p + c_p = 1$$

$$a_q + b_q + c_q = 1$$

Conforme definido pela ANEEL, neste estudo utilizou-se para a potência ativa 50% da carga como potência constante e 50% como impedância constante. Já para a potência reativa considerou-se 100% da carga como potência constante (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2014), ou seja:

$$a_p = 0,5 \quad b_p = 0 \quad c_p = 0,5$$

$$a_q = 1,0 \quad b_q = 0 \quad c_q = 0$$

3.2.1.2 Linhas

Para as linhas da rede elétrica de distribuição, utilizou-se o modelo π com capacitância *shunt*. A matriz de admitâncias nodais é definida através da especificação das componentes simétricas para cada configuração de um arranjo do tipo *Linecode*

no OpenDSS. Este elemento armazena todas as configurações das linhas utilizadas no circuito. Mais informações sobre o OpenDSS e o objeto *Linecode* podem ser encontradas no Apêndice A.

Definidas todas as configurações dos cabos utilizados nos circuitos (*Linecodes*), a caracterização de cada trecho ou linha é determinada através das informações de interconexão entre as barras, comprimento dos trechos e *Linecode* utilizado.

3.2.1.3 Transformadores e reguladores de tensão

Os transformadores de distribuição foram caracterizados através do seu tipo de conexão dos enrolamentos (estrela ou triângulo), número de fases, barras onde os terminais do transformador estão conectados e potência nominal (kVA). Também devem ser definidos os elementos elétricos que caracterizam o seu circuito equivalente (resistência série dos enrolamentos, reatância de dispersão e reatância de magnetização do núcleo). Os elementos elétricos foram obtidos através da definição da corrente de magnetização, perdas no ferro e perdas em vazio características de cada modelo de transformador, conforme a sua potência nominal e nível de eficiência. Para o estudo se utilizou o nível de eficiência C nos transformadores de distribuição (BRASIL, 2018).

Os reguladores de tensão utilizados nas redes de distribuição têm a função de monitorar e controlar a tensão nos alimentadores. O controle de tensão é realizado pela alteração dos *taps* do autotransformador dos reguladores de tensão. A caracterização deste equipamento é realizada através de sua impedância, tipo de conexão, tensão nominal e parâmetros de controle do *tap*. Para o controle do *tap*, os parâmetros utilizados são: transformador e enrolamento controlado, relação de transformação do mesmo, tensão de referência e banda de variação de tensão em torno da referência.

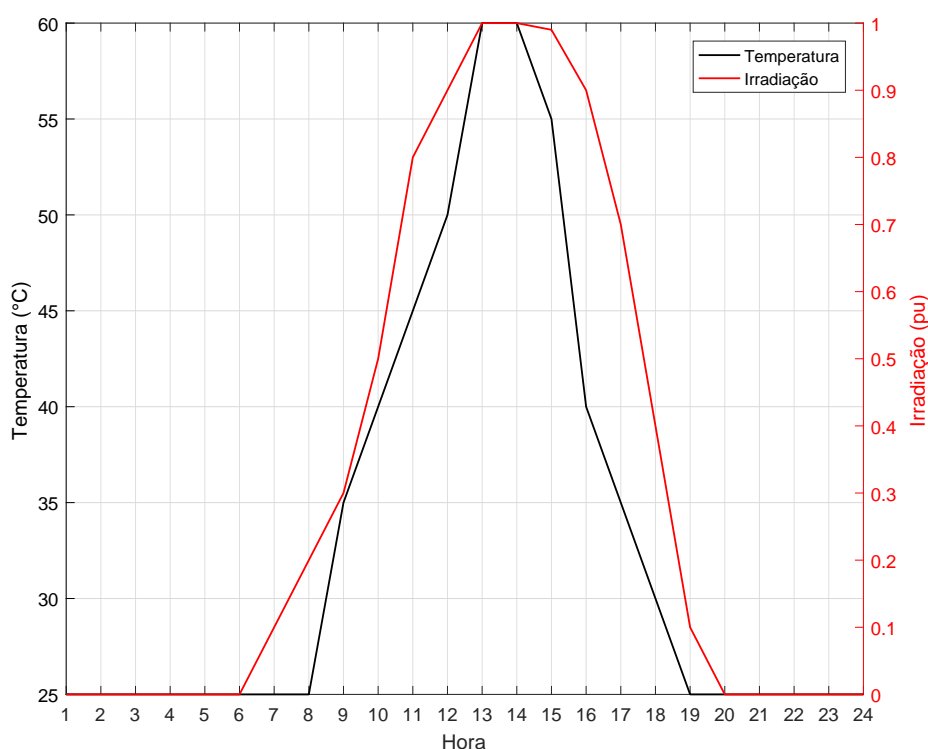
3.2.1.4 Banco de capacitores

Os bancos de capacitores têm a função de fornecer potência reativa para a rede e conseqüentemente aumentar o nível de tensão durante a condição de elevada carga no sistema elétrico (OVERBYE; GLOVER; SARMA, 2016). No OpenDSS, os bancos de capacitores são modelados conforme a sua capacidade e tensão nominal. É necessário ainda informar o número de fases e a barra no qual os seus terminais estão conectados.

3.2.1.5 Sistema fotovoltaico

O modelo do sistema fotovoltaico implementado no OpenDSS está descrito no Apêndice A. Este modelo basicamente consiste em uma combinação de um arranjo de módulos fotovoltaicos associados a um conversor CC/CA. São necessários como dados de entrada: curva de temperatura, curva de irradiação, curva de eficiência do inversor e curva da potência máxima do painel fotovoltaico em função da temperatura. Para as simulações foram consideradas uma irradiação máxima 1.000 W/m^2 e fator de potência unitário na saída do inversor. A Figura 14 apresenta as curvas de temperatura e irradiação utilizadas nas simulações.

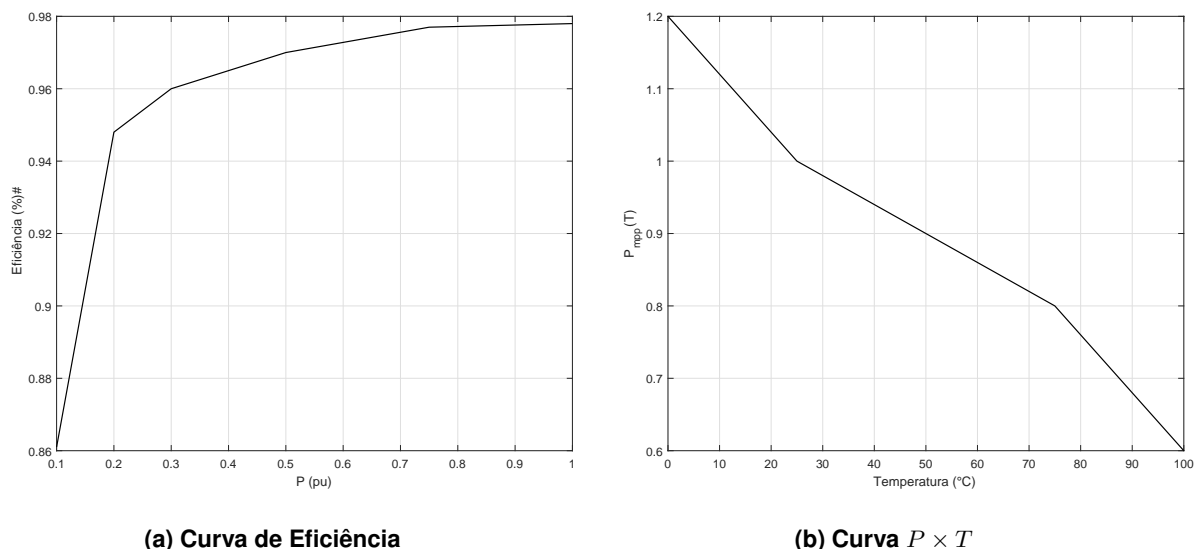
Figura 14 – Curvas de temperatura e irradiação utilizadas na simulação



Fonte: Electric Power Research Institute (2011a).

Para a curva de eficiência, utilizaram-se os dados do inversor monofásico Fronius modelo Primo 3.0-1, com potência de saída 3 kW (FRONIUS, 2020). A Figura 15 apresenta as curvas utilizadas de eficiência e potência máxima em função da temperatura.

Figura 15 – Curvas de eficiência e $P \times T$



Fonte: Fronius (2020), Electric Power Research Institute (2011a).

3.2.1.6 Espectro harmônico das correntes

Para a determinação do espectro harmônico de corrente das cargas e da geração fotovoltaica, utilizou-se o trabalho desenvolvido por Braz (2019). Nesta pesquisa, os dados das harmônicas foram obtidos através da campanha de medição dos consumidores da distribuidora de energia Energisa, que indicaram como mais relevantes as ordens harmônicas ímpares até a 15^a. Para o espectro típico do sistema de geração fotovoltaica, utilizaram-se os limites definidos na norma ABNT NBR 16149. A Figura 16 apresenta a magnitude dos espectros harmônicos típicos em relação à corrente da frequência fundamental utilizados nas simulações.

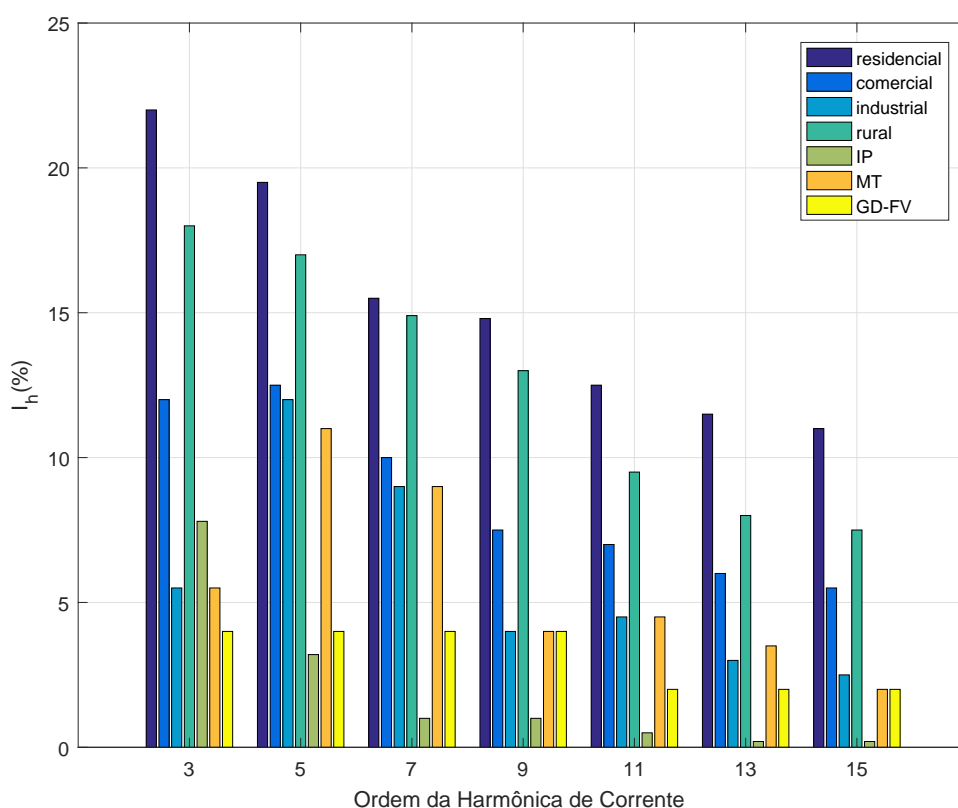
Os ângulos de fase para as tipologias de carga dos espectros harmônicos utilizados são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 – Ângulos de fase em graus das componentes harmônicas

Harmônica	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	IP	MT	FV
1 ^a	-23,07	-23,07	-23,07	-23,07	-14,04	-23,07	0
3 ^a	-152,87	136,12	80,01	-152,87	-78,60	201,68	0
5 ^a	143,42	82,24	151,22	143,42	-64,96	81,17	0
7 ^a	16,59	-103,35	130,81	16,59	47,69	-118,60	0
9 ^a	77,05	125,65	118,45	77,05	51,40	-82,43	0
11 ^a	155,09	162,18	110,84	155,09	-23,80	-63,45	0
13 ^a	172,37	109,80	125,33	172,37	26,21	-114,17	0
15 ^a	151,09	202,47	121,33	151,09	86,70	-219,67	0

Fonte: Braz (2019).

Figura 16 – Magnitude dos espectros harmônicos de corrente típicos



Fonte: Braz (2019).

Os ângulos informados na Tabela 12 são considerados em relação à componente fundamental de tensão. Entretanto, no OpenDSS, considera-se o ângulo obtido através da solução do fluxo de potência que inicializa a solução harmônica. Desse modo, todos os ângulos das ordens harmônicas são deslocados de forma a prevalecer o fator de potência da carga (DUGAN; MONTENEGRO, 2018).

3.3 Metodologia da simulação

3.3.1 Definições

Inicialmente, apresentam-se as seguintes definições que serão utilizadas no decorrer do trabalho:

- *Capacidade nominal do alimentador*: potência máxima teórica de saída do alimentador.

- *Demanda do alimentador* (D_{al}): potência do alimentador utilizada na simulação. Representa a média das medições consolidadas do consumo em 12 meses.
- *Capacidade instalada de GD-FV* (D_{gd}): total da máxima potência de saída de cada unidade de GD-FV. A capacidade instalada total de GD-FV no alimentador é a soma das capacidades individuais de cada unidade de GD-FV.
- *Penetração de GD-FV* (P_{gd}): Representa a razão entre a potência máxima de GD-FV da rede e a demanda do alimentador, conforme a Equação 23:

$$P_{gd} = \frac{D_{gd}}{D_{al}} \quad (23)$$

- *Demanda de GD-FV na unidade consumidora* (D_{gd}^{uc}): demanda de geração utilizada em cada unidade consumidora. Considerou-se nos cenários de incremento de penetração de GD-FV que todas as unidades consumidoras com unidades de geração têm a mesma capacidade individual instalada, conforme a Equação 24:

$$D_{gd}^{uc} = \frac{D_{al}}{N_c} \quad (24)$$

onde N_c é o número de consumidores do alimentador.

Foram utilizados níveis de penetração P_{gd} até 100%, com incrementos de 10%, a partir do caso base. Os consumidores selecionados para instalação de GD-FV nos cenários de incremento do nível de penetração foram sorteados de forma aleatória, através de uma distribuição de probabilidade uniforme. Em cada unidade consumidora sorteada foi inserido um gerador solar fotovoltaico monofásico de potência D_{gd}^{uc} conforme a Equação 24. O número de consumidores sorteados N_{gd} é dado por:

$$N_{gd} = P_{gd} \cdot N_c \quad (25)$$

de tal forma que:

$$D_{gd} = N_{gd} \cdot D_{gd}^{uc} \quad (26)$$

3.3.2 Métricas utilizadas para os resultados das simulações

As métricas utilizadas na simulação para análise dos resultados são:

- *Perfil de tensão no alimentador*: valor médio do perfil de tensão nos secundários dos transformadores de distribuição, conforme a Equação 27:

$$\bar{V}(i) = \frac{1}{N_{TD}} \sum_{k=1}^{N_{TD}} V_k, \quad i = 1, \dots, 24 \quad (27)$$

onde N_{TD} é o número de transformadores de distribuição de cada alimentador.

- *Tensão média no alimentador*: valor médio das tensões em todos os nós do alimentador, conforme a Equação 28:

$$\bar{V}_{al} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} \frac{1}{N_{nos}} \sum_{l=1}^{N_{nos}} V_{il} \quad (28)$$

onde N_{nos} é o número de nós de cada alimentador.

- *Fator de desequilíbrio de tensão*: o fator de desequilíbrio de tensão foi calculado pelo método CIGRE, conforme apresentado na Equação 6.
- *Perfil de perdas no alimentador*: perda obtida no resultado do fluxo de potência para a frequência fundamental em cada um dos patamares de carga, ou seja:

$$P_{loss}(i) = P_l, \quad i = 1, \dots, 24 \quad (29)$$

onde P_l é a perda extraída no resultado do fluxo de potência para o patamar de carga i .

- *Perda média nos alimentadores*: valor médio das perdas obtido para todos os patamares de carga na frequência fundamental, conforme a Equação 30:

$$\bar{P}_{loss} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} P_{loss}(i) \quad (30)$$

- *Fator de potência médio nos alimentadores*: valor médio do fator de potência obtido para todos os patamares de carga, conforme a Equação 31:

$$\overline{FP} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} FP(i) \quad (31)$$

onde FP é o fator de potência obtido no resultado do fluxo de potência para o patamar de carga i .

- *Perda harmônica*: perda em relação à frequência fundamental obtida no resultado do fluxo de potência para cada um dos patamares de carga e cada ordem harmônica, de acordo com a Equação 32:

$$P_{Hloss}(i, k) = \frac{1}{P_{loss}(i)} \cdot P_H(i, k), \quad i = 1, \dots, 24 \quad k = 3, 5, \dots, 15 \quad (32)$$

onde $P_H(i, k)$ é a perda extraída no resultado do fluxo de potência para o patamar de carga i e ordem harmônica k .

- *Perda harmônica média*: valor médio das perdas harmônicas obtido para todos os patamares de carga e cada ordem harmônica, conforme a Equação 33:

$$\bar{P}_{Hloss}(k) = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} P_{Hloss}(i, k), \quad k = 3, 5, \dots, 15 \quad (33)$$

- *Distorção harmônica total de tensão média*: valor médio do distorção harmônica total de tensão (DHT_V) nos secundários dos transformadores de distribuição, conforme a Equação 34:

$$\overline{DHT}_V = \frac{1}{N_{TD}} \sum_{k=1}^{N_{TD}} DHT_V(k) \quad (34)$$

- *Distorção harmônica total de corrente média*: valor médio do distorção harmônica total de corrente (DHT_I) nos secundários dos transformadores de distribuição, conforme a Equação 35:

$$\overline{DHT}_I = \frac{1}{N_{TD}} \sum_{k=1}^{N_{TD}} DHT_I(k) \quad (35)$$

3.3.3 Tipos de simulações

3.3.3.1 Modo fundamental

Para cada alimentador são executados:

- Fluxo de potência em modo normal (*daily mode*) para os 24 patamares de carga, onde são exportados os resultados das tensões nas barras e perdas na frequência fundamental;
- Tratamento, compilação e análise dos resultados;
- Executa-se um novo sorteio para o próximo cenário de penetração conforme os itens anteriores, até a penetração de 100%, totalizando 11 cenários.

Nesta etapa são obtidos os resultados para o perfil de tensão no alimentador, tensão média no alimentador, fator de desequilíbrio de tensão, fator de potência e perdas do alimentador na frequência fundamental. Ao final da execução desta etapa são obtidos 1.056 resultados, sendo 264 por alimentador, correspondentes aos resultados dos 11 cenários de penetração e 24 patamares de carga.

3.3.3.2 Modo harmônico

Para cada alimentador são executados:

- Fluxo de potência em modo normal (*daily mode*) para os 24 patamares de carga, onde é obtida a solução inicial para o modo harmônico e são exportados os resultados para a frequência fundamental;

- Fluxo de potência em modo harmônico (*harmonic mode*) para os 24 patamares de carga para a 3ª, 5ª, 7ª, 9ª, 11ª, 13ª e 15ª harmônica, onde são exportados os resultados para cada ordem harmônica;
- Tratamento, compilação e análise dos resultados;
- Executa-se um novo sorteio para o próximo cenário de penetração conforme os itens anteriores, até a penetração de 100%, totalizando 11 cenários.

Nesta etapa são obtidos os resultados para a perda harmônica, distorção harmônica de tensão e distorção harmônica de corrente. Ao final da execução das simulações são obtidos 8.448 resultados, sendo 2.112 por alimentador, correspondentes aos resultados dos 11 cenários de penetração e 24 patamares de carga para as 8 frequências harmônicas utilizadas.

3.4 Considerações finais do capítulo

Neste capítulo foi apresentada a ferramenta de simulação computacional e a modelagem dos elementos elétricos da rede, contendo os espectros harmônicos utilizados no estudo. Na sequência foram introduzidos os alimentadores utilizados no estudo com as suas características e perfil de classes de consumo.

Por fim, foram definidas as métricas utilizadas e os cenários de simulação implementados, separados em modo fundamental e modo harmônico. Como para cada cenário de simulação é realizado um novo sorteio, os cenários são desacoplados, permitindo a possibilidade de obtenção de resultados que indiquem uma característica mais generalizada do perfil de aumento de penetração de GD-FV do alimentador.

4 RESULTADOS

Este capítulo apresenta os resultados experimentais obtidos através da medição em campo de QEE em quatro transformadores de distribuição da Celesc, de forma a comparar e validar o modelo da rede elétrica simulado no OpenDSS. Em seguida são apresentados os resultados das simulações computacionais que avaliam os impactos da penetração de GD-FV na rede de distribuição para os alimentadores analisados, utilizando as métricas definidas na seção 3.3.2 do Capítulo 3.

4.1 Transformadores de distribuição analisados em campo

Para validar os modelos dos alimentadores da rede elétrica implementados no OpenDSS, foram realizadas medições de QEE em um TD para cada um dos quatro alimentadores avaliados. Optou-se por priorizar a escolha dos transformadores de distribuição trifásicos com tensão secundária 380/220 V em situação de maior potência instalada de GD-FV em relação à potência do transformador. A Tabela 13 apresenta os dados relativos aos transformadores de distribuição analisados.

Tabela 13 – Dados dos TDs com medição de QEE

Dados	14988	15990	5366	22826
Alimentador	BFA02	FAA09	HOE06	ISL02
Potência do TD (kVA)	75	75	75	112,5
Tensão primária do TD (kV)	23,1	13,8	23,1	13,8
Distância do Alimentador (km)	6,8	11,3	22,6	6,5
Quantidade total de UCs	27	61	27	35
Quantidade UCs com GD-FV	2	11	1	7
Potência Instalada GD-FV (kW)	116,0	27,3	8,0	17,0
Carregamento GD-FV	154,7%	36,4%	10,7%	15,1%

Fonte: Elaboração própria (2019).

Os consumidores com GD-FV do TD 14988 são trifásicos, enquanto que todos os consumidores com GD-FV dos outros TDs analisados são monofásicos. Para a coleta dos dados foi utilizado o registrador de qualidade de energia Fluke modelo 1744. Trata-se de um equipamento classe A com conversor A/D de 16 bits, frequência de amostragem 10,24 kHz, incerteza de 0,1% para medição de tensão e 0,3% para medição de corrente (FLUKE, 2006). Os dados relativos aos parâmetros de medição são apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 – Parâmetros de medição de QEE nos TDs

Parâmetro	14988	15990	5366	22826
Período de medição	13/05/19 a 22/05/19	06/06/19 a 13/06/19	16/05/19 a 30/05/19	05/06/19 a 14/06/19
Intervalo de medição	1 minuto	1 minuto	10 minutos	1 minuto
Amostras válidas PRODIST	1.233	1.233	1.898	1.233

Fonte: Elaboração própria (2019).

4.2 Resultados experimentais

Para obter a comparação entre os resultados experimentais com o modelo simulado, utilizou-se a média das medições apenas em dias úteis, levando assim aos 24 patamares de carga implementados no OpenDSS. Para a validação dos resultados utilizou-se o coeficiente de determinação (R^2), calculado através do coeficiente de correlação de Pearson (R) pela Equação 36 (RANDOLPH; MYERS, 2013):

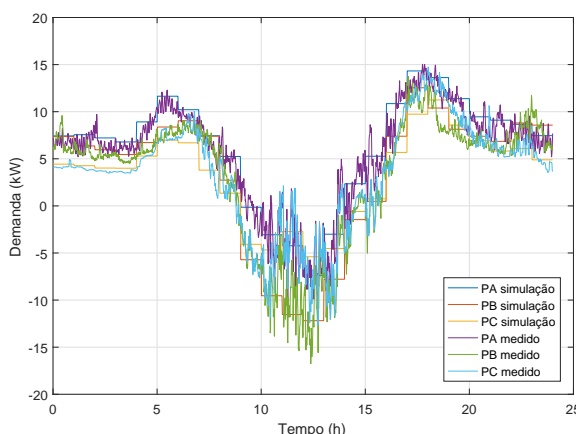
$$R = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (36)$$

onde:

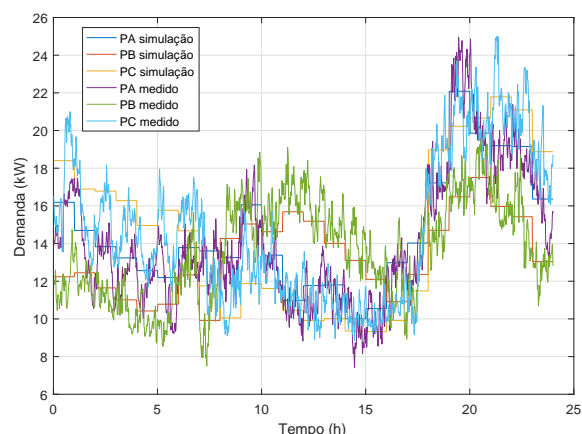
- x_1, \dots, x_n são os valores medidos,
- y_1, \dots, y_n são os valores simulados,
- $\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i$,
- $\bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i$.

A Figura 17 apresenta o resultado entre os valores medidos e simulados para a potência ativa dos transformadores analisados.

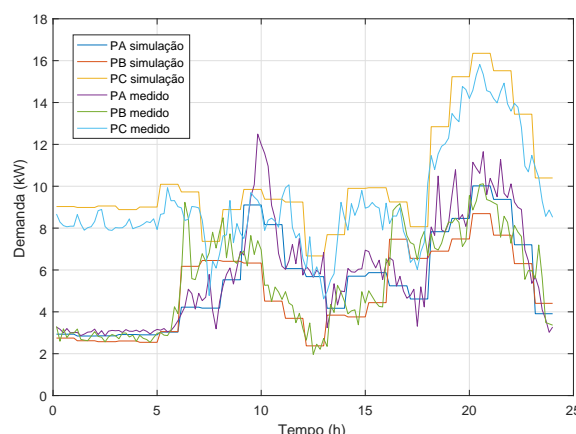
Figura 17 – Perfil de carga nos transformadores analisados



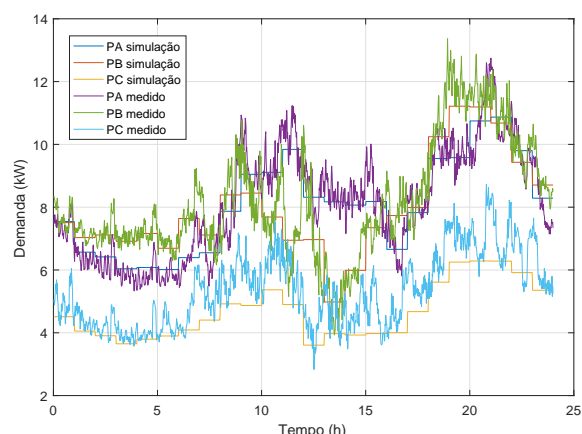
(a) TD 14988 - simulado x medido



(b) TD 15990 - simulado x medido



(c) TD 5366 - simulado x medido



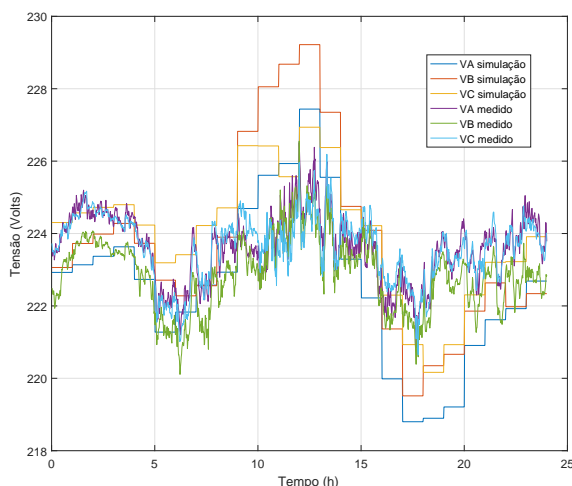
(d) TD 22826 - simulado x medido

Fonte: Elaboração própria (2020).

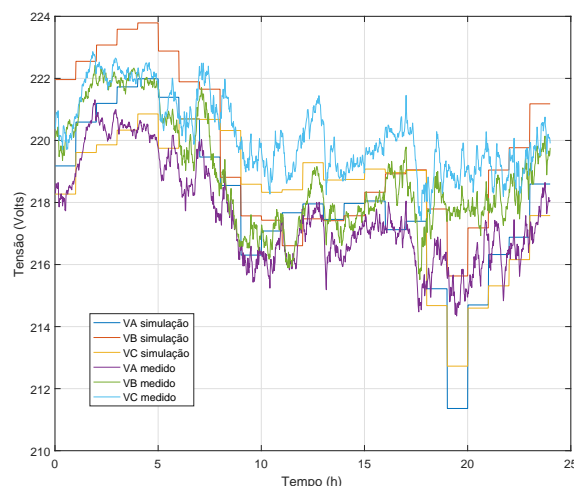
Observa-se pela Figura 17 que o TD 14988 está com fluxo reverso de potência ativa entre 10h e 15h, injetando energia na rede de média tensão. Já para o TD 15990 verifica-se que este transformador possui um maior carregamento na fase B em relação às fases A e C, no horário entre 10h e 16h, enquanto que o TD 5366 apresenta carga na fase C bem acima das fases A e B, na maior parte do dia. Por fim, o TD 22826 possui carga menor na fase C.

Para os dados medidos de tensão, observa-se um baixo desvio em relação à tensão de referência, conforme apresentado na Figura 18, onde estão os resultados medidos e simulados para a tensão em regime permanente dos transformadores analisados.

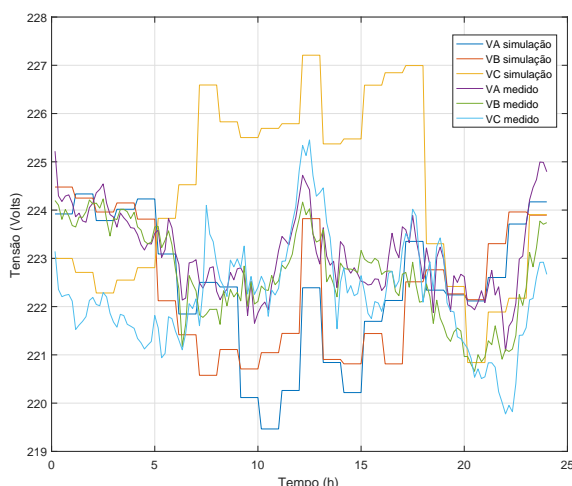
Figura 18 – Perfil de tensão nos transformadores analisados



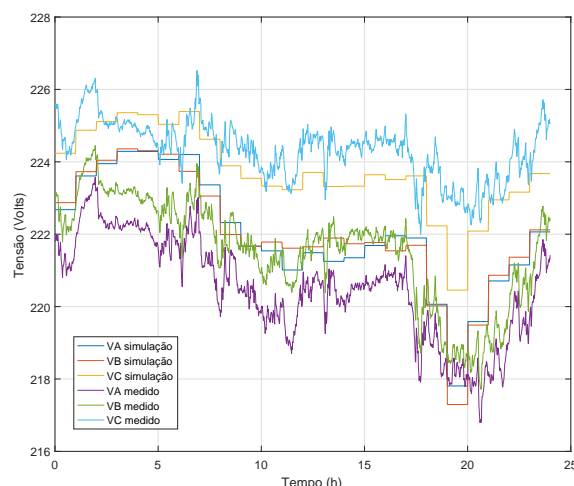
(a) TD 14988 - simulado x medido



(b) TD 15990 - simulado x medido



(c) TD 5366 - simulado x medido



(d) TD 22826 - simulado x medido

Fonte: Elaboração própria (2020).

Como os valores de demanda para simulação foram obtidos através da média anual do consumo do alimentador, eventuais diferenças entre o modelo real e simulado estão presentes. Para a tensão em regime permanente, estas diferenças podem ser oriundas em função da modelagem das cargas, falhas no cadastro dos consumidores no sistema comercial (fases de ligação, classe de consumo) e configurações dos *taps* dos transformadores de distribuição. A Tabela 15 apresenta os valores de R^2 entre os resultados medidos e simulados para a potência ativa e tensão.

Tabela 15 – Valor do R^2 para os valores medidos e simulados da potência ativa e tensão

TD	Potência Ativa			Tensão		
	P_a	P_b	P_c	V_a	V_b	V_c
14988	0,9088	0,9350	0,8917	0,3795	0,4777	0,2958
15990	0,8619	0,7718	0,8387	0,7499	0,8018	0,4292
5366	0,8879	0,9010	0,9017	0,2379	0,1869	0,4869
22826	0,8561	0,8503	0,7442	0,7661	0,7544	0,5264
Média por fase	0,8787	0,8645	0,8441	0,5334	0,5552	0,4346
Média total		0,8624			0,5077	

Fonte: Elaboração própria (2020).

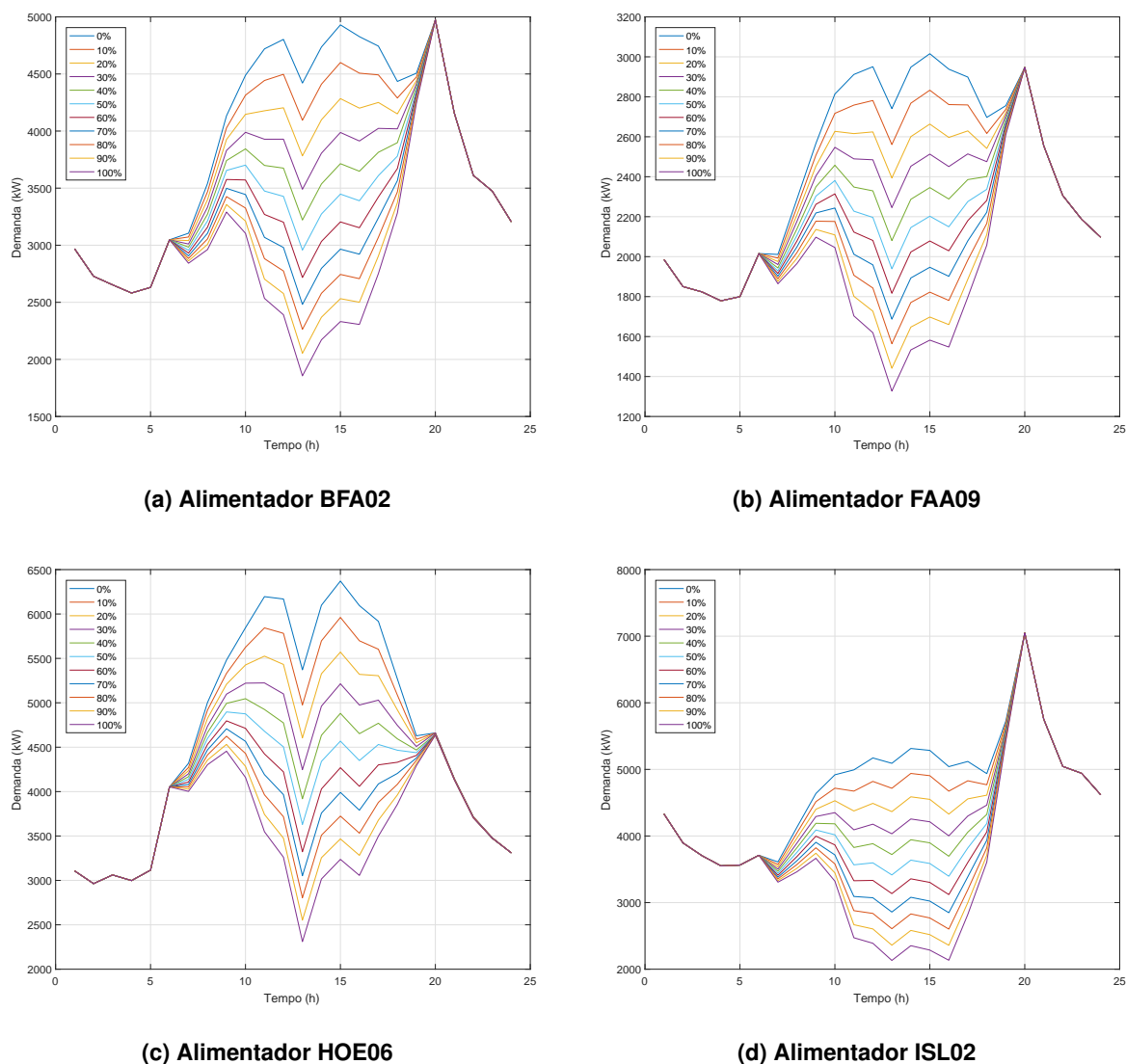
4.3 Avaliação dos impactos da penetração de GD-FV

Uma vez que o modelo simulado se mostra aderente aos resultados das medições para os transformadores analisados, serão incluídos pontos de geração nos consumidores da rede elétrica de forma aleatória, de acordo com o descrito na seção 3.3. Desta forma, é possível analisar o impacto que o aumento da GD-FV causa no sistema, conforme apresentado nas seções a seguir.

4.3.1 Demanda no alimentador

A Figura 19 apresenta a demanda na saída dos alimentadores em função do aumento da penetração de GD-FV para os alimentadores analisados.

Figura 19 – Demanda dos alimentadores em função do aumento da penetração de GD-FV

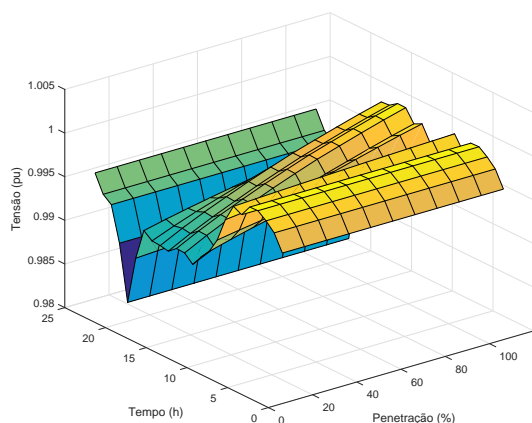
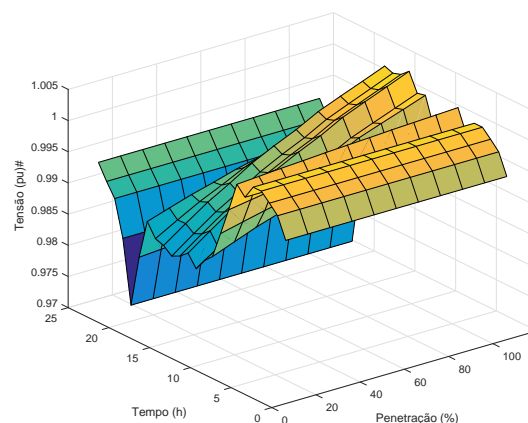
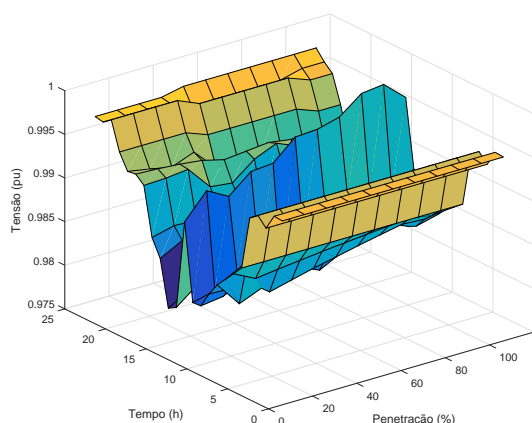
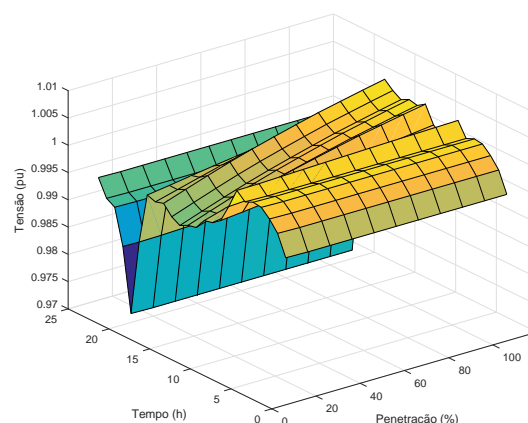


Fonte: Elaboração própria (2020).

As fontes de geração distribuída acabam por reduzir a demanda total na saída do alimentador da subestação no período do dia em que ocorre a incidência de irradiação solar. Comparado ao caso base, observa-se uma redução média na demanda em relação ao cenário com 100% de penetração de 22,8% para o alimentador BFA02, 20,0% para o FAA09, 23,2% para o HOE06 e 21,6% para o ISL02.

4.3.2 Perfil de tensão

Conforme calculado pela Equação 27, na Figura 20 são apresentados os resultados para o perfil de tensão em regime permanente nos transformadores de distribuição dos alimentadores analisados, dado o aumento da penetração de GD-FV.

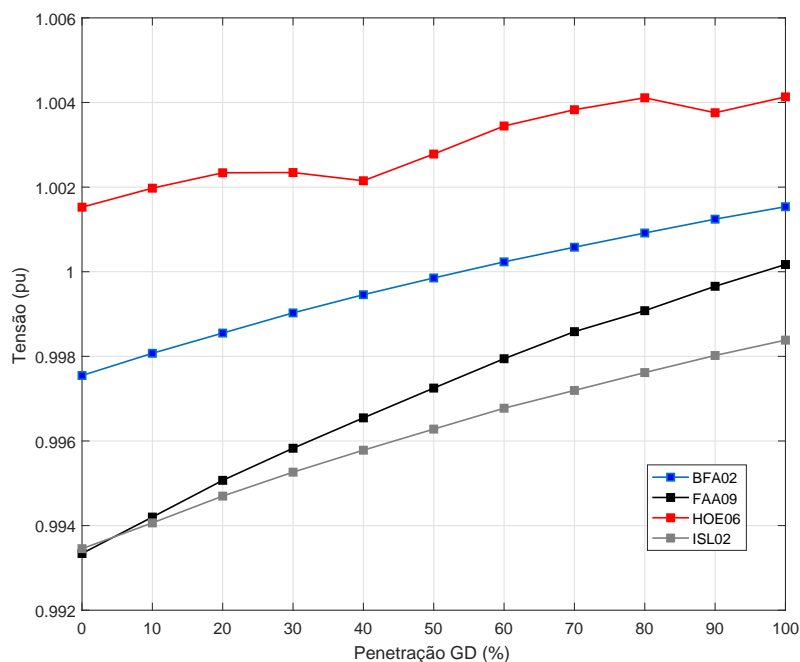
Figura 20 – Perfil de tensão na BT dos TDs em função do aumento da penetração de GD-FV**(a) Alimentador BFA02****(b) Alimentador FAA09****(c) Alimentador HOE06****(d) Alimentador ISL02**

Fonte: Elaboração própria (2020).

Para os alimentadores BFA02, FAA09 e ISL02 observa-se perfil de tensão com predominância residencial e característica de aumento do nível de tensão no horário de geração fotovoltaica à medida que a penetração aumenta. Já para o alimentador HOE06, verifica-se um perfil de tensão com característica industrial/comercial e também o aumento do nível de tensão no horário de geração fotovoltaica.

Com relação ao valor médio de tensão nos alimentadores, de acordo com o definido na Equação 28, verifica-se um comportamento do aumento do nível de tensão dado o incremento da penetração da geração fotovoltaica, conforme apresentado na Figura 21.

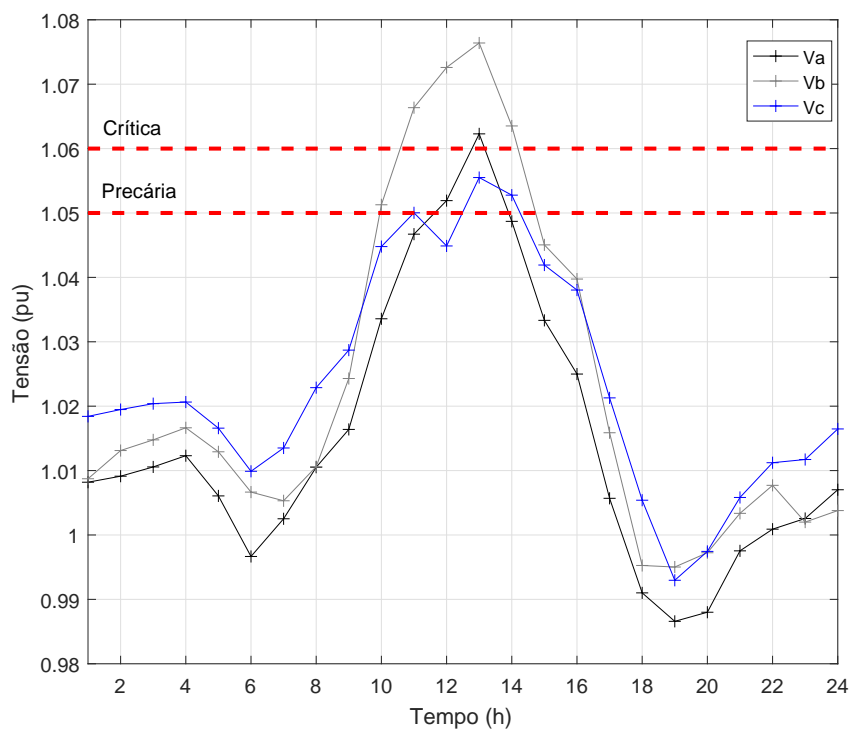
Figura 21 – Valor médio de tensão nos alimentadores



Fonte: Elaboração própria (2020).

Durante a ocorrência de fluxo de potência reverso, o nível de tensão nas linhas aumenta devido à interconexão da GD-FV na rede elétrica de BT. No caso do alimentador HOE06, o ajuste dos reguladores de tensão presentes influenciam no resultado final. Já para os alimentadores que não possuem reguladores de tensão, observa-se o aumento crescente do nível de tensão em função do aumento da penetração de GD. Para todos os alimentadores se observou um aumento na quantidade de violações de tensão precária e crítica em regime permanente (acima de 1,05 pu), a exemplo do apresentado nas tensões da Figura 22 para o caso de penetração de 100% de GD-FV para uma barra do alimentador BFA02.

Figura 22 – Tensão na barra 195913 do alimentador BFA02



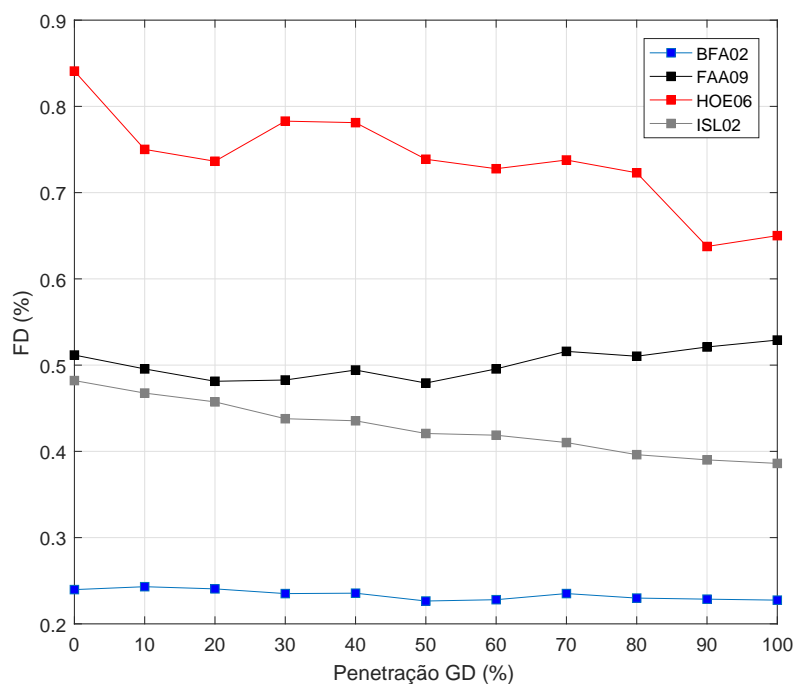
Fonte: Elaboração própria (2020).

Para o nível de penetração de 100% de GD-FV verificou-se um aumento de 39,3% no número total de transgressões.

4.3.2.1 Desequilíbrio de tensão

Observou-se pouca ou nenhuma relação entre o comportamento do fator de desequilíbrio de tensão e o aumento do nível penetração de geração fotovoltaica, conforme apresentado na Figura 23.

Figura 23 – Valor médio do fator de desequilíbrio de tensão na BT dos TDs



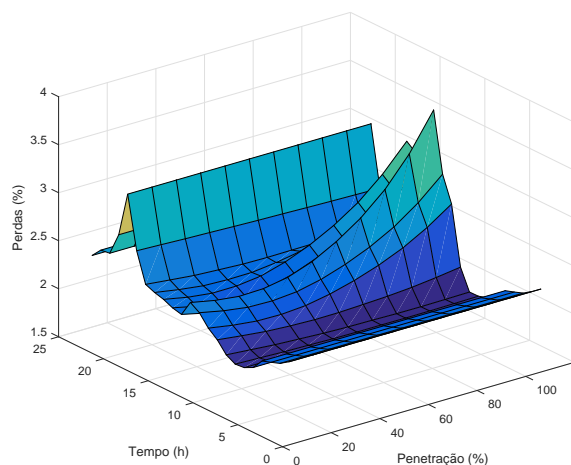
Fonte: Elaboração própria (2020).

Para todos os casos foi verificada a conformidade dos valores com os níveis regulatórios permitidos. Com boas práticas de balanceamento entre as fases, este problema pode ser contornado, porém podem ocorrer variações locais mais significativas, uma vez que a métrica de análise considera o valor médio do FD para todos os TDs do alimentador analisado.

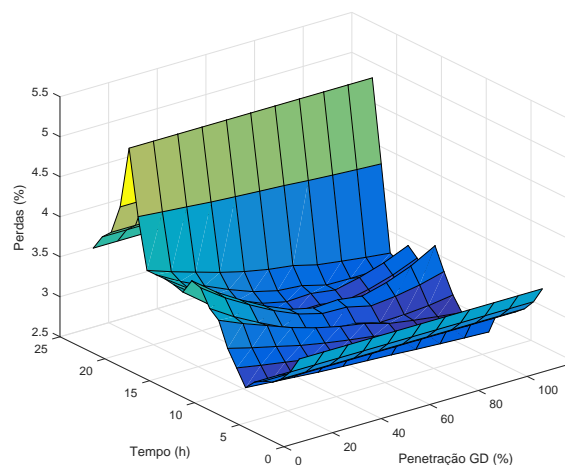
4.3.3 Perdas técnicas

Os resultados para as perdas técnicas dos alimentadores analisados em função do aumento da penetração de GD-FV são apresentados na Figura 24. Verifica-se de uma forma geral que no horário de incidência de geração solar as perdas reduzem com o aumento da geração, porém após um ponto de mínimo observa-se o crescimento destas perdas com o aumento da penetração de GD-FV.

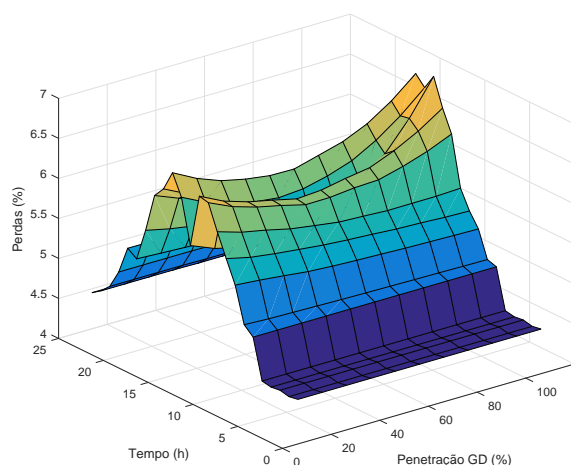
Figura 24 – Perfil de perdas técnicas em função do aumento da penetração de GD-FV



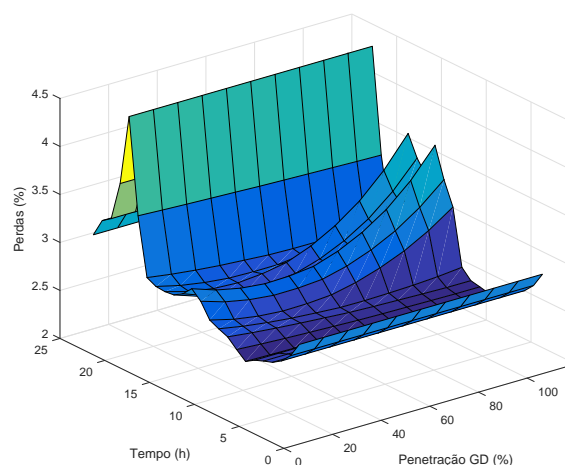
(a) Alimentador BFA02



(b) Alimentador FAA09



(c) Alimentador HOE06



(d) Alimentador ISL02

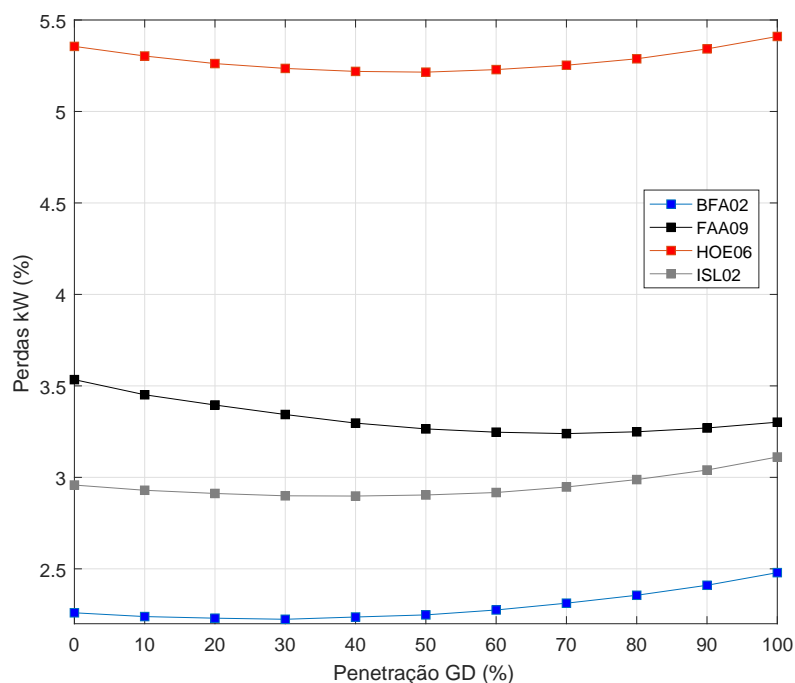
Fonte: Elaboração própria (2020).

Para os alimentadores FAA09 e ISL02, o ponto de máxima perda técnica ocorre no período noturno para qualquer cenário de penetração, devido ao pico de demanda na curva de carga. Para o alimentador BFA02, em baixa penetração a máxima perda ocorre também em período noturno, porém para cenários de alta penetração a perda máxima é deslocada para o horário de maior incidência de geração solar. Por fim, o alimentador HOE06 já possui máxima geração no período diurno, devido ao seu perfil de carga comercial/industrial, assim, as perdas são mais elevadas neste intervalo.

Com relação ao valor médio das perdas técnicas nos alimentadores, conforme definido na Equação 30, verifica-se um comportamento de curva em formato de banheira para todos os alimentadores analisados, conforme apresentado na

Figura 25.

Figura 25 – Valor médio das perdas técnicas nos alimentadores



Fonte: Elaboração própria (2020).

A Tabela 16 sumariza os resultados do nível de penetração para os quais as perdas são máximas e mínimas, como também o resultado no qual a perda retorna ao valor do caso base.

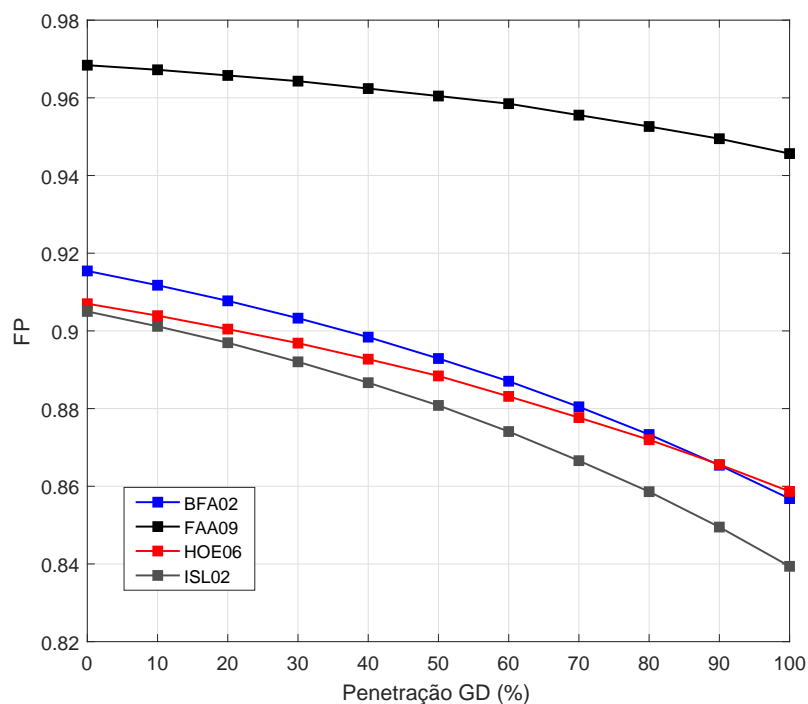
Tabela 16 – Níveis de penetração para o valor médio da perda técnica nos alimentadores

Nível de Penetração	BFA02	FAA09	HOE06	ISL02
Perda mínima	30%	70%	40%	40%
Retorno caso base	50%	–	90%	70%
Perda máxima	100%	0%	100%	100%

Fonte: Elaboração própria (2020).

No caso do alimentador FAA09, observou-se sempre uma perda menor em relação ao caso base para qualquer nível de penetração simulado. Verificou-se também uma degradação do fator de potência na rede em função da redução da potência ativa nos alimentadores, mesmo com a retirada dos bancos de capacitores, dado que os inversores atuais injetam apenas potência ativa na rede elétrica. A Figura 26 apresenta o valor médio do fator de potência nos alimentadores.

Figura 26 – Valor médio do fator de potência nos alimentadores

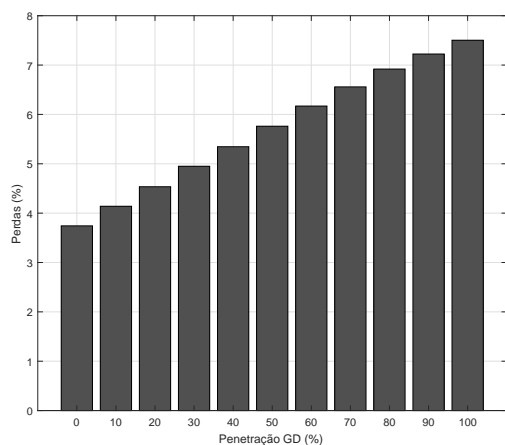


Fonte: Elaboração própria (2020).

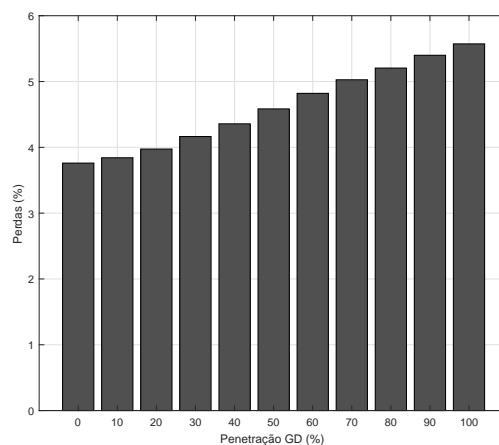
4.3.3.1 Contribuição das harmônicas nas perdas técnicas

Para a análise da contribuição das harmônicas nas perdas técnicas totais, foram incluídos os espectros harmônicos das cargas, conforme definido na seção 3.2.1.6 do Capítulo 3. Dessa forma, é possível verificar o quanto a perda devido às frequências harmônicas tem influência no resultado final, conforme apresentado na Figura 27.

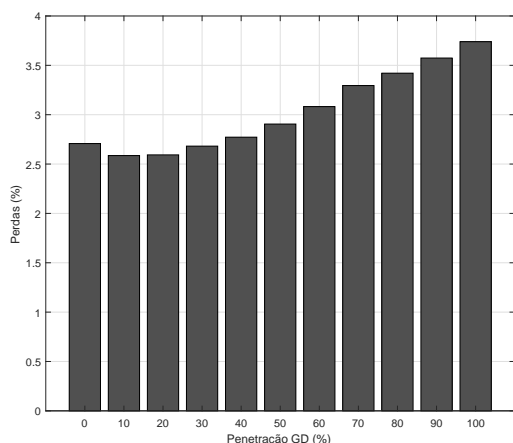
Figura 27 – Contribuição das harmônicas nas perdas técnicas



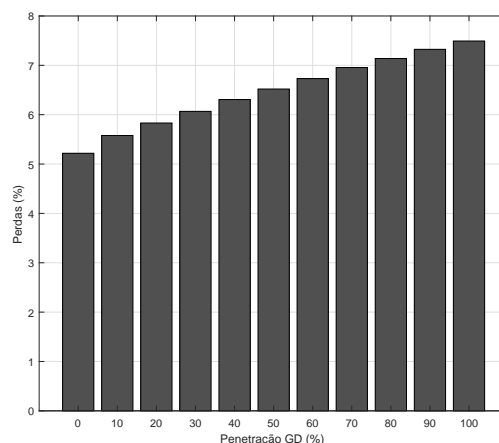
(a) Alimentador BFA02



(b) Alimentador FAA09



(c) Alimentador HOE06

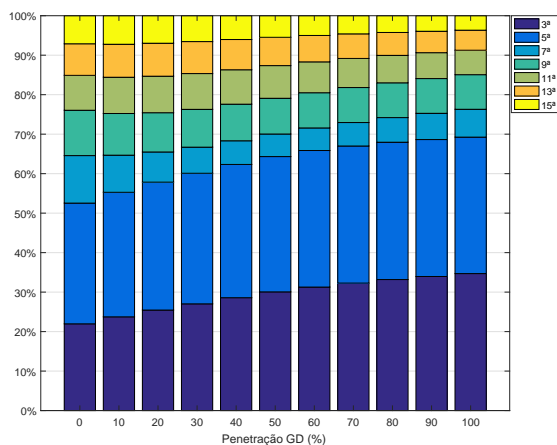


(d) Alimentador ISL02

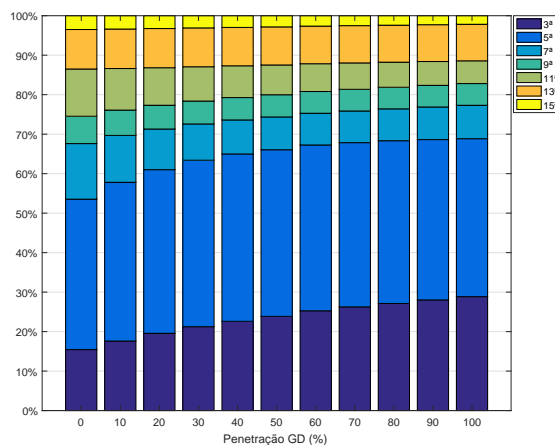
Fonte: Elaboração própria (2020).

No caso base, verifica-se que as perdas harmônicas representam 3,74% para o alimentador BFA02, 3,76% para o FAA09, 2,71% para o HOE06 e 5,22% para o ISL02, o que em média para os quatro alimentadores correspondem a uma perda de 3,65%. A composição das perdas harmônicas nos alimentadores analisados por ordem harmônica é apresentada na Figura 28.

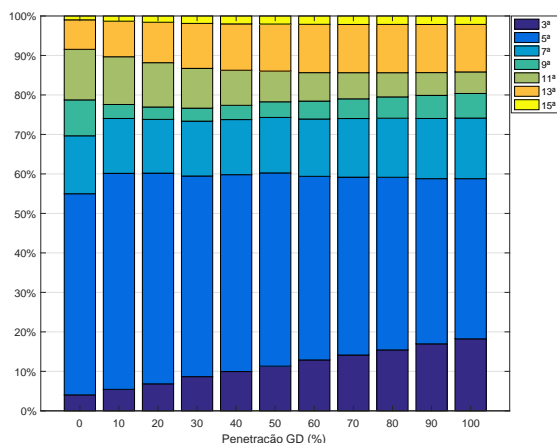
Figura 28 – Composição da contribuição das harmônicas nas perdas técnicas



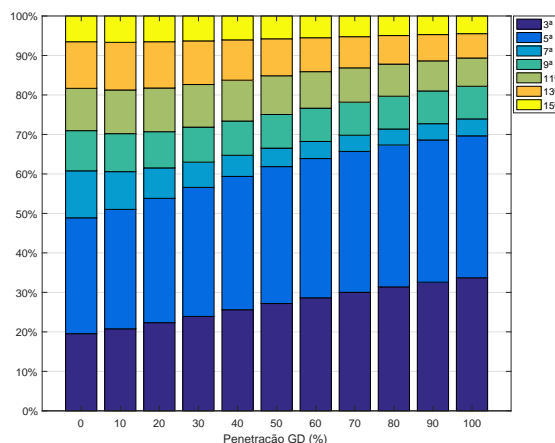
(a) Alimentador BFA02



(b) Alimentador FAA09



(c) Alimentador HOE06

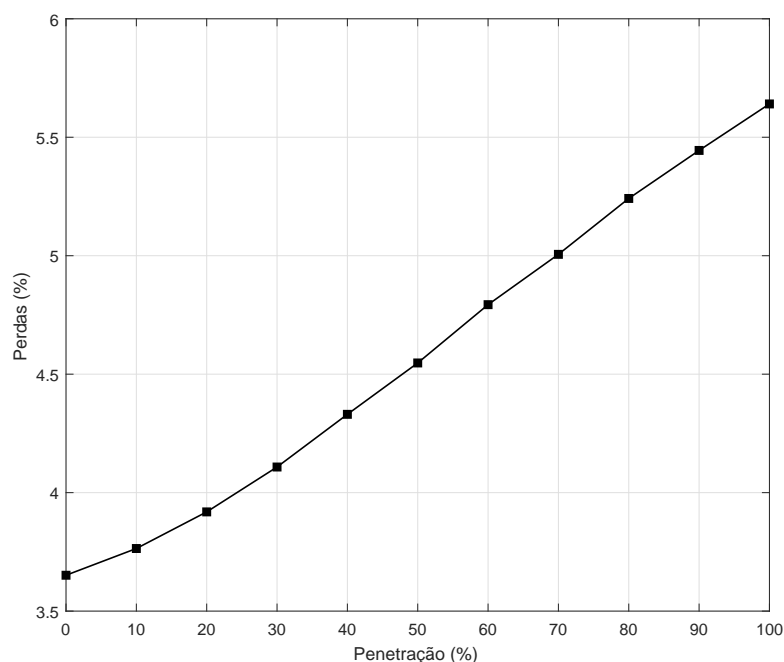


(d) Alimentador ISL02

Fonte: Elaboração própria (2020).

Observa-se que, para todos os cenários analisados, em média, a frequência harmônica de maior contribuição foi a 5ª, que representa 33,5% das perdas harmônicas para o alimentador BFA02, 41,1% para o FAA09, 47,7% para o HOE06 e 33,7% para o ISL02. Em seguida, a 3ª harmônica apresenta maior relevância, contribuindo com 29,3% para o total das perdas harmônicas no alimentador BFA02, 23,3% para o FAA09, 11,3% para o HOE06 e 26,8% para o ISL02. O resultado se mostra coerente, devido à composição das cargas nos alimentadores, dados os espectros harmônicos utilizados nas cargas. Verifica-se também a tendência de crescimento das perdas harmônicas em função do aumento da penetração de GD-FV, conforme apresentado na Figura 29.

Figura 29 – Contribuição das harmônicas no valor médio da perda técnica para os quatro alimentadores



Fonte: Elaboração própria (2020).

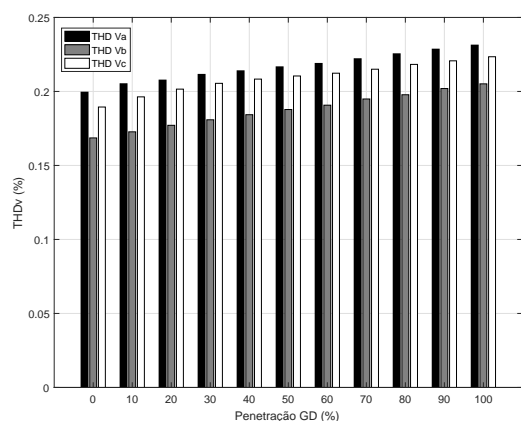
4.3.4 Distorções harmônicas

Para os alimentadores, as distorções harmônicas de tensão foram calculadas conforme a Equação 12, enquanto que para as distorções harmônicas de corrente utilizou-se a Equação 13. Já para os valores médios de distorção harmônica de tensão e corrente nos transformadores de distribuição foram aplicadas as Equações 34 e 35, respectivamente.

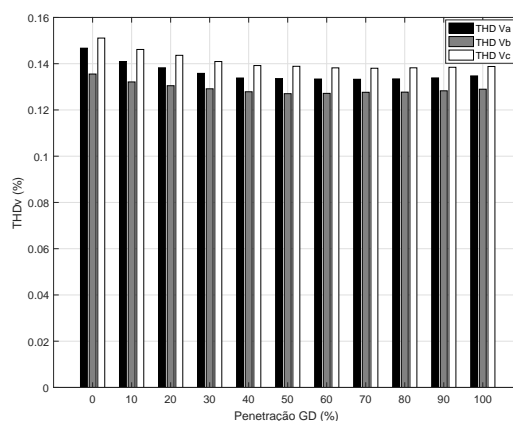
4.3.4.1 Distorção harmônica de tensão

Observa-se que os resultados apresentados estão bem abaixo dos limites estabelecidos no PRODIST, assim como ocorreu pouca variação com o crescimento do nível de penetração. A Figura 30 apresenta os resultados para a DHT_V em função do aumento da penetração de GD-FV.

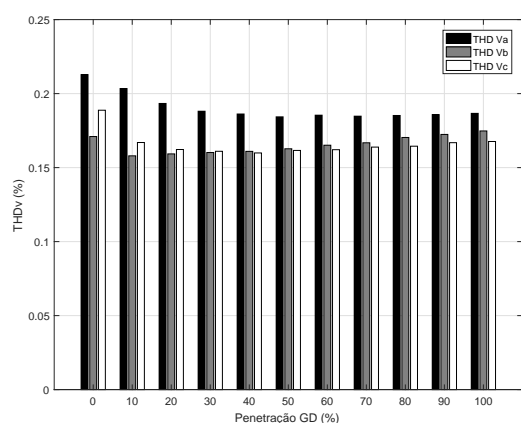
Figura 30 – THD tensão nos alimentadores em função do aumento da penetração de GD-FV



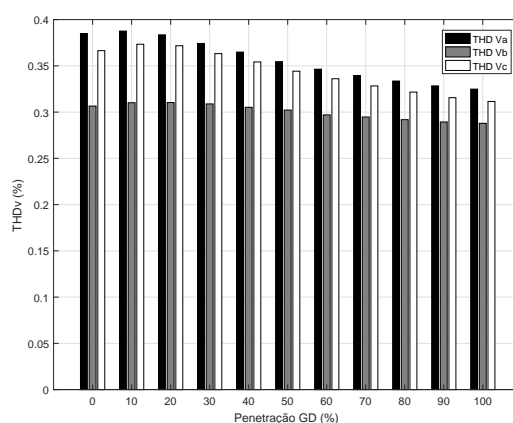
(a) Alimentador BFA02



(b) Alimentador FAA09



(c) Alimentador HOE06

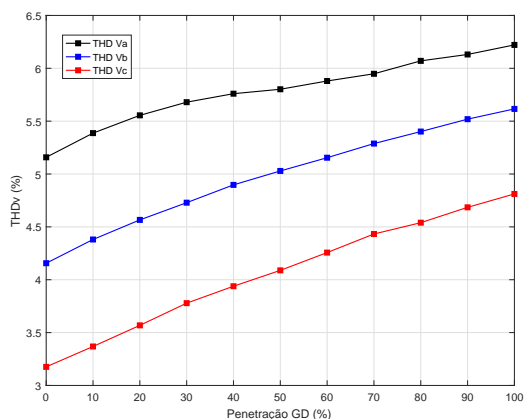


(d) Alimentador ISL02

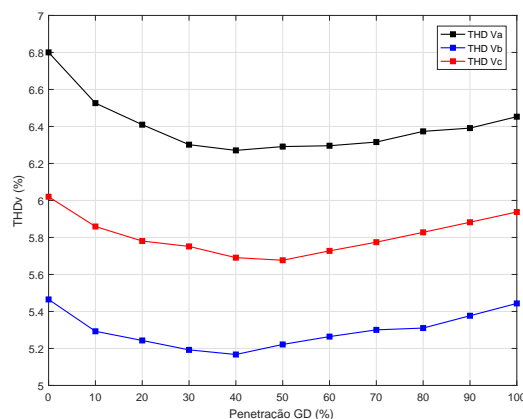
Fonte: Elaboração própria (2020).

Visando analisar o impacto da distorção harmônica causada na baixa tensão, efetuou-se o cálculo da distorção harmônica em todos os transformadores de distribuição, onde se obteve a média das medições através da Equação 34 para a tensão. A Figura 31 apresenta o resultado da média dos valores obtidos da \overline{DHT}_V em função do aumento da penetração de GD-FV.

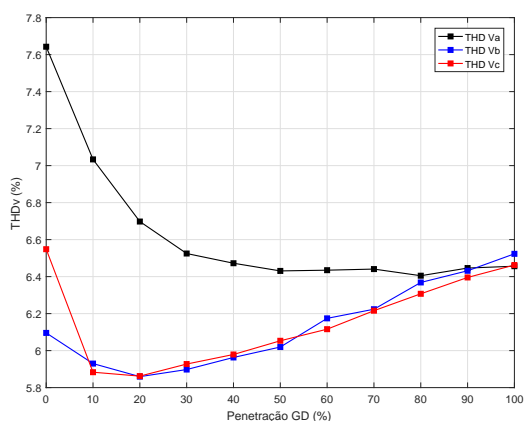
Figura 31 – THD tensão na BT dos TDs em função do aumento da penetração de GD-FV



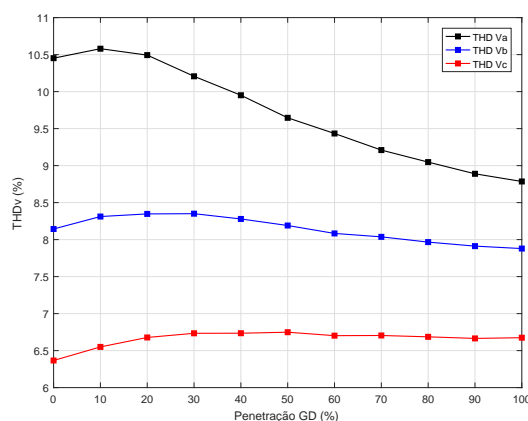
(a) Alimentador BFA02



(b) Alimentador FAA09



(c) Alimentador HOE06



(d) Alimentador ISL02

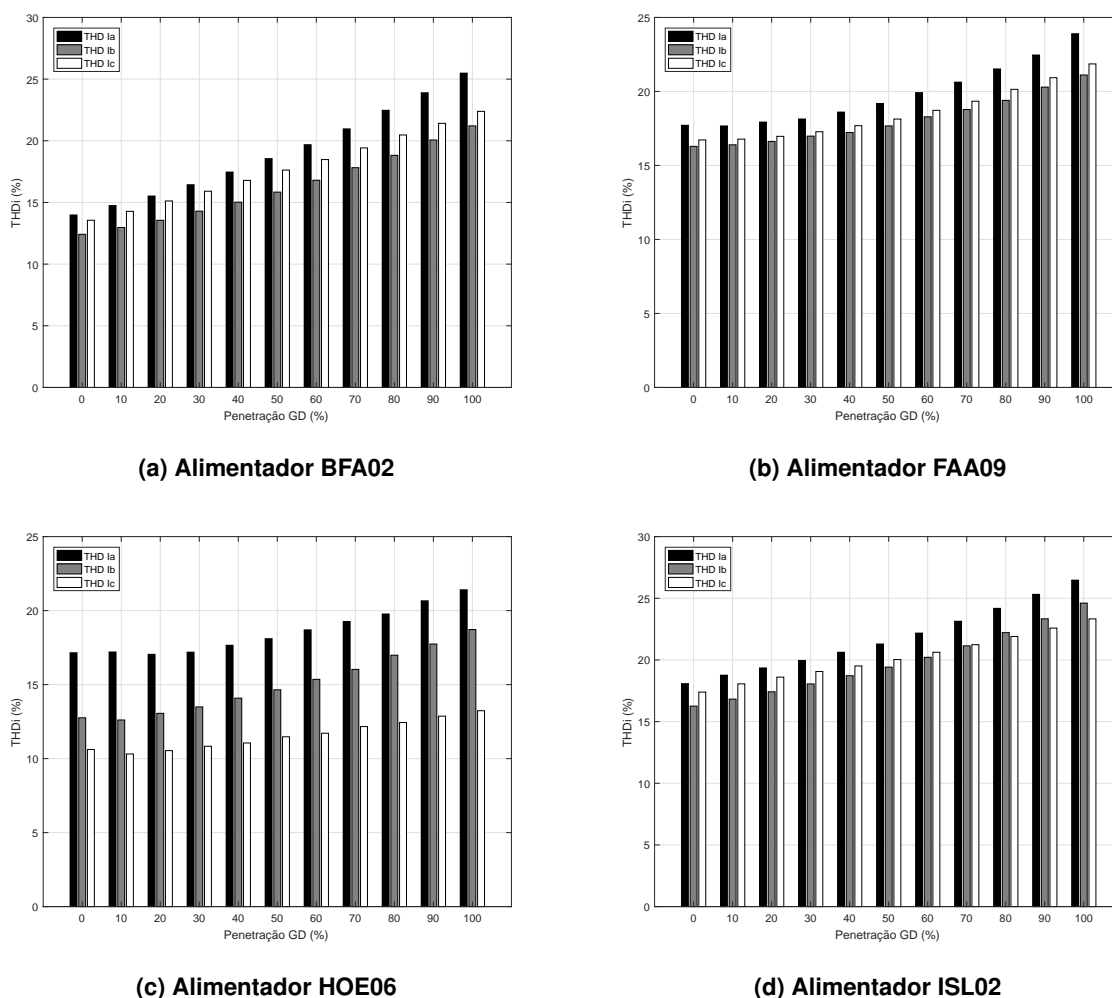
Fonte: Elaboração própria (2020).

Novamente observa-se a baixa correlação entre a distorção harmônica de tensão em função do aumento da presença de geração fotovoltaica, estando todos os alimentadores com os valores dentro dos limites estabelecidos no PRODIST, exceto a fase A do alimentador ISL02, que apresenta uma leve violação para baixos níveis de penetração.

4.3.4.2 Distorção harmônica de corrente

A Figura 32 apresenta os resultados para a distorção harmônica de corrente nos alimentadores em função do aumento da penetração de GD-FV.

Figura 32 – THD corrente nos alimentadores em função do aumento da penetração de GD-FV

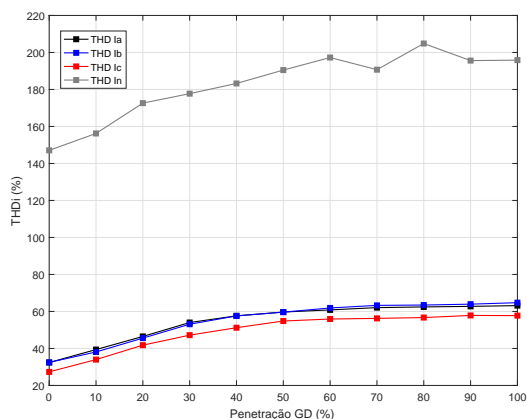


Fonte: Elaboração própria (2020).

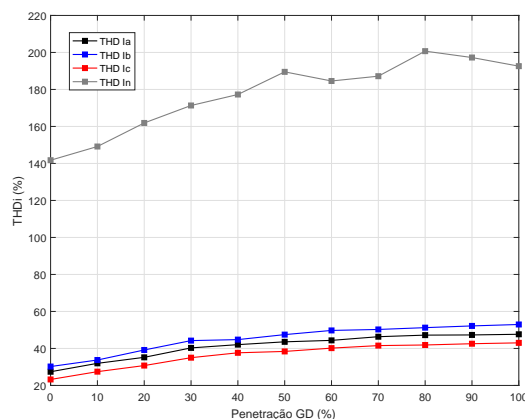
Conforme já apresentado, o PRODIST não determina limites aceitáveis para distorção harmônica de corrente. Considerando a norma IEEE 519, os valores de corrente de curto circuito da Tabela 11 e as correntes máximas nos secundários dos TDs, o valor máximo aceitável de DHT_I é de 20%. Observa-se pela Figura 32 que este limite é atingido para elevados níveis de penetração em todos os quatro alimentadores. Verifica-se de uma forma geral a tendência de crescimento na distorção harmônica de corrente à medida que a incidência de geração solar aumenta.

Para analisar o impacto da corrente harmônica causada na baixa tensão, efetuou-se o cálculo da distorção harmônica nos transformadores de distribuição através da Equação 35. A Figura 33 apresenta o resultado da média dos valores obtidos da \overline{DHT}_I em função do aumento da penetração de GD-FV.

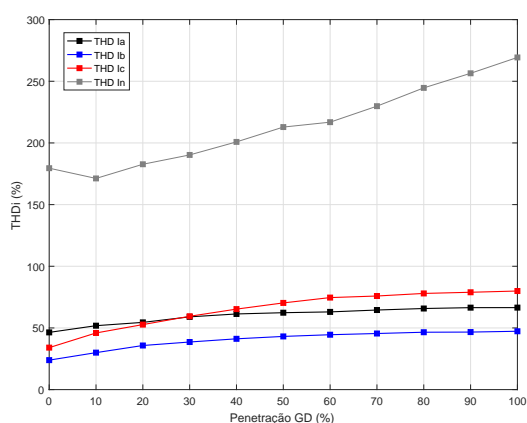
Figura 33 – THD corrente na BT dos TDs em função do aumento da penetração de GD-FV



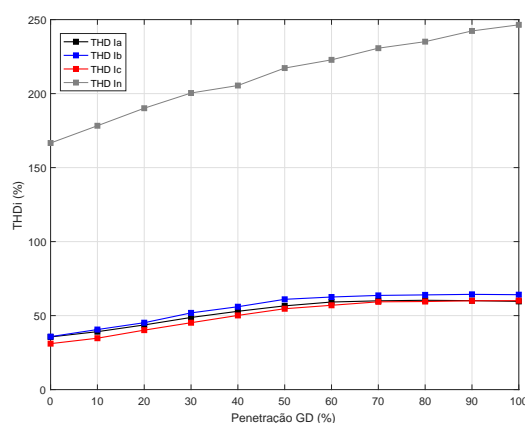
(a) Alimentador BFA02



(b) Alimentador FAA09



(c) Alimentador HOE06

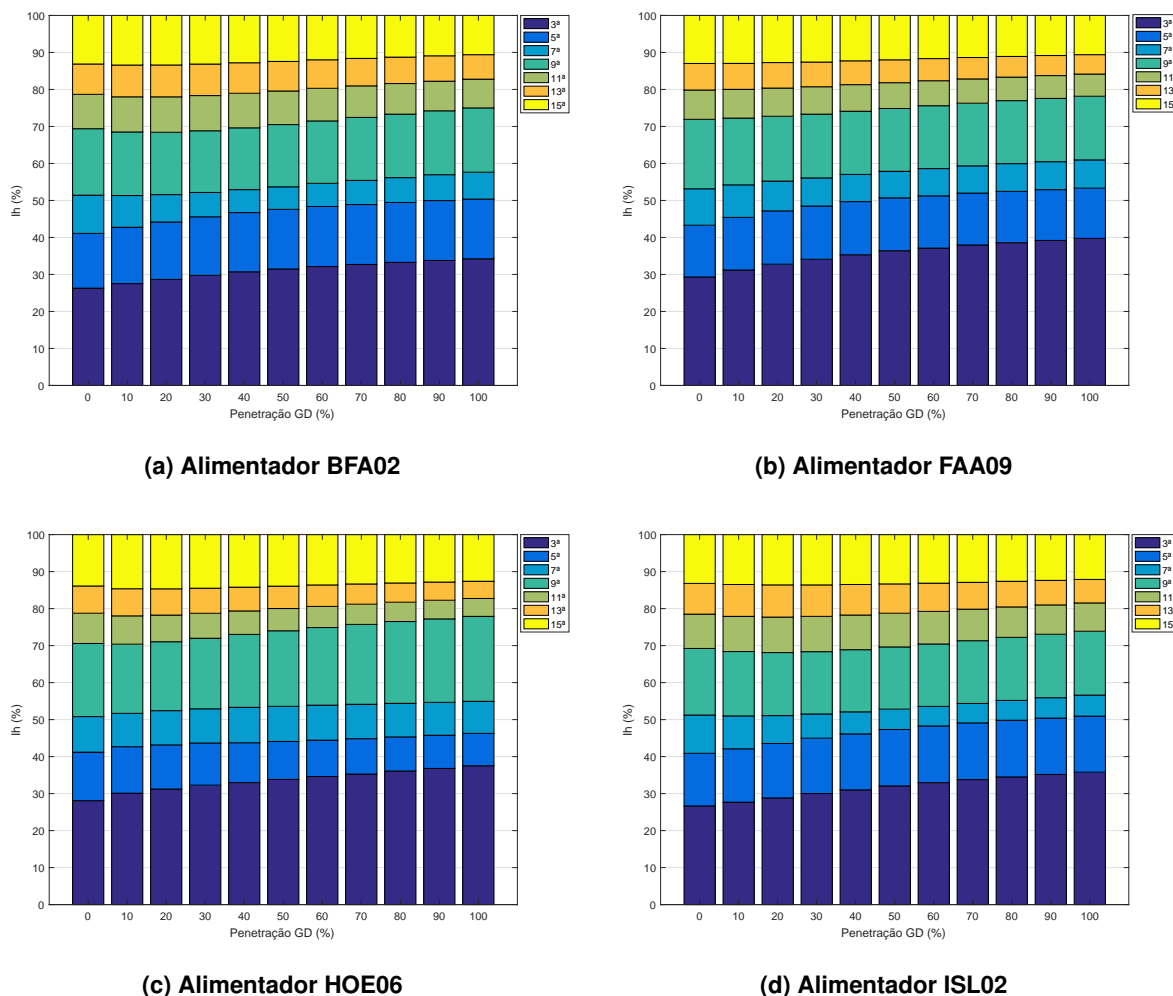


(d) Alimentador ISL02

Fonte: Elaboração própria (2020).

Observa-se que os resultados da distorção harmônica para a baixa tensão nos transformadores apresentam o mesmo comportamento de crescimento com o aumento do nível de penetração. Em função do desequilíbrio das correntes nas fases e das cargas não-lineares, a corrente de neutro, por ser a resultante da soma vetorial das correntes de fase, apresenta valores de \overline{DHT}_I muito superiores às correntes das fases individuais. A composição das perdas harmônicas nos transformadores analisados por ordem harmônica é apresentado na Figura 34.

Figura 34 – Harmônicas na BT dos TDs em função do aumento da penetração de GD-FV



Fonte: Elaboração própria (2020).

Conforme apresentado na Figura 34, para a baixa tensão, a 3^a harmônica e as harmônicas ímpares múltiplas de 3 (9^a, 15^a, 21^a, ...), também conhecidas como harmônicas de sequência zero, apresentam maior relevância no resultado devido à configuração delta-estrela aterrado dos transformadores de distribuição. Na baixa tensão, a frequência harmônica de maior contribuição em média foi a 3^a, que representa 30,9% das perdas harmônicas para o alimentador BFA02, 35,6% para o FAA09, 33,5% para o HOE06 e 31,7% para o ISL02. Em seguida, a 9^a harmônica apresenta maior relevância, contribuindo com 17,0% para o total das perdas harmônicas no alimentador BFA02, 17,3% para o FAA09, 20,6% para o HOE06 e 17,1% para o ISL02. No lado de baixa tensão, conectado em estrela aterrado, a composição das cargas monofásicas não lineares injetam correntes harmônicas nos condutores de fase com um alto conteúdo de sequência zero, resultando em um grande fluxo de corrente harmônica fluindo no condutor neutro. Estas correntes harmônicas de sequência zero se adicionam no condutor neutro, podendo ocasionar,

em sistemas de distribuição trifásicos a quatro fios, o sobreaquecimento excessivo do condutor neutro e do transformador de distribuição, assim como uma tensão excessiva entre neutro e terra (DUARTE, 2010).

4.4 Considerações finais do capítulo

Este capítulo abordou os resultados experimentais que validaram a ferramenta de simulação. Na sequência foram apresentados os resultados dos cenários de simulação com o incremento de penetração de GD-FV de 10% até chegar em 100%.

A partir das simulações, foram obtidos os resultados para demanda no alimentador, perfil de tensão, desequilíbrio de tensão, perdas técnicas, contribuição das harmônicas nas perdas técnicas e distorções harmônicas de tensão e corrente. A Tabela 17 apresenta a comparação entre os resultados sem GD-FV e com GD-FV para as grandezas analisadas.

Tabela 17 – Comparação entre os resultados da simulação para os alimentadores analisados

Grandeza	BFA02		FAA09		HOE06		ISL02	
	Com GD-FV	Sem GD-FV	Com GD-FV	Sem GD-FV	Com GD-FV	Sem GD-FV	Com GD-FV	Sem GD-FV
Demanda alimentador	–	↑	–	↑	–	↑	–	↑
Perfil de tensão	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑
Desequilíbrio de tensão	–	–	–	–	–	↓	–	↓
Perdas técnicas	↑	↑	↑	↓	↑	–	↑	↑
Contribuição das harmônicas nas perdas	–	↑	–	↑	–	↑	–	↑
DHT_V na BT dos TDs	–	↑	–	–	–	↓	–	↓
DHT_I na BT dos TDs	–	↑	–	↑	–	↑	–	↑

Fonte: Elaboração própria (2020).

Legenda: ↑ Grandeza sofreu elevação
 – Grandeza não sofreu alteração
 ↓ Grandeza sofreu redução

É importante ressaltar que as análises são válidas para os alimentadores analisados, onde o objetivo é identificar alguns aspectos relevantes a serem considerados em cenários de elevada penetração de GD-FV. Uma conclusão mais generalizada sobre o comportamento para todo o sistema elétrico de distribuição da Celesc deve envolver o estudo com uma quantidade de alimentadores mais significativa.

5 CONCLUSÕES

A geração solar fotovoltaica se consolidou no Brasil como a principal fonte de geração distribuída nos consumidores finais. O custo dos equipamentos para instalação vem reduzindo ao longo dos anos e os incentivos fiscais e regulatórios trazem retorno ao consumidor em um prazo cada vez menor. Desta forma, a análise dos impactos causados pela inserção massiva dos sistemas de geração distribuída se torna de grande relevância às distribuidoras de energia elétrica.

Este trabalho avaliou os impactos causados pela geração distribuída nos parâmetros de qualidade da energia elétrica na rede de distribuição da Celesc. Foram selecionados quatro alimentadores do sistema elétrico da referida distribuidora, e para cada alimentador um transformador de distribuição foi selecionado para o monitoramento dos parâmetros de qualidade da energia e validação das simulações. Com base na pesquisa da revisão de literatura foi possível identificar, através de uma série de estudos relacionados aos impactos da geração distribuída no sistema elétrico, os principais aspectos que foram considerados na análise nos distúrbios causados na rede elétrica em função do aumento da penetração de geração fotovoltaica. A pesquisa também identificou as principais normas e regulamentações relativas ao assunto, utilizando-as para a avaliação dos resultados.

Para o desenvolvimento das simulações, de forma a introduzir as unidades de geração distribuída e analisar os resultados, utilizou-se o programa computacional OpenDSS. Neste *software* foram modelados os elementos da rede elétrica com base nas informações da base de dados da Celesc, tais como: cargas, linhas, transformadores, reguladores de tensão e banco de capacitores. Adicionalmente, a aplicação do modelo de sistema de geração fotovoltaica e espectro harmônico nas cargas permitiu a avaliação dos distúrbios ocasionados na rede elétrica.

Com relação aos resultados obtidos, inicialmente o modelo implementado foi validado através das medições de qualidade realizadas em um transformador de distribuição para cada um dos quatro alimentadores analisados. Com o modelo validado, executou-se o fluxo de potência de modo a obter os resultados para o caso base, sendo este considerado nível de penetração de 0%. Na sequência foram inseridos geradores solares distribuídos nas unidades consumidoras de forma aleatória, permitindo simular o aumento do nível de penetração de geração fotovoltaica.

A partir dos cenários de simulação realizados nos alimentadores selecionados para o estudo, as principais conclusões obtidas foram:

- Demanda no alimentador: foi observado que o aumento do nível de penetração de

geração fotovoltaica acaba por reduzir a demanda na saída do alimentador, com uma redução média entre 20% e 22% no cenário de penetração 100%. Como se utilizou a demanda média do alimentador como base para o cálculo do nível de penetração, não houve ocorrência de fluxo reverso nas saídas dos alimentadores.

- Perfil de tensão: os resultados apresentaram que o nível de tensão sofre elevação à medida que unidades de geração são adicionadas no sistema. Dependendo do perfil de carga do alimentador, esta contribuição pode ser positiva, a exemplo do alimentador HOE06, onde os perfis industrial e comercial possuem maior relevância, sendo que a maior demanda ocorre no horário de geração fotovoltaica. A presença de reguladores de tensão ao longo do alimentador pode contribuir para atenuar o aumento do nível de tensão provocado pelos geradores fotovoltaicos. Em todos os alimentadores analisados observou-se aumento na quantidade de violações de tensão da faixa superior para tensão precária ($>1,05$ pu) e crítica ($>1,06$ pu).
- Desequilíbrio de tensão: não foram observadas alterações relevantes ou correlação significativa entre o fator de desequilíbrio e o aumento do nível de penetração de geração fotovoltaica. Entretanto, deve-se sempre efetuar o monitoramento do balanceamento das cargas nas fases dos transformadores, de forma a mitigar os problemas decorrentes do desequilíbrio de tensão, principalmente em função da grande quantidade de geradores monofásicos conectados à rede elétrica.
- Perdas técnicas: de modo geral, a conexão de sistemas de geração solar fotovoltaica auxilia na redução das perdas técnicas, conforme ocorrido para o alimentador FAA09. Entretanto, este comportamento pode ser revertido quando o nível de penetração se torna significativo, onde o comportamento é alterado e as perdas tendem a aumentar. No caso dos alimentadores BFA02, HOE06 e ISL02, a perda técnica máxima obtida foi para o nível de penetração de 100%. Verificou-se também que as harmônicas de corrente proporcionadas pela GD-FV apresentam contribuição no resultado das perdas totais, com variação entre 2,7% e 5,2% e valor médio de 3,7% para os quatro alimentadores, assim como o aumento desta contribuição conforme o nível de penetração cresce, podendo chegar acima dos 7%, como no caso dos alimentadores BFA02 e ISL02.
- Distorções harmônicas: para as distorções harmônicas de tensão, não foram identificados aumentos significativos nos valores com o incremento do nível de penetração. Avaliando tanto na saída dos alimentadores quanto no secundário dos transformadores de distribuição, os resultados se apresentaram em conformidade com os valores regulatórios. Já para a distorção harmônica de

corrente, observa-se um crescimento significativo dos valores em função do aumento da penetração de GD-FV. Nos transformadores de distribuição, verifica-se que a distorção harmônica para a corrente de neutro apresenta grande relevância, em função das correntes de sequência zero que circulam no neutro do secundário dos transformadores. Estes valores ainda possuem a tendência de serem amplificados com a inserção de sistemas de geração fotovoltaica na rede.

No caso dos alimentadores BFA02, HOE06 e ISL02, a diferença para a perda técnica entre o caso base e a máxima penetração foi de +0,22%, +0,05% e +0,14%, respectivamente. Conforme visto no capítulo 1, uma diferença de 0,62% acima das perdas técnicas regulatórias representa um valor de R\$ 36,4 milhões. Portanto, a possibilidade de crescimento da GD-FV pode contribuir para que os limites regulatórios das perdas técnicas sejam extrapolados, o que pode representar prejuízo às distribuidoras. Por outro lado, o alimentador FAA09 apresentou uma redução de 0,29% do caso base em relação à máxima penetração, auxiliando na redução das perdas.

Conforme verificado no estudo, a inserção massiva de GD-FV tem suas vantagens e desvantagens, de forma que dependendo do sistema elétrico e do alimentador, os resultados para um mesmo nível de penetração podem ser diferentes. Dessa forma, para resultados mais confiáveis, é interessante analisar cada caso individualmente, pois, por mais que o comportamento siga a mesma tendência na maioria dos casos, existem particularidades que os diferenciam.

5.1 Trabalhos futuros

Este trabalho buscou identificar os impactos causados pela inserção de geração solar fotovoltaica na rede elétrica da Celesc, através da simulação em quatro alimentadores de distribuição. Os desafios das distribuidoras de energia serão cada vez maiores no sentido de manter a rede elétrica operando dentro dos limites regulatórios aceitáveis, dada a natureza intermitente dos sistemas de geração solar e eólica. Algumas sugestões para aprofundamento dos estudos e trabalhos futuros são:

- Inclusão dos dados anuais de consumo das cargas para análise de sazonalidade, contendo cenários de carga leve, média e pesada, para análise do comportamento da rede em diferentes cenários de carga.
- Implementação de campanha de medição para caracterização do espectro harmônico das cargas da Celesc, de forma a reproduzir na simulação o efeito da contribuição harmônica com os espectros típicos da Celesc.

- Empregar o uso dos dados solarimétricos com baixa resolução temporal, para análise do comportamento em função de sombreamento e análises em períodos de curta duração para avaliação do comportamento dinâmico da rede e variações abruptas de geração com o seu efeito na variação de tensão.
- Alteração do fator de potência dos inversores solares, de modo a auxiliar no controle de potência reativa e tensão no ponto de conexão.
- Alteração nos parâmetros e localização dos reguladores de tensão e banco de capacitores, mudando por exemplo, a tensão de referência dos reguladores e implementação de banco de capacitores com controle automático.
- Simulação de melhorias no circuito, incluindo novos reguladores de tensão, bancos de capacitores e recondutoramento dos cabos, de forma a reduzir os efeitos nas perdas técnicas e elevação de tensão.
- Inserção de sistemas de armazenamento de energia como um recurso energético distribuído, de modo a contribuir com a redução do fluxo de potência reverso nas redes de distribuição.
- Proposição de transformadores de distribuição de estado sólido para mitigação dos distúrbios causados pelas harmônicas de corrente da carga.

REFERÊNCIAS

- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, Elsevier BV, v. 57, n. 3, p. 195–204, abr. 2001.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 414, de 09 de Setembro de 2010**. Brasil, 2010.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de Abril de 2012**. Brasil, 2012.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST**. Nota Técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL, Brasil, 2014.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição**. Brasil, 2016. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>. Acesso em: 17 fev. 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**. Brasil, 2017a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/prodist>. Acesso em: 26 mai. 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição**. Brasil, 2017b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/prodist>. Acesso em: 16 jun. 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST Módulo 8 - Qualidade da energia elétrica**. Brasil, 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/prodist>. Acesso em: 28 mai. 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração Distribuída - Informações Técnicas**. Brasil, 2019a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas>. Acesso em: 02 fev. 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Indicadores de Conformidade do Nível de Tensão em Regime Permanente**. Brasil, 2019b. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/Indicadores_de_conformidade_nivel_tensao/. Acesso em: 30 mai. 2019.
- ALHAFADHI, L.; TEH, J. Advances in reduction of total harmonic distortion in solar photovoltaic systems: A literature review. **International Journal of Energy Research**, Wiley, v. 44, n. 4, p. 2455–2470, dec 2019.
- BAGGINI, A. **Handbook of Power Quality**. England: Wiley-Blackwell, 2008.
- BENETELI, T. A. P. **Método para limitação de índices de desequilíbrio de máquinas elétricas trifásicas em sistemas de distribuição**. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Energia) — Universidade Federal de Juiz de Fora, 2015.

- BLAABJERG, F. *et al.* Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 53, n. 5, p. 1398–1409, out. 2006.
- BOLLEN, B. M. H. J. **Understanding power quality problems: voltage sags and interruptions**. New York: John Wiley & Sons, 1999.
- BOLLEN, M. H. J. Definitions of voltage unbalance. **IEEE Power Engineering Review**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 21, n. 5, p. 50–51, nov. 2002.
- BOLLEN, M. H. J.; HÄGER, M. Power quality: Interactions between distributed energy resources, the grid, and other customers. **Electric Power Quality and Utilisation Magazine**, v. 1, p. 51–61, 2005.
- BRASIL. **Portaria Interministerial nº 3, de 31 de julho de 2018**. Ministério de Minas e Energia. Programa de Metas para Transformadores de Distribuição em Líquido Isolante. Diário Oficial da União. Brasília, DF, 2018.
- BRAZ, L. de L. **Quantificação das perdas técnicas da distribuição em condições distorcidas**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Uberlândia, 2019.
- BRINKEL, N. *et al.* Impact of rapid PV fluctuations on power quality in the low-voltage grid and mitigation strategies using electric vehicles. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier BV, v. 118, p. 105741, jun 2020.
- CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA. **I-432.0004: Requisitos para a Conexão de Micro ou Minigeradores de Energia ao Sistema Elétrico da CELESC Distribuição**. Santa Catarina, 2018. Disponível em: <http://www.celesc.com.br>. Acesso em: 16 jun. 2019.
- CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA. **CELESC Distribuição S.A.** Santa Catarina, 2019. Disponível em: www.celesc.com.br. Acesso em: 01 ago. 2019.
- CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA. **I-321.0028: Conexão de Gerador Particular em Unidade Consumidora Ligada a Rede de Distribuição**. Santa Catarina, 2020. Disponível em: www.celesc.com.br. Acesso em: 02 fev. 2020.
- CENTRE FOR ENERGY ADVANCEMENT THROUGH TECHNOLOGICAL INNOVATION. **Power Quality Energy Efficiency Reference Guide**. [S.l.], 2007. Disponível em: https://www.ceati.com/freepublications/7019_%20guide_web.pdf. Acesso em: 25 mai. 2019.
- CHATTOPADHYAY, S.; MITRA, M.; SENGUPTA, S. **Electric Power Quality**. 1. ed. Dordrecht: Springer Netherlands, 2011.
- CHUA, K. H. *et al.* Energy storage system for mitigating voltage unbalance on low-voltage networks with photovoltaic systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 27, n. 4, p. 1783–1790, out. 2012.
- DU, Y.; LU, D. D.-C. Harmonic distortion caused by single-phase grid-connected PV inverter. In: **Power System Harmonics - Analysis, Effects and Mitigation Solutions for Power Quality Improvement**. [S.l.]: InTech, 2018.

DUARTE, C. H. **Impactos econômicos dos harmônicos de corrente das cargas não lineares em redes elétricas de distribuição residenciais**. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Planejamento Energético, 2010.

DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D. **Reference Guide - The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. [S.l.], 2018. Disponível em: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/OpenDSS/>. Acesso em: 03 abr. 2019.

DUGAN, R. C. *et al.* **Electrical Power Systems Quality**. 2. ed. New York: McGraw-Hill, 2002.

EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. Distributed generation technologies, definitions and benefits. **Electric Power Systems Research**, Elsevier BV, v. 71, n. 2, p. 119–128, oct 2004.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **OpenDSS PVSystem Element Model**. [S.l.], 2011a. Disponível em: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/OpenDSS/>. Acesso em: 10 abr. 2019.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **OpenDSS Storage Element and Storage Controller Element**. [S.l.], 2011b. Disponível em: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/OpenDSS/>. Acesso em: 11 abr. 2019.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **Open Distribution System Simulator - OpenDSS**. [S.l.], 2019. Disponível em: <https://www.epri.com/pages/sa/opensdss>. Acesso em: 20 nov. 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2019 - Ano Base 2018**. Brasil, 2019.

EUROPEAN COMMISSION. **Identifying Energy Efficiency Improvements and Saving Potential in Energy Networks, Including Analysis of the Value of Demand Response**. [S.l.], 2015. Final report. Disponível em: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/GRIDEE_4NT_364174_000_01_TOTALDOC%20-%202018-1-2016.pdf. Acesso em: 20 mar. 2019.

FLUKE. **1744 Power Quality Logger: Manual do usuário**. Washington, 2006.

FRONIUS. **Energia Solar - Fronius**. [S.l.], 2020. Disponível em: <https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar>. Acesso em: 18 fev. 2020.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE recommended practice for monitoring electric power quality. **IEEE Std 1159-2009 (Revision of IEEE Std 1159-1995)**, p. c1–81, jun. 2009.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems. **IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992)**, mar. 2014.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Perdas Comerciais e Inadimplência no Setor Elétrico. White Paper**. 18. ed. São Paulo, 2017.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61727: Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface**. [S.l.], 2014. Acesso em: 26 mai. 2019.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61000**. [S.l.], 2015. Disponível em: https://www.iec.ch/emc/basic_emc/basic_61000.htm. Acesso em: 26 mai. 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets**. Paris, 2002. Disponível em: <http://library.umac.mo/ebooks/b13623175.pdf>. Acesso em: 21 mar. 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Solar energy**. [S.l.], 2019. Disponível em: <https://www.iea.org/topics/renewables/solar/>. Acesso em: 08 jul. 2019.

JENKINS, N.; EKANAYAKE, J.; STRBAC, G. **Distributed Generation**. London, UK: Institution of Engineering and Technology, 2010. (Energy Engineering Series).

KATIRAEI, F.; AGUERO, J. Solar PV integration challenges. **IEEE Power and Energy Magazine**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 9, n. 3, p. 62–71, may 2011.

KOURO, S. *et al.* Grid-connected photovoltaic systems: An overview of recent research and emerging PV converter technology. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 9, n. 1, p. 47–61, mar. 2015.

LANGELLA, R. *et al.* Experimental-based evaluation of PV inverter harmonic and interharmonic distortion due to different operating conditions. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 65, n. 10, p. 2221–2233, oct 2016.

MASTERS, C. Voltage rise: the big issue when connecting embedded generation to long 11 kV overhead lines. **Power Engineering Journal**, Institution of Engineering and Technology (IET), v. 16, n. 1, p. 5–12, fev. 2002.

MITRA, P.; HEYDT, G. T.; VITTAL, V. The impact of distributed photovoltaic generation on residential distribution systems. In: **2012 North American Power Symposium (NAPS)**. Champaign, IL, USA: IEEE, 2012.

MÖLLER, H. J. Semiconductors for solar cell applications. **Progress in Materials Science**, Elsevier BV, v. 35, n. 3-4, p. 205–418, jan 1991.

NUNES, E. A. F. **Análise de impactos na rede de distribuição de energia elétrica decorrentes da inserção de sistemas de geração fotovoltaicos**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação) — Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2017.

OCHOA, L. F.; HARRISON, G. P. Minimizing energy losses: Optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 26, n. 1, p. 198–205, fev. 2011.

OVERBYE, T. J.; GLOVER, J. D.; SARMA, M. S. **Power System Analysis and Design**. 6. ed. Ohio, US: Cengage Learning, 2016.

- PALUDO, J. A. **Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.
- PEPERMANS, G. *et al.* Distributed generation: definition, benefits and issues. **Energy Policy**, Elsevier BV, v. 33, n. 6, p. 787–798, abr. 2005.
- PESSOA, L. L. S. **Impactos provocados pelos afundamentos de tensão em redes elétricas com geração distribuída**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2016.
- QUEZADA, V. H. M.; ABBAD, J. R.; ROMÁN, T. G. S. Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 21, n. 2, p. 533–540, may 2006.
- RAMOS, A. C. L. **Avaliação dos Impactos da Impedância de Falta e da Geração Distribuída em Estudos de Afundamentos de Tensão**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação) — Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2009.
- RANDOLPH, K. A.; MYERS, L. L. **Basic Statistics in Multivariate Analysis**. New York, US: Oxford University Press, 2013.
- SEXAUER, J. **New User Primer - The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. [S.l.], 2012. Disponível em: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/OpenDSS/>. Acesso em: 08 abr. 2019.
- SHAHNIA, F. *et al.* Voltage unbalance reduction in low voltage distribution networks with rooftop PVs. In: **2010 20th Australasian Universities Power Engineering Conference**. Christchurch: IEEE, 2010. p. 1–5.
- SOLANKI, S. K.; RAMACHANDRAN, V.; SOLANKI, J. Steady state analysis of high penetration PV on utility distribution feeder. In: **PES T&D 2012**. Orlando, FL: IEEE, 2012.
- SU, X.; MASOUM, M. A. S.; WOLFS, P. J. Optimal PV inverter reactive power control and real power curtailment to improve performance of unbalanced four-wire LV distribution networks. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 5, n. 3, p. 967–977, jul. 2014.
- SUBUDHI, B.; PRADHAN, R. A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic power systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 4, n. 1, p. 89–98, jan. 2013.
- TONKOSKI, R.; TURCOTTE, D.; EL-FOULY, T. H. M. Impact of high PV penetration on voltage profiles in residential neighborhoods. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 3, n. 3, p. 518–527, jul. 2012.

UNITED FOR EFFICIENCY. **Accelerating the Global Adoption of Energy-efficient Transformers**. Paris, 2017. Disponível em: <https://united4efficiency.org/wp-content/uploads/2017/11/U4E-TransformersGuide-201711-Final.pdf>. Acesso em: 25 mar. 2019.

VANNOY, D. *et al.* Roadmap for power quality standards development. In: **Record of Conference Papers Industry Applications Society 52nd Annual Petroleum and Chemical Industry Conference**. Denver, CO, USA: IEEE, 2005. p. 267–276.

VERDELHO, M. I. *et al.* Impact of PV distributed generation on EDP distribuição LV grid losses. **CIREN - Open Access Proceedings Journal**, Institution of Engineering and Technology (IET), v. 2017, n. 1, p. 2342–2345, out. 2017.

VILLALVA, M. G. **Conversor eletrônico de potência trifásico para sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Campinas, SP, 2010.

WALLING, R. A. *et al.* Summary of distributed resources impact on power delivery systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 23, n. 3, p. 1636–1644, jul. 2008.

WECKX, S.; DRIESEN, J. Load balancing with EV chargers and PV inverters in unbalanced distribution grids. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 6, n. 2, p. 635–643, abr. 2015.

WOYTE, A. *et al.* Voltage fluctuations on distribution level introduced by photovoltaic systems. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 21, n. 1, p. 202–209, mar. 2006.

XUE, Y. *et al.* Topologies of single-phase inverters for small distributed power generators: An overview. **IEEE Transactions on Power Electronics**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 19, n. 5, p. 1305–1314, set. 2004.

YANG, Y. *et al.* Power control flexibilities for grid-connected multi-functional photovoltaic inverters. **IET Renewable Power Generation**, Institution of Engineering and Technology (IET), v. 10, n. 4, p. 504–513, abr. 2016.

Apêndices

APÊNDICE A – OPENDSS

O desenvolvimento do programa ocorreu em abril de 1997 na empresa *Electrotek Concepts Inc.*, onde era chamado de DSS – *Distribution System Simulator*. Roger Dugan foi o principal desenvolvedor, o qual em seguida contou com a ajuda de Tom McDermott até 2001, quando Tom deixou a *Electrotek*, onde Dugan continuou desenvolvendo o programa. Posteriormente, Tom acabou retornando ao projeto. Em 2004 o DSS foi adquirido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI), e em 2008 o *software* foi lançado no formato *open source*, o qual deu origem ao nome do programa OpenDSS (DUGAN; MONTENEGRO, 2018). O OpenDSS foi inicialmente desenvolvido para análise e planejamento de sistemas de distribuição voltado para as distribuidoras de energia elétrica americanas.

O programa permite a realização de simulações em modo estático (*snapshot mode*) ou em modo que possibilita a implementação de curvas de carga, sendo diário com 24 incrementos de 1 hora (*daily mode*), anual com 8760 incrementos de 1 hora (*yearly mode*) ou em modo *duty cycle* com incrementos entre 1 e 5 segundos.

Para o modo harmônico (*harmonic mode*), inicialmente deve-se obter uma solução convergente do fluxo de potência em modo *snapshot*. Quando a solução inicial é obtida, a solução para cada frequência harmônica definida nos elementos do circuito é executada através do comando:

Solve mode = harmonics

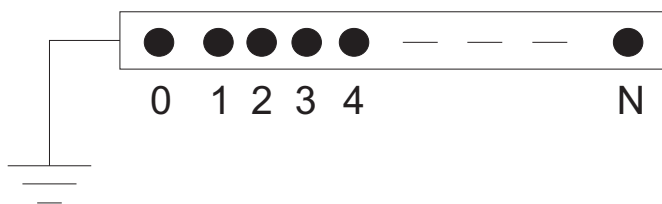
A.1 Modelagem dos elementos básicos

Os blocos básicos de modelagem do circuito no OpenDSS são os elementos de transporte de energia (*Power Delivery Elements* - PD) e os elementos de conversão de energia (*Power Conversion Elements* - PC). A interconexão entre estes elementos são representados através das barras e nós do sistema elétrico como consequência da criação de um elemento, diferentemente dos programas de fluxo de potência tradicionais, que utilizam as barras do sistema como elementos centrais (SEXAUER, 2012). A seguir são apresentados os conceitos dos elementos de modelagem dos sistemas elétricos no OpenDSS, conforme apresentado por Dugan e Montenegro (2018).

A.1.1 Barra

O modelo de uma barra no OpenDSS consiste em um elemento elétrico contendo N nós, conforme apresentado na Figura 35. Os nós conectam em seus terminais elementos elétricos que podem ser PDs ou PCs. Toda barra apresenta um nó de referência, o qual possui tensão zero. Por fim, uma barra pode ser criada apenas se os elementos elétricos que conectam a esta barra já estão definidos.

Figura 35 – Modelo de uma barra com N nós

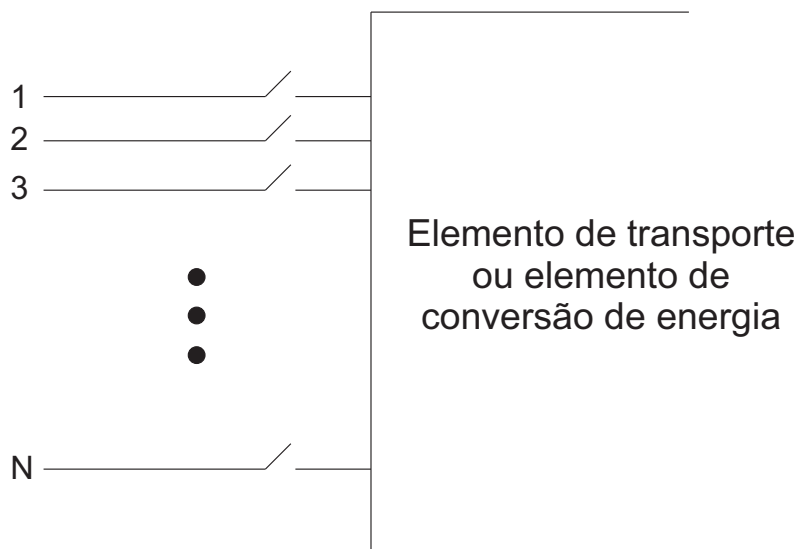


Fonte: Adaptado de Dugan e Montenegro (2018).

A.1.2 Terminal

Os elementos elétricos do OpenDSS possuem um ou mais terminais, que por sua vez podem conter um ou mais conectores, o qual representam as fases do sistema. Cada terminal deve ser conectado em apenas uma barra. A Figura 36 apresenta um terminal contendo N conectores.

Figura 36 – Modelo de um terminal com N conectores

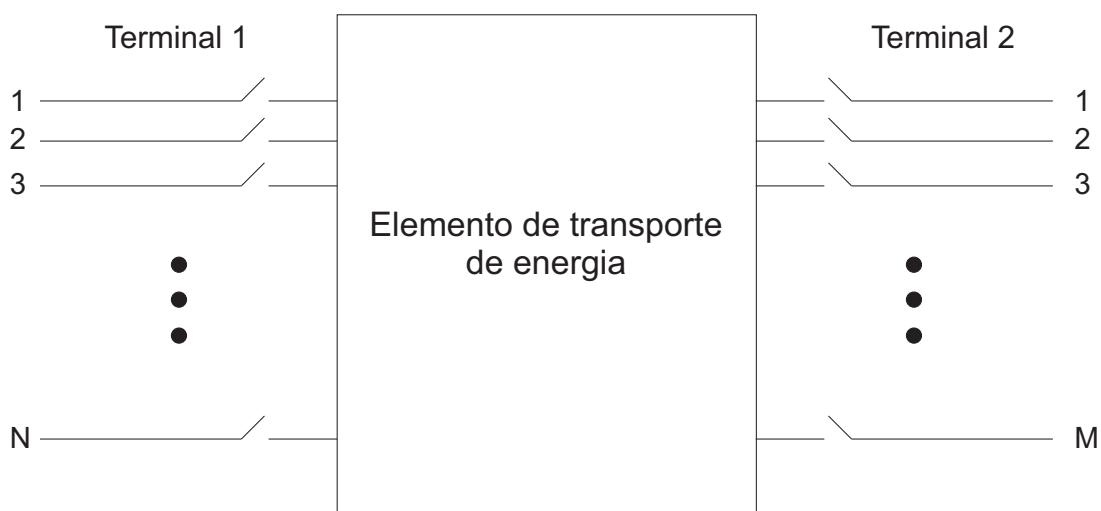


Fonte: Adaptado de Dugan e Montenegro (2018).

A.1.3 Elemento PD

Um elemento de transporte de energia consiste em dois ou mais terminais polifásicos, cuja função básica é transferir a energia entre os seus terminais, conforme Figura 37.

Figura 37 – Modelo de um elemento PD N conectores em T1 e M conectores em T2

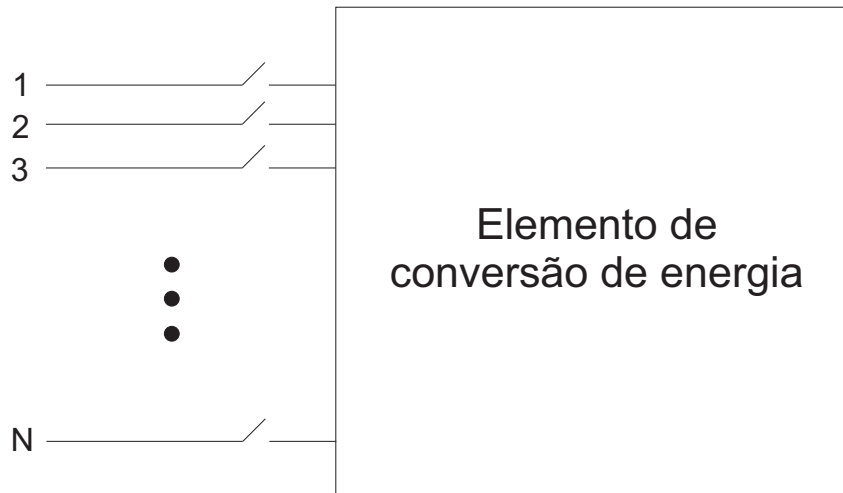


Fonte: Adaptado de Dugan e Montenegro (2018).

Os principais elementos PD são linhas e transformadores, porém bancos de capacitores e reatores *shunt* podem ser considerados uma exceção, uma vez que não há transporte de energia. Todavia, estes elementos são modelados no OpenDSS como PDs. Os elementos PD em geral são definidos em regime permanente por sua impedância, sendo representados no OpenDSS por sua matriz primitiva de admitância nodal.

A.1.4 Elemento PC

Os elementos de conversão de energia transformam a energia elétrica em outras formas de energia, como térmica e mecânica, e vice-versa. Os principais elementos PC são cargas, geradores e baterias. Em geral apresentam um terminal com N conectores polifásicos, conforme apresentado na Figura 38.

Figura 38 – Modelo de um elemento PC com N conectores

Fonte: Adaptado de Dugan e Montenegro (2018).

A parte térmica ou mecânica é modelada como uma caixa preta, onde as injeções de corrente I_{term} são dadas através da seguinte Equação 37:

$$I_{term}(t) = \mathbf{F}(V_{term}, [State], t) \quad (37)$$

onde a função \mathbf{F} varia de acordo com a simulação efetuada, V_{term} é a tensão do terminal e $[State]$ é o estado inicial do elemento PC.

A.1.5 Elementos de suporte

Os elementos de suporte são uma abstração dos parâmetros do sistema, o qual auxiliam na definição dos elementos PD e PC. O OpenDSS disponibiliza uma grande variedade de elementos de suporte, o qual podem associar funcionalidades de controle, monitoramento e fornecimento de informações para análise temporal.

Os principais elementos de suporte são:

- *LineCode*: elemento que armazena as informações de uma linha e suas impedâncias.
- *LineGeometry*, *LineSpacing* e *WireData*: elementos que armazenam as informações geométricas e os parâmetros físicos dos postes e das linhas.
- *LoadShape*: utilizado para armazenar a curva de demanda associada a um consumidor ou a um gerador. Aplicado em simulações temporais.
- *Spectrum*: definição de um espectro harmônico associado a um elemento PC.

- *EnergyMeter*: utilizado para fornecer os dados de medição de vários parâmetros no alimentador.
- *Monitor*: utilizado para apresentar os resultados do fluxo de potência em elementos específicos.
- *CapControl* e *RegControl*: elementos de controle de banco de capacitores e *taps* de transformadores.

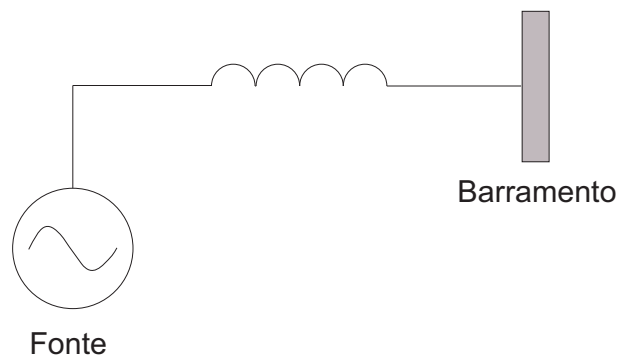
A.2 Modelagem dos elementos elétricos

As seções a seguir esclarecem a modelagem dos elementos elétricos do OpenDSS, conforme apresentado por Dugan e Montenegro (2018).

A.2.1 Subestação

Um novo circuito sempre deve ser iniciado no OpenDSS com a declaração *New Circuit.NAME*, onde *NAME* é o nome do circuito que o usuário escolher. Esta declaração automaticamente inicializa uma fonte de tensão trifásica (*Source*) com valores padrão de 115 kV de tensão e 3.000 MVA de potência de curto circuito. Esta fonte é conectada em uma barra (*Source Bus*), conforme apresentado na Figura 39.

Figura 39 – Modelo de uma subestação no OpenDSS



Fonte: Adaptado de Dugan e Montenegro (2018).

Na definição do circuito, o usuário pode alterar os parâmetros *default* da fonte da subestação, como número de fases, resistências e reatâncias, frequência de operação, potência de curto circuito, dentre outros.

A.2.2 Linhas

O OpenDSS utiliza para linhas de transmissão e distribuição o modelo π com capacitância *shunt*. A declaração de uma nova linha é realizada através do comando

New Line.NAME. Uma linha pode ser especificada através de sua matriz de impedância ou suas impedâncias de sequência positiva, negativa e zero. Outros parâmetros que devem ser informados são o número de fases, as barras em que a linha se conecta e o comprimento da linha. Quando uma linha é inicializada, por padrão um cabo 336 AWG CAA de comprimento 1.000 pés é definido através dos seguintes valores de componentes simétricas:

$$\begin{aligned}R_1 &= 0,0580 \quad \Omega/1.000 \text{ ft} \\X_1 &= 0,1206 \quad \Omega/1.000 \text{ ft} \\R_0 &= 0,1784 \quad \Omega/1.000 \text{ ft} \\X_0 &= 0,4047 \quad \Omega/1.000 \text{ ft} \\C_1 &= 3,4 \cdot 10^{-9} \quad nF/1.000 \text{ ft} \\C_0 &= 1,6 \cdot 10^{-9} \quad nF/1.000 \text{ ft}\end{aligned}$$

Quando é necessário definir várias linhas com as mesmas características elétricas, pode-se criar um objeto *LineCode* com as suas impedâncias e referenciar as linhas a este *LineCode*.

A.2.3 Cargas

A carga é um elemento de conversão de energia do OpenDSS. A carga pode ser modificada por multiplicadores para simulação em modo *daily*, *yearly* ou *duty cycle* através do elemento de suporte *LoadShape*. A declaração de uma nova carga é realizada através do comando *New Load.NAME*.

O OpenDSS possui oito modelos de carga diferentes, a saber:

1. Potência constante (modelo *default*)
2. Impedância constante
3. Potência ativa constante e potência reativa quadrática
4. Exponencial
5. Corrente constante
6. Potência ativa constante e potência reativa fixa em seu valor nominal
7. Potência ativa constante e impedância fixa em seu valor nominal
8. ZIP (composição de todos os modelos anteriores)

A carga é assumida balanceada para o número de fases especificado. Para cargas desbalanceadas, deve-se declarar cada carga monofásica separadamente.

A.2.4 Transformadores

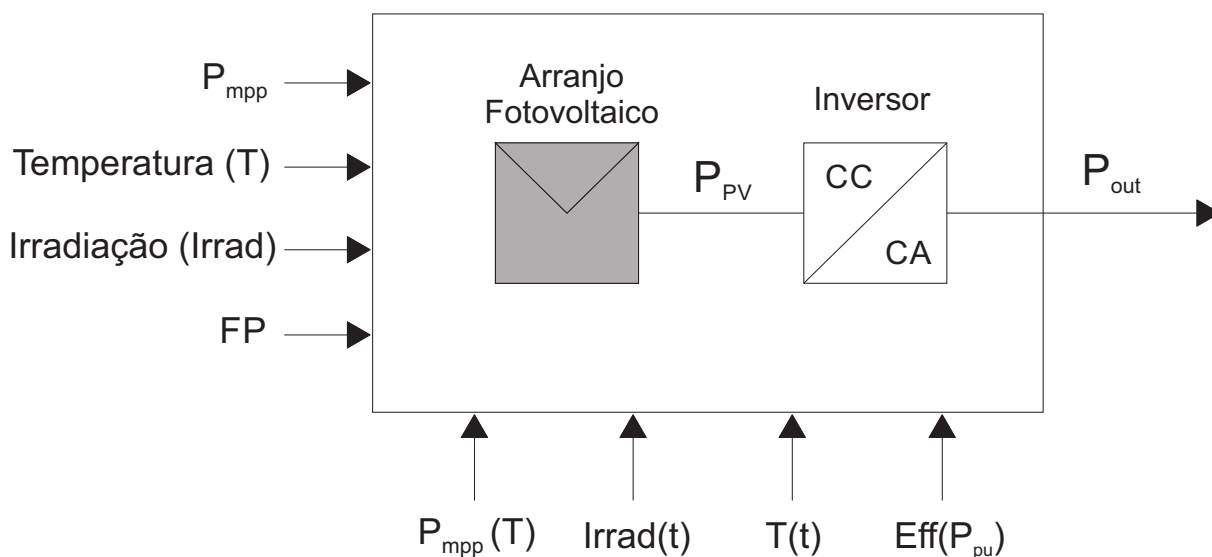
O transformador é implementado no OpenDSS como um elemento PD contendo dois ou mais terminais. Cada terminal consiste em um enrolamento do transformador. O número de condutores do transformador sempre será $n+1$ em relação ao número de fases n . Para conexões em estrela, o quarto condutor é o ponto de neutro. Já para conexões em delta, o quarto condutor está internamente em aberto. A declaração de um novo transformador é realizada através do comando *New Transformer.NAME*.

Outros parâmetros do objeto *Transformer* são: tipo de conexão (delta ou estrela para transformadores trifásicos), potência aparente, *tap*, as barras em que o transformador se conecta, tensão nominal em cada enrolamento, reatâncias e perdas.

A.2.5 Sistema fotovoltaico

Os sistemas fotovoltaicos são modelados no OpenDSS através da combinação de um arranjo de módulos fotovoltaicos e um conversor CC/CA, conforme apresentado na Figura 40.

Figura 40 – Modelo do sistema fotovoltaico no OpenDSS



Fonte: Adaptado de Electric Power Research Institute (2011a).

A declaração de um novo sistema fotovoltaico é realizada através do comando *New PVSystem.NAME*. Devem ser inseridos como parâmetros de entrada no elemento *PVSystem* do OpenDSS (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2011a):

- P_{mpp} , potência máxima do painel fotovoltaico dada uma temperatura T (*default* 25 °C).
- Irradiação máxima $Irrad$ (*default* 1.000 W/m²).
- Fator de potência FP .
- Curva de temperatura no tempo $T(t)$.
- Curva de irradiação no tempo $Irrad(t)$.
- Curva da eficiência do inversor em função da potência $Eff(P_{pu})$.
- Curva da potência máxima do painel fotovoltaico em função da temperatura $P_{mpp}(T)$.

A potência de saída do painel fotovoltaico P_{PV} é dada através da Equação 38:

$$P_{PV} = P_{mpp} \cdot P_{mpp}(T) \cdot Irrad \cdot Irrad(t) \quad (38)$$

Após a saída do painel fotovoltaico é adicionada a eficiência do inversor. A saída do sistema fotovoltaico é dada através da Equação 39:

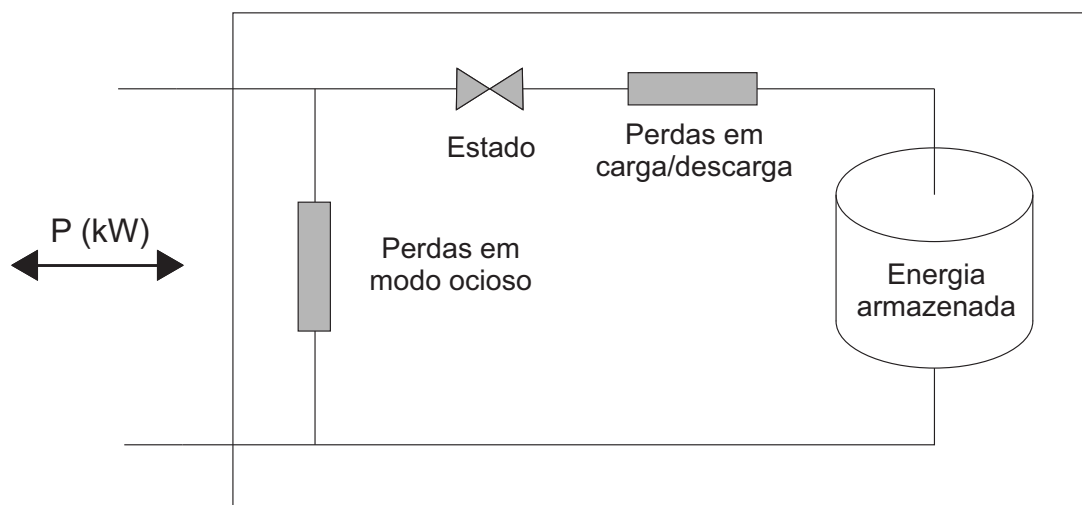
$$P_{out} = Eff(P_{pu}) \cdot P_{PV} \quad (39)$$

A.2.6 Armazenamento de energia

O armazenamento de energia no OpenDSS é modelado como um gerador que pode despachar energia produzida (modo de descarga) ou consumir energia (modo de carga) até a sua capacidade de armazenamento (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2011b).

A declaração de um novo sistema de armazenamento é realizada através do comando *New Storage.NAME*. O elemento *Storage* pode atuar de forma independente ou ser controlado por um elemento *StorageController*. A Figura 41 apresenta o funcionamento básico do sistema de armazenamento.

Figura 41 – Modelo de armazenamento de energia no OpenDSS



Fonte: Adaptado de Electric Power Research Institute (2011b).

Em modo *snapshot* deve-se declarar o estado (*state*) do elemento *Storage*, que deve ser em carga, descarga ou modo ocioso (*idling*). Para simulações temporais, deve-se definir a curva de carga associada ao sistema de armazenamento. As perdas em carga e descarga podem ser inseridas no modelo através de parâmetros de eficiência, como também as perdas em modo ocioso.

Existem cinco modos de despacho possíveis, os mais utilizados são o modo *default* e o modo *follow*. O modo *default* segue a curva de carga correspondente até o elemento atingir os limites de carga (*Charge Trigger*) e descarga (*Discharge Trigger*). Ao atingir estes limites, a bateria irá despachar ou armazenar energia conforme suas taxas de carga e descarga programadas. Já o modo *follow* segue uma determinada curva de multiplicadores adotada pelo usuário, o qual irá descarregar a bateria para valores positivos e carregar para valores negativos.