

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
ENGENHARIA DE CONTROLE E AUTOMAÇÃO

PLINIO CAETANO DE SIQUEIRA
RAFAEL DE FREITAS GASPARELO DANDERFER
THOMAS HIDEKI SASAYA

**ESTUDO DA CORRELAÇÃO ENTRE VARIÁVEIS
CLIMATOLÓGICAS E A QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA DO
SISTEMA FOTOVOLTAICO DO ESCRITÓRIO VERDE DA UTFPR**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA

2019

PLINIO CAETANO DE SIQUEIRA
RAFAEL DE FREITAS GASPARELO DANDERFER
THOMAS HIDEKI SASAYA

**ESTUDO DA CORRELAÇÃO ENTRE VARIÁVEIS
CLIMATOLÓGICAS E A QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA DO
SISTEMA FOTOVOLTAICO DO ESCRITÓRIO VERDE DA UTFPR**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, do curso de Engenharia de Controle e Automação do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) como requisito para obtenção do título de Engenheiro de Controle e Automação.

Orientador: Prof. Dr. Eloi Rufato Junior

CURITIBA
2019

PLÍNIO CAETANO DE SIQUEIRA
RAFAEL DE FREITAS GASPARELO DANDERFER
THOMAS HIDEKI SASAYA

ESTUDO DA CORRELAÇÃO ENTRE VARIÁVEIS CLIMATOLÓGICAS E A QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO DO ESCRITÓRIO VERDE DA UTFPR

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro de Controle e Automação, do curso de Engenharia de Controle e Automação do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 14 de novembro de 2019.

Prof. Paulo Sérgio Walenia, Esp.
Coordenador de Curso
Engenharia de Controle e Automação

Prof. Marcelo de Oliveira Rosa, Dr.
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia de Controle e Automação do DAELT

ORIENTAÇÃO

Prof. Eloi Rufato Junior, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

BANCA EXAMINADORA

Prof. Eloi Rufato Junior, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof. Adriano Ruseler, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof. Marcelo Barcik, Me.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

A folha de aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia de Controle e Automação

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Eloi Rufato Junior, por disponibilizar tempo e dedicação na orientação do tema e pelos conhecimentos e experiências repassadas nas temáticas envolvidas neste trabalho.

Ao corpo de profissionais do SIMEPAR, pela disposição ao nosso atendimento e pela prestatividade quanto ao fornecimento de dados climatológicos preciosos para o desfecho deste estudo.

À minha mãe, Maria Caetano Chaves, por ser ao mesmo tempo e sem ajuda de mais ninguém, minhas três pilastras que sustentaram a força, sabedoria e beleza que a vida nos tem a oferecer, que tive bom grado de receber estes ensinamentos para todo o caminho que ainda hei de trilhar.

Aos meus pais, Luciano Gasparelo Danderfer e Silvia de Freitas, minhas referências de dedicação, disciplina e perseverança, pelo constante apoio à minha trajetória acadêmica e à elaboração deste trabalho.

Aos professores e pesquisadores do LABENS (Laboratório de Energia Solar da UTFPR), da UTFPR, por todas as informações aprendidas e pelos laços de amizade formados durante o incansável trabalho de pesquisa na área de energia solar fotovoltaica.

Aos meus pais, Celso Tadashi Sasaya e Renate Neiverth Sasaya, por sempre acreditarem em mim, pelo apoio incondicional que sempre me deram, pelos ensinamentos de vida que me concederam e por sempre batalharem por mim e pelo meu irmão.

Ao meu irmão, Jimmy Tadashi Sasaya, por me ajudar nas horas mais difíceis, por nunca duvidar da minha capacidade e por sempre estar presente.

Aos meus amigos, em especial ao Victor Hugo Boissoni Ogata e à Kharina Akina Nishimura Yamashiro, por serem meus pilares em Curitiba, longe de minha família.

RESUMO

SIQUEIRA, P. C., DANDERFER, R. F. G., SASAYA, T. H.. Estudo da Correlação entre Variáveis Climatológicas e a Qualidade de Energia Elétrica do Sistema Fotovoltaico do Escritório Verde da UTFPR. 121 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Engenharia de Controle e Automação, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2019.

Buscando-se determinar o impacto do modelo de produção de energia elétrica por sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR) na operação do sistema elétrico de potência, este trabalho discorre sobre o desempenho do sistema fotovoltaico monofásico conectado à rede do Escritório Verde da UTFPR, câmpus Curitiba, localizado na região central da cidade, em operação desde 14 de dezembro de 2011, quanto aos parâmetros de qualidade de energia de tensão em regime permanente, fator de potência, distorção harmônica de tensão e variação de frequência preconizados pela 10ª revisão do módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) e efetua comparativos entre os resultados das análises de qualidade de energia elétrica com dados climatológicos e atmosféricos registrados por um período de três semanas distintas. Os dados climatológicos são provenientes de base de dados pertencente ao SIMEPAR (Sistema Meteorológico do Paraná), com base em estação meteorológica localizada na cidade de Curitiba. Através dos resultados das análises e comparações realizadas, observa-se que o SFVCR do Escritório Verde atende adequadamente às definições da ANEEL quanto à qualidade de energia elétrica produzida. Nota-se, também, o impacto substancial da irradiância incidente e da temperatura média ambiente no município de Curitiba sobre alguns dos parâmetros de qualidade de energia elétrica registrados no estudo, observando-se momentos e que o coeficiente de correlação de Pearson entre as variações de irradiância global no plano horizontal e o fator de potência para as fases do sistema alcançou a ordem de 76% para a segunda semana de estudo, compreendida entre os dias 25 de Setembro e 02 de Outubro de 2019. Na mesma semana, observou-se índices de correlação entre a temperatura média ambiente e a tensão em regime permanente em patamares próximos a 50%.

Palavras-chave: Eficiência Energética, Energia Fotovoltaica, Qualidade de Energia Elétrica, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.

ABSTRACT

SIQUEIRA, P. C., DANDERFER, R. F. G., SASAYA, T. H.. Study of Correlation between Weather Variables and the Quality of Electrical Power of the UTFPR Green Office Photovoltaic System. 121 f. Undergraduate Thesis – Engenharia de Controle e Automação, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2019.

In order to determine the impact of the grid-connected photovoltaic power generation (SFVCR) model on the operation of the power system, this paper discusses the performance of the single-phase photovoltaic system connected to the UTFPR Green Office, campus Curitiba, located in the central region of the city, in operation since December 14, 2011, regarding the parameters of steady state voltage power quality, power factor, voltage harmonic distortion and frequency variation recommended by the 10th revision of module 8 of PRODIST (Procedures for Distribution of Electricity in the National Electric System) and makes comparisons between the results of the analyzes of electric power quality with climatic and atmospheric data registered for a period of three distinct weeks. Climatological data come from a database belonging to SIMEPAR (Paraná Meteorological System), based on a meteorological station located in the city of Curitiba. Through the results of the analyzes and comparisons performed, it is observed that the SFVCR of the Green Office adequately meets ANEEL's definitions of the quality of electricity produced. It is also noted the substantial impact of the incident irradiance and the average ambient temperature in the city of Curitiba on some of the electric power quality parameters registered in the study, observing moments and that the Pearson correlation coefficient between the variations of The global irradiance in the horizontal plane and the power factor for the system phases reached 76% for the second study week, from 25 September to 02 October 2019. In the same week, we observed correlation indices between average ambient temperature and steady state voltage at levels close to 50%.

Keywords: Energy Efficiency, Photovoltaic Energy, Electric Energy Quality, Grid-Connected Photovoltaic Systems.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1	– Comparativo entre a irradiação anual no Paraná e na Alemanha.	15
FIGURA 2	– Curva de irradiância incidente no plano de um painel fotovoltaico.	16
FIGURA 3	– Consumo residencial versus Geração solar fotovoltaica.	17
FIGURA 4	– Variação do consumo de energia versus PIB brasileiro dentre 1995 e 2015.	20
FIGURA 5	– Representação dos componentes da radiação solar.	25
FIGURA 6	– Diferença entre um material condutor, semi-condutor e isolante.	26
FIGURA 7	– Topologia de uma célula fotovoltaica.	27
FIGURA 8	– Curva característica de um módulo fotovoltaico.	28
FIGURA 9	– Inversor com transformador de baixa frequência.	29
FIGURA 10	– Inversor com transformador de alta frequência.	30
FIGURA 11	– Inversor monofásico sem transformador.	31
FIGURA 12	– Inversor sem transformador HERIC.	31
FIGURA 13	– Faixas de tensão em relação à tensão de referência.	35
FIGURA 14	– Relação da potência ativa com a potência aparente.	37
FIGURA 15	– Distribuição acumulada complementar da sensação de cintilação do Flickermeter.	43
FIGURA 16	– Forma de onda das diferentes variações de tensão.	46
FIGURA 17	– Forma de onda característica de um afundamento momentâneo de tensão.	47
FIGURA 18	– Forma de onda de uma elevação momentânea de tensão.	47
FIGURA 19	– Forma de onda de uma interrupção momentânea de tensão.	48
FIGURA 20	– Estratificação das VTCD com base nos níveis de sensibilidade das cargas.	49
FIGURA 21	– Vista lateral do Escritório Verde.	59
FIGURA 22	– Módulos Solares instalados no telhado do Escritório Verde.	59
FIGURA 23	– Características elétricas do módulo KD210GX-LP em condição padrão de teste.	60
FIGURA 24	– Características elétricas do inversor PVP2000.	60
FIGURA 25	– Inversor de frequência da família PVP2000-PVP5200.	61
FIGURA 26	– Analisador Embrasul RE6000.	62
FIGURA 27	– Interface gráfica do software ANL6000.	63
FIGURA 28	– Alicates de corrente EB100/RE6.	63
FIGURA 29	– Metodologia do EPRI para análise de qualidade de energia elétrica de sistemas.	64
FIGURA 30	– Diagrama de conexão do analisador RE6000 ao SFVCR do Escritório Verde.	65
FIGURA 31	– Analisador RE6000 conectado ao SFVCR do EV.	66
FIGURA 32	– Panorama da tensão em regime permanente entre os dias 16 e 22 de setembro.	68
FIGURA 33	– Distribuição gráfica de tensões em regime permanente.	68
FIGURA 34	– Classificações da tensão em regime permanente entre os dias 25 de	

	setembro e 01 de outubro.	70
FIGURA 35	– Frequência de operação do sistema entre os dias 16 e 22 de setembro. ...	71
FIGURA 36	– Potência ativa produzida pelo SFVCR do Escritório Verde.	72
FIGURA 37	– Potência ativa produzida e injetada nas fases A e B do SFVCR.	73
FIGURA 38	– Fator de Potência do sistema nos dias 21 e 22 de setembro de 2019.	74
FIGURA 39	– DTT% de tensão do SFVCR entre os dias 16 e 22 de setembro.	75
FIGURA 40	– Componentes harmônicas ímpares do SFVCR no dia 21 de setembro. ...	76
FIGURA 41	– Potência total produzida pelo SFVCR produzida para cada semana de análise.	79
FIGURA 42	– Irradiância em Curitiba para cada semana de análise.	80
FIGURA 43	– Umidade Relativa em Curitiba para cada semana de análise.	80
FIGURA 44	– Temperatura Ambiente em Curitiba para cada semana de análise.	81
FIGURA 45	– Correlação de Pearson para a irradiância para as 3 semanas de análise. ..	93
FIGURA 46	– Correlação de Pearson para a temperatura para as 3 semanas de análise. .	93
FIGURA 47	– Gráfico comparativo entre a irradiância e a tensão na fase A.	94
FIGURA 48	– Gráfico comparativo entre a irradiância e a tensão na fase B.	94
FIGURA 49	– Gráfico comparativo entre a irradiância e a corrente na fase B.	95
FIGURA 50	– Gráfico comparativo entre a irradiância e a distorção harmônica total na fase B.	96
FIGURA 51	– Gráfico de dispersão entre a corrente na fase A e a irradiância.	96
FIGURA 52	– Gráfico de dispersão entre a corrente na fase B e a irradiância.	97
FIGURA 53	– Módulo fotovoltaico composto por 36 células fotovoltaicas em série.	105
FIGURA 54	– Hierarquia dos componentes de um painel fotovoltaico.	105
FIGURA 55	– Simbologia de um módulo fotovoltaico.	106
FIGURA 56	– Esquematização de uma associação de módulos fotovoltaicos em série. ..	106
FIGURA 57	– Curva $I-V$ de uma associação em série de três módulos fotovoltaicos. ...	107
FIGURA 58	– Esquematização de uma associação de módulos fotovoltaicos em paralelo. 108	
FIGURA 59	– Curva $I-V$ de uma associação em paralelo de três módulos fotovoltaicos. 108	
FIGURA 60	– Esquematização de uma associação mista de módulos fotovoltaicos.	109
FIGURA 61	– Curva $I-V$ de uma associação mista de módulos fotovoltaicos.	110

LISTA DE TABELAS

TABELA 1	– Terminologia empregada na classificação da distorção harmônica.	38
TABELA 2	– Indicadores de distorção harmônica.	39
TABELA 3	– Limites estabelecidos pela ANEEL.	39
TABELA 4	– Terminologia empregada na classificação da flutuação de tensão.	42
TABELA 5	– Fatores de ponderação aplicáveis ao cálculo do Fator de Impacto.	50
TABELA 6	– Limites europeus de frequência para redes de baixa, média e alta tensão. .	53
TABELA 7	– Limites europeus de distorções harmônica para redes de baixa e média tensão.	54
TABELA 8	– Limites europeus de distorções harmônicas para redes de alta tensão.	54
TABELA 9	– Limites europeus de flutuação de tensão.	55
TABELA 10	– Limites europeus de desequilíbrio de tensão.	55
TABELA 11	– Limites europeus da tensão em regime permanente.	56
TABELA 12	– Comparativo entre as normas internacionais.	56
TABELA 13	– Classificações da tensão em regime permanente entre os dias 16 e 22 de setembro.	69
TABELA 14	– Distorções Harmônicas de Tensão das Fases A e B	77
TABELA 15	– Variação Média de Tensão das fases A e B.	78
TABELA 16	– Variação Média de Tensão das fases A e B.	78
TABELA 17	– Média dos índices de QEE da primeira semana.	81
TABELA 18	– Desvio padrão dos índices de QEE da primeira semana.	82
TABELA 19	– Média dos índices de QEE da segunda semana.	82
TABELA 20	– Desvio padrão dos índices de QEE da segunda semana.	82
TABELA 21	– Média dos índices de QEE da terceira semana.	82
TABELA 22	– Desvio padrão dos índices de QEE da terceira semana.	83
TABELA 23	– Médias das variáveis climatológicas da primeira semana.	83
TABELA 24	– Médias das variáveis climatológicas da segunda semana.	84
TABELA 25	– Médias das variáveis climatológicas da terceira semana.	84
TABELA 26	– Indicadores registrados pelo analisador RE6000.	86
TABELA 27	– Coeficientes de Pearson para as variáveis climatológicas na primeira semana.	87
TABELA 28	– Coeficientes de Pearson para as variáveis climatológicas na primeira semana.	88
TABELA 29	– Coeficientes de Pearson para as variáveis climatológicas na segunda semana.	89
TABELA 30	– Coeficientes de Pearson para as variáveis climatológicas na segunda semana.	90
TABELA 31	– Coeficientes de Pearson para as variáveis climatológicas na terceira semana.	91
TABELA 32	– Coeficientes de Pearson para as variáveis climatológicas na terceira semana.	92
TABELA 33	– Correlação de Pearson entre a Irradiância e os parâmetros	100

LISTA DE SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AM	Massa de Ar
AMT	Afundamento Momentâneo de Tensão
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standards Institute
ATT	Afundamento Temporário de Tensão
CAG	Controle Automático de Geração
CIGS	Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio
CIS	Disseleneto de Cobre e Índio
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
DNAE	Departamento Nacional de Águas e Energia
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DRC	Duração Relativa de Transgressão para Tensão Crítica
DRP	Duração Relativa de Transgressão para Tensão Precária
DRCM	Duração Relativa de Transgressão Máxima de Tensão Crítica
DRPM	Duração Relativa de Transgressão Máxima de Tensão Precária
DSSC	Dye-Sensitized Solar Cell
EMT	Elevação Momentânea de Tensão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	Electric Power Research Institute
ETT	Elevação Temporária de Tensão
EV	Escritório Verde
FAT	Faixa Adequada de Tensão
FD	Fator de Desequilíbrio de Tensão
FI	Fator de Impacto
FP	Fator de Potência
GD	Geração Distribuída
HERIC	Highly Efficiency and Reliable Inverter Concept
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
IMT	Interrupção Momentânea de Tensão
ITT	Interrupção Temporária de Tensão
LABENS	Laboratório de Energia Solar da UTFPR
MME	Ministério de Minas e Energia
NBR	Norma Brasileira
NT	Nota Técnica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPV	Organic Photovoltaic Cell
PLT	Índice de Severidade de Flutuação de Tensão de Longo Termo
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

SIMEPAR	Sistema Meteorológico do Paraná
SIN	Sistema Interligado Nacional
STC	Standard Test Conditions
TA	Tensão de Atendimento
TR	Tensão de Referência
TP	Transformador de Potencial
UFPR	Universidade Federal do Paraná
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
VMT	Variação Média de Tensão
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração

LISTA DE SÍMBOLOS

m-Si	Silício Monocristalino
p-Si	Silício Policristalino
a-Si	Silício Amorfo
CdTe	Telureto de Cádmiio
eV	Elétron-volts
Wh/m ²	Watt-hora por metro quadrado
K	Kelvin
E_g	Banda proibida
I_{SC}	Corrente de Curto-Circuito
V_{OC}	Tensão de Circuito Aberto
P_{MAX}	Potência Máxima
kV	Quilovolt
ΔAD_{INF}	Limite Inferior da Tensão Adequada
ΔAD_{SUP}	Limite Superior da Tensão Adequada
ΔPR_{INF}	Limite Inferior da Tensão Precária
ΔPR_{SUP}	Limite Superior da Tensão Precária
V_{ab}	Tensão entre as fases A e B
V_{bc}	Tensão entre as fases B e C
V_{ca}	Tensão entre as fases C e A
P_{st}	Severidade de Flutuação de Tensão de Curta Duração
P_{lt}	Severidade de Flutuação de Tensão de Longa Duração
pu	Por Unidade
Hz	Hertz
I_0	Irradiância Solar
W/m ²	Watt por metro quadrado
°C	Grau Celsius
I_{SC}	Corrente de Curto-Circuito
V_{OC}	Tensão de Circuito Aberto

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
1.1 TEMA	14
1.1.1 Delimitação do Tema	17
1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS	18
1.3 OBJETIVOS	19
1.3.1 Objetivo Geral	19
1.3.2 Objetivos Específicos	19
1.4 JUSTIFICATIVA	20
1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	21
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO	22
2 CARACTERIZAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	23
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	23
2.2 ASPECTOS GERAIS	24
2.3 RADIAÇÃO SOLAR	25
2.4 CARACTERÍSTICAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	26
2.4.1 Curva característica de módulos fotovoltaicos	27
2.5 INVERSORES DE FREQUÊNCIA APLICADOS À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	29
2.6 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	32
3 QUALIDADE DE ENERGIA	33
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	33
3.2 TENSÃO EM REGIME PERMANENTE	35
3.3 FATOR DE POTÊNCIA	37
3.4 DISTORÇÕES HARMÔNICAS	38
3.5 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO	41
3.6 FLUTUAÇÃO DE TENSÃO	42
3.7 VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA	44
3.8 VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO - VTCD	46
3.9 COMPARATIVO ENTRE MÉTRICAS INTERNACIONAIS	51
3.9.1 Estados Unidos	51
3.9.2 Canadá	51
3.9.3 Europa	52
3.9.3.1 Limites dos Parâmetros de QEE Segundo a EN50160	53
3.10 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	57
4 DETALHES DO LOCAL DE ANÁLISE	58
4.1 ESCRITÓRIO VERDE	58
4.2 ANALISADOR EMBRASUL RE6000	62
4.3 PROCEDIMENTOS ADOTADOS	64
5 RESULTADOS	67
5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	67
5.2 TENSÃO EM REGIME PERMANENTE	68
5.3 VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA	71

5.4 FATOR DE POTÊNCIA	72
5.5 DISTORÇÃO HARMÔNICA DE TENSÃO	75
5.6 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO	78
5.7 DADOS CLIMATOLÓGICOS DO PERÍODO DE ANÁLISE	79
5.8 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	98
6 CONCLUSÃO	99
REFERÊNCIAS	101
APÊNDICE A – ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	105
APÊNDICE B – RELATÓRIO RESUMIDO DO ANALISADOR - SEMANA 1	111
APÊNDICE C – RELATÓRIO RESUMIDO DO ANALISADOR - SEMANA 2	114
APÊNDICE D – RELATÓRIO RESUMIDO DO ANALISADOR - SEMANA 3	117
APÊNDICE E – TERMO DE COMPROMISSO SIMEPAR	120

1 INTRODUÇÃO

1.1 TEMA

Em meio a uma sociedade cada vez mais dependente da eletricidade como matriz energética para suas mais diversas finalidades, torna-se crescente a preocupação com o aumento de sua demanda, justificando a busca por novas formas de geração (ABILIO et al., 2010). O aproveitamento da energia proveniente do Sol tem despontado como uma das alternativas mais promissoras para o saciamento da demanda da sociedade por energia elétrica e por calor (PINHO; GALDINO, 2014). Segundo Ruther (2004), incide sobre a superfície da Terra, diariamente, mais energia proveniente do Sol do que a demanda de todos os seus habitantes pelo período de um ano.

Segundo Tolmasquim (2003), a utilização da luz solar como fonte direta de produção de eletricidade é relativamente recente, com o início do seu emprego situado em meados do início do século passado. O histórico de sua utilização pode ser segmentado em quatro períodos. No primeiro, células fotovoltaicas eram empregadas apenas em aplicações da indústria aeroespacial. No segundo, a partir da década de 1970, começa a se despontar como alternativa ao abastecimento de energia em áreas isoladas, através de sistemas isolados (*off grid*). No terceiro período, em meados da década de 1980, surgem, em diversos países, programas de incentivo à geração conectada à rede (*on grid*). O último período, em desenvolvimento na atualidade, se caracteriza por um cenário em que a energia fotovoltaica se torna competitiva com relação às fontes convencionais de geração de energia elétrica.

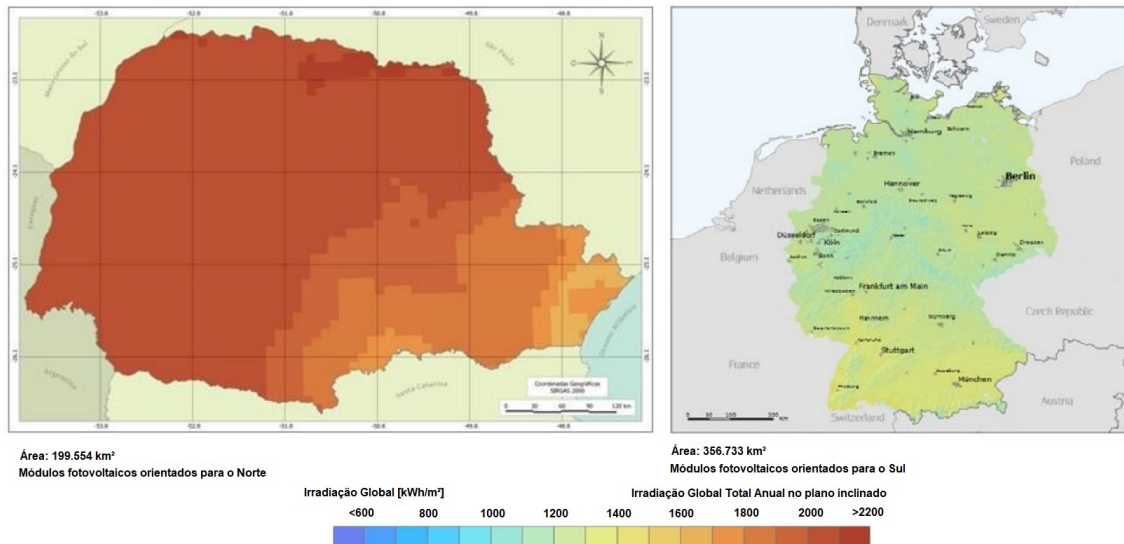
Segundo o *Global Status Report*, em 2017, a capacidade total instalada de energia solar fotovoltaica mundial alcançou o patamar de 402 GW de potência instalada, traduzindo-se em um crescimento de mais de 30% em relação ao ano anterior (REN21, 2018).

No território brasileiro, uma das regiões que mais se destacam por conta de seu potencial para geração de energia por fonte solar é o oeste do Estado da Bahia. No entanto, todo o território nacional é aproveitável, considerando-se a faixa de variação da irradiação global

anual no plano horizontal entre 1500 kWh/m^2 e 2200 kWh/m^2 (TOLMASQUIM, 2016). Tal capacidade de aproveitamento torna-se nítida quando comparada ao potencial da Alemanha, que é um dos países com maior capacidade fotovoltaica instalada e cuja faixa de irradiação total anual situa-se entre 900 kWh/m^2 e 1250 kWh/m^2 (PEREIRA et al., 2017).

Segundo Tiepolo (2015), os valores de irradiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro são superiores aos da maioria dos países da União Europeia, onde projetos para aproveitamento de recursos solares foram impulsionados com fortes incentivos governamentais. O Estado do Paraná demonstra elevado potencial de geração, conforme demonstrado na Figura 1, que ilustra um comparativo entre a irradiação total anual no Estado e no continente europeu.

Figura 1: Comparativo entre a irradiação anual no Paraná e na Alemanha.



Fonte: adaptado de (TIEPOLO et al., 2014).

Em abril de 2012 publicou-se a primeira resolução normativa da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), cujo escopo abrangeu a regulamentação da política de créditos de energia para a geração distribuída no Brasil, a Resolução nº 482. Em dezembro do mesmo ano, a ANEEL publicou a resolução nº 517, que alterou a resolução anterior no que tange ao sistema de compensação financeira pela energia produzida pela unidade e injetada na rede (TONIN, 2017).

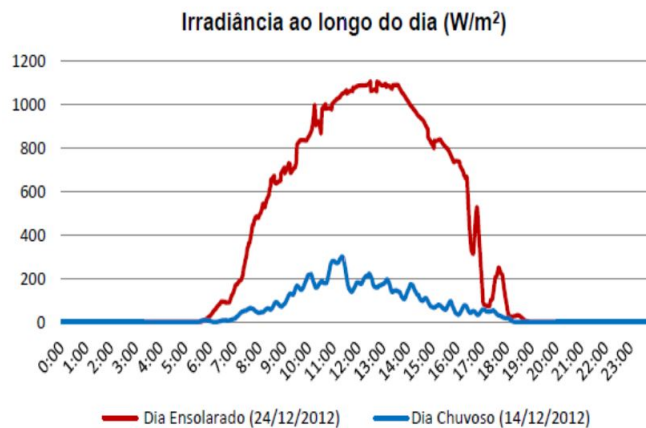
Ao final de 2015, a ANEEL tornou pública a resolução nº 687, que introduziu melhorias para a geração de energia por fontes renováveis, dentre as quais destaca-se o incremento da duração dos créditos de energia elétrica de 36 meses para 60 meses e a redução do prazo de

tramitação dos pedidos de conexão junto às distribuidoras (ANEEL, 2015a).

Embora de caráter renovável, a geração fotovoltaica apresenta limitações quanto à sua operação. Devido a sua incapacidade de gerar energia no período noturno, soluções empregadas em que busca a autonomia de energia através de bancos de baterias acabam por onerar o custo geral do sistema, além de exigirem maior periodicidade de manutenção devido ao desgaste das baterias estacionárias (OLIVIERI et al., 2011).

A Figura 2 demonstra um comparativo entre a irradiância incidente no plano de um painel fotovoltaico real, instalado no Escritório Verde da UTFPR, em um dia ensolarado e em um dia chuvoso, no mês de dezembro de 2012 (URBANETZ et al., 2014). Na ilustração, observa-se momentos em que a presença de sombreamento, total ou parcial, sobre os módulos fotovoltaicos afeta drasticamente a capacidade de conversão de energia.

Figura 2: Curva de irradiância incidente no plano de um painel fotovoltaico.

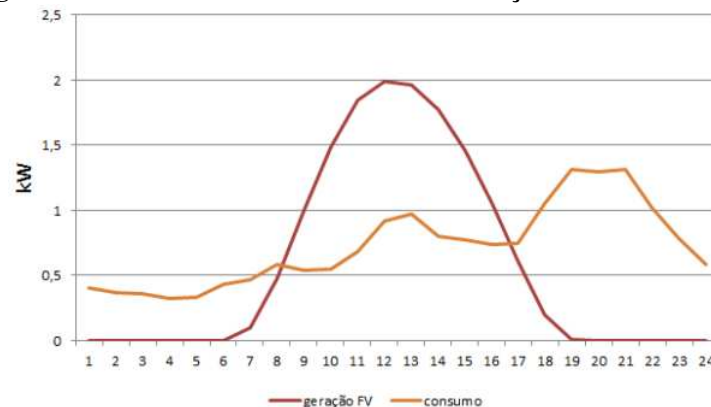


Fonte: (URBANETZ et al., 2014).

Observa-se na Figura 2 que, após o período das 19:00, mesmo em dias próximos ao solstício de verão no hemisfério Sul (21 de dezembro), a irradiância incidente no sistema é desconsiderável. A Figura 3 desenreda um comparativo entre uma curva de carga típica de consumidores residenciais e uma curva de geração fotovoltaica normalizada, em que nota-se que a maior parte do consumo ocorre em horários em que não há geração (ANEEL, 2015b).

Considerando o contexto apresentado e a necessidade inequívoca de diversificação da matriz elétrica brasileira, confirma-se a crescente importância da GD (Geração Distribuída) de energia elétrica no país, de forma que a preocupação com a qualidade da energia injetada na rede se acentua, principalmente quando realizada por micro e mini plantas geradoras (BRASIL, 2015).

Figura 3: Consumo residencial versus Geração solar fotovoltaica.



Fonte: (ANEEL, 2015b).

O ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), através da NT (Nota Técnica) 009/2016, parametriza instruções de estudo da qualidade de energia elétrica relacionados aos acessos à rede por conta de parques eólicos, solares e de consumidores livres, destacando a importância o controle da qualidade de energia produzida e injetada, uma vez que cabe ao mesmo realizar o gerenciamento do desempenho da Rede Básica do SIN (Sistema Interligado Nacional) (ONS, 2016).

Quando solicitações de conexão à rede são realizadas, análises fundamentadas em indicadores de qualidade da energia elétrica devem ser realizadas por conta da própria unidade solicitante. Desta forma, os desfechos das análises oferecem uma noção fundamentada do impacto sistêmico que a conexão produzirá, bem como eventuais indicações de correções a serem implementadas (ONS, 2016).

1.1.1 Delimitação do Tema

Este trabalho se traduz na descrição e na determinação dos parâmetros de qualidade de energia elétrica gerada de um sistema fotovoltaico conectado à rede (Escritório Verde da UTFPR, câmpus Curitiba), segundo as normas e determinações preconizadas pelas autarquias e agências competentes, e na correlação das características observadas quanto ao seu desempenho com os registros de variáveis climatológicas do mesmo período, obtidas através de dados registrados por estação meteorológica do SIMEPAR localizada no câmpus politécnico da UFPR (Universidade Federal do Paraná).

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

Segundo Pereira et al. (2017), alternativamente às fontes convencionais de energia empregadas no Brasil, a energia solar é temporalmente intermitente, apresentando elevada variabilidade espacial por conta de suas relações com condições meteorológicas locais e fatores astronômicos associados aos movimentos de rotação da Terra, o que incorre em impactos no que tange a aspectos técnicos de qualidade e de segurança do sistema elétrico.

A qualidade de energia elétrica, em sistemas fotovoltaicos, também possui correlação com a topologia e a construção dos inversores de frequência empregados nas instalações de geração e com características de sombreamento local, nas quais a existência de edificações adjacentes ao painel fotovoltaico exerce impacto. Dessa forma, a qualidade de energia elétrica gerada possui relação com diversos aspectos de cada empreendimento, necessitando de uma análise específica para cada instalação.

A determinação aprofundada dos níveis de irradiância solar incidente no plano dos módulos fotovoltaicos, em qualquer instalação, necessita da utilização de piranômetros certificados, adequadamente instalados e de sistema de registro de dados de elevada acurácia e robustez. O custo de implementação desses sistemas de coleta de dados é expensivo, justificando o uso de bases de dados confiáveis, coletadas por instituições adequadamente aparatadas. Por este motivo, a base de dados climatológicos e atmosféricos do SIMEPAR é empregada neste estudo.

Os parâmetros de qualidade de energia elétrica essenciais ao monitoramento da operação de um sistema elétrico, preconizados pelo módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), devem ser registrados através do uso de equipamentos de instrumentação certificados, adequadamente programados e conectados ao empreendimento a ser estudado. Atendendo a isso, a análise QEE do Escritório Verde é realizada por meio de um analisador de energia da empresa EMBRASUL, modelo RE6000, integrante do patrimônio da UTFPR.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

O corrente trabalho prospecta o estudo de variáveis inerentes à qualidade de energia elétrica de tensão em regime permanente, variação de frequência, fator de potência, desequilíbrio de tensão, distorção harmônica de tensão, flutuação de tensão e variação de tensão de curta duração (VTCD) produzidas por um sistema fotovoltaico monofásico de pequena escala, conectado à rede elétrica da concessionária local (COPEL), em operação desde 14 de dezembro de 2011, e a busca por correlações entre os resultados obtidos e as variáveis climatológicas de irradiância, temperatura média, precipitação, umidade relativa e velocidade do vento da cidade de Curitiba, registradas no mesmo período de análise.

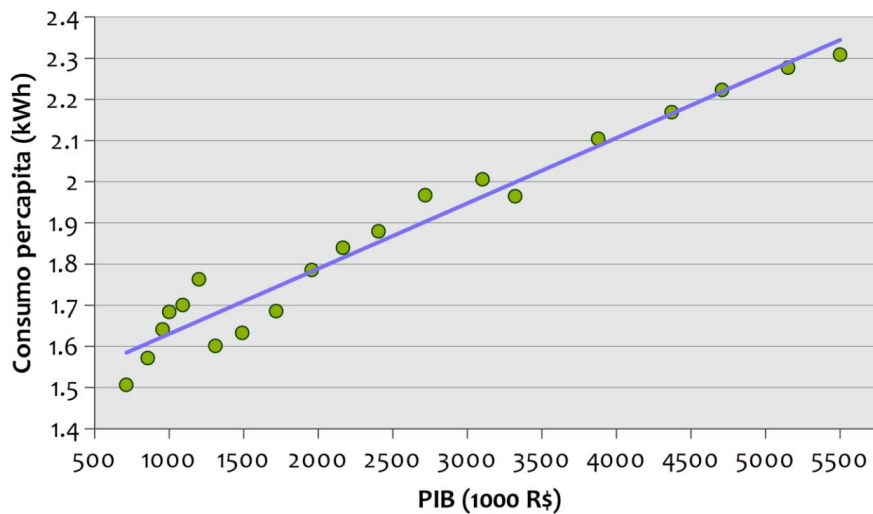
1.3.2 Objetivos Específicos

- Descrever características do funcionamento, tecnologias, topologias e definições de sistemas fotovoltaicos de geração de energia integrados ao sistema elétrico;
- Identificar e descrever os parâmetros de qualidade de energia empregados em análises, segundo a normativa prescrita pela ANEEL para esta temática (10^a Revisão do Módulo 8 do PRODIST), bem como realizar um comparativo entre a norma nacional e definições dos EUA, Canadá e da Europa;
- Elaborar uma base de dados coletados a respeito da qualidade de energia elétrica relativa ao desempenho do SFVCR (Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede) do Escritório Verde da UTFPR, câmpus Curitiba;
- Identificar associações entre eventuais conformações e desvios das análises com dados climatológicos registrados por estação meteorológica do SIMEPAR (Sistema Meteorológico do Paraná), localizada em Curitiba.

1.4 JUSTIFICATIVA

Segundo Pereira et al. (2017), o crescimento econômico brasileiro impõe uma demanda crescente de energia. As melhorias no acesso à moradia e ao transporte, bem como os programas de eletrificação rural, culminaram com o aumento do consumo de energia per capita, conforme ilustra a Figura 4.

Figura 4: Variação do consumo de energia versus PIB brasileiro dentre 1995 e 2015.



Fonte: (PEREIRA et al., 2017).

Na conjectura atual, observa-se a necessidade da segurança de suprimento de energia para os fins industriais e domiciliares. Com uma correspondência de aproximadamente 1,4% da utilização na matriz energética mundial, as fontes renováveis de energia constituem a opção mais viável frente ao alto impacto ambiental decorrente de outras formas de geração de energia elétrica e à inegável exaustão de fontes fósseis hoje empregadas (IEA, 2017).

Trazer para o centro de discussão o estudo de qualidade de matrizes elétricas limpas é um passo decisivo para que haja a possibilidade de atender a essa demanda de forma a não se impactar negativamente o sistema elétrico nacional como um todo. Assim, a sociedade em geral se beneficiaria, pois, devido às suas condições climatológicas, o Brasil possui um enorme potencial de geração a ser aproveitado (TOLMASQUIM, 2016).

A EPE (Empresa de Pesquisa Energética) prevê que, dentro de 50 anos, 13% de todo o abastecimento residencial do país seja feito através de painéis fotovoltaicos (BRASIL, 2015). Isso ilustra a importância com a qual os sistemas solares vêm se tornando mais acessíveis, disputando comercialmente com fontes convencionais de geração. Diante disso, o impacto desse crescimento no fornecimento de energia elétrica deve ser considerado.

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

O estudo inicia-se com base em desenvolvimentos amparados por referências teóricas, debruçando-se a respeito da geração de energia elétrica por matriz solar fotovoltaica, das variáveis de qualidade de energia elétrica utilizados como parâmetros para avaliação da conformidade do fornecimento de energia elétrica, conforme definições da ANEEL.

O desempenho do sistema fotovoltaico conectado á rede, quanto aos índices de qualidade de energia elétrica aplicáveis, são dimensionados e avaliados através do uso de um analisador de qualidade de energia certificado para atender às demandas do módulo 8 do PRODIST, sendo este o analisador RE6000, da empresa brasileira Embrasul. Após a realização de um total de três coletas de dados de QEE, sendo um para cada semana de análise, os dados obtidos são estudados e correlacionados com dados climatológicos obtidos por meio de estação meteorológica implantada na cidade de Curitiba, pertencente ao SIMEPAR.

Através de dados climatológicos locais e dos resultados de análise de qualidade de energia, conclusões e denotações são realizadas através do estudo absoluto e relativo dessas informações, incorporando a base para o desfecho geral do presente trabalho.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

No segundo capítulo, uma descrição sistemática, com fundamentação teórica apropriada, é elaborada sobre os sistemas de geração solar fotovoltaica no emprego tanto em grandes plantas de geração centralizada como através da geração distribuída, em micro e mini usinas, visando destacar os benefícios do emprego da última na solução dos problemas de demanda energética. Durante o estudo, serão abordados aspectos construtivos, tecnológicos, topológicos e técnico-financeiros dos sistemas fotovoltaicos.

O trabalho procede com um estudo, no capítulo terceiro, sobre os parâmetros e normativas de qualidade de energia associados à integração de unidades geradoras ao sistema elétrico, tais como índices de distorção harmônica, flutuação de tensão e desequilíbrio de cargas. Uma compilação dos parâmetros deliberados pela ANEEL, através do PRODIST, é exposta após a abordagem sistemática de cada variável considerada. Ao final do capítulo, um comparativo entre os parâmetros considerados pela ANEEL e por agências regulatórias nos Estados Unidos, no Canadá e na Europa é elaborado.

O quarto capítulo trata do detalhamento do local de análise de QEE, relatando características do sistema fotovoltaico instalado, do inversor de frequência utilizado e a descrição geral do local de implantação do SFVCR. É realizada a descrição do analisador EMBRASUL RE6000, empregado no trabalho, e do software ANL6000, proveniente do mesmo fabricante, para estudo dos dados coletados. Além do exposto, uma descrição geral da metodologia adotada para análise é descrita no corrente capítulo.

O quinto capítulo destaca os resultados obtidos por meio das análises, segmentando os parâmetros obtidos em avaliações diárias e semanais. A seção também aborda um estudo comparativo entre os dados de QEE com as informações climatológicas registradas na base de dados climatológicas selecionada.

O sexto capítulo resume as principais conclusões obtidas através das análises de qualidade de energia realizadas, desfechando o estudo e provendo sugestões de realização de trabalhos futuros afins à temática deste trabalho de conclusão de curso.

2 CARACTERIZAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Ao se abordar a temática da qualidade de energia elétrica de sistemas de geração fotovoltaica conectados à rede, é necessária uma compreensão razoável sobre conceitos envolvidos na transformação da irradiação solar em energia elétrica, bem como do funcionamento dos arranjos fotovoltaicos e de detalhes técnicos inerentes à operação de inversores de frequência *on-grid*.

O corrente capítulo é dedicado à elucidação dessas questões, no qual são descritos aspectos gerais da geração fotovoltaica, as características de funcionamento das células fotovoltaicas, a curva característica de um módulo fotovoltaico, o impacto da variação da irradiância e da temperatura na geração e a topologia dos circuitos usualmente empregadas em inversores de frequência.

2.2 ASPECTOS GERAIS

A energia solar fotovoltaica consiste na energia elétrica produzida por células fotovoltaicas, a unidade básica de um sistema solar, fabricado com material semicondutor, com base na conversão direta de luz em eletricidade, através do efeito fotovoltaico. Este fenômeno foi descrito pioneiramente por Edmond Bécquerel em 1839, quando uma célula eletroquímica submetida à radiação apresentou uma diferença de potencial elétrico entre seus terminais (TONIN, 2017).

O emprego efetivo de células fotovoltaicas para conversão de energia luminosa em energia elétrica começou a ser prospectado por empresas do setor de telecomunicações, por possuírem equipamentos instalados em localidades remotas nas quais o acesso pelas redes de distribuição era inviável. Com o início da corrida espacial, a procura por formas de suprir satélites artificiais com energia elétrica garantiu um novo impulso ao desenvolvimento de células fotovoltaicas (PINHO; GALDINO, 2014).

Sequencialmente, novos eventos históricos, como a crise do petróleo de 1973, serviram de premissa para a busca por novas matrizes para suprir a demanda energética da sociedade de maneira eficiente e economicamente viável. Diante disso, diferentes tecnologias de células fotovoltaicas foram projetadas e melhoradas ao longo das décadas, dividindo-se em três gerações distintas.

A primeira geração de módulos fotovoltaicos é composta por cadeias fabricadas com base em silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si), representando mais de 85% do mercado de painéis solares, devido à sua tecnologia consolidada e confiável, além de possuir a melhor eficiência disponível comercialmente (PINHO; GALDINO, 2014).

A segunda geração é composta pelas tecnologias de filmes finos, abrangendo as cadeias de silício amorfo (a-Si), disseleneto de cobre e índio (CIS), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe) (PINHO; GALDINO, 2014).

Por fim, a terceira geração de módulos fotovoltaicos está associada às tecnologias ainda em fase de pesquisa e desenvolvimento, com produção em pequena escala, englobando sistemas de concentração fotovoltaica (CPV - *Concentrated Photovoltaics*), células sensibilizadas por corante (DSSC - *Dye-Sensitized Solar Cell*) e células orgânicas poliméricas (OPV - *Organic Photovoltaics*) (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3 RADIAÇÃO SOLAR

A Radiação Solar constitui a designação genérica para o espectro de ondas eletromagnéticas emitidas pelo Sol. Tais ondas são compostas por fótons que contêm uma energia potencial, dada em eV (elétron-volts), que, ao atingirem um módulo fotovoltaico, acarretam na geração de uma diferença de potencial elétrico.

A geração da energia inicia-se com a incidência das componentes direta e difusa da radiação solar em área de superfície composta por células fotovoltaicas. A radiação direta corresponde aos raios provenientes do Sol que chegam diretamente à superfície, enquanto a radiação difusa está relacionada aos raios que alcançam a superfície terrestre indiretamente, sofrendo desvios ao longo da camada atmosférica devido à existência de poeira, nuvens e aerossóis (VILLALVA; GAZOLI, 2012). A Figura 5 ilustra os principais componentes da radiação solar que penetra na superfície terrestre.

A irradiação é a grandeza usada para mensurar a energia solar incidente sobre uma área por um determinado período de tempo Wh/m^2 . Tal medida é útil no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos por permitir a definição do recurso solar disponível em uma região específica (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Com o intuito de padronizar termos técnicos sobre o tema no Brasil, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) editou a Norma Brasileira (NBR) 10899:2006, intitulada Terminologia sobre Energia Solar Fotovoltaica (ABNT, 2006).

Figura 5: Representação dos componentes da radiação solar.



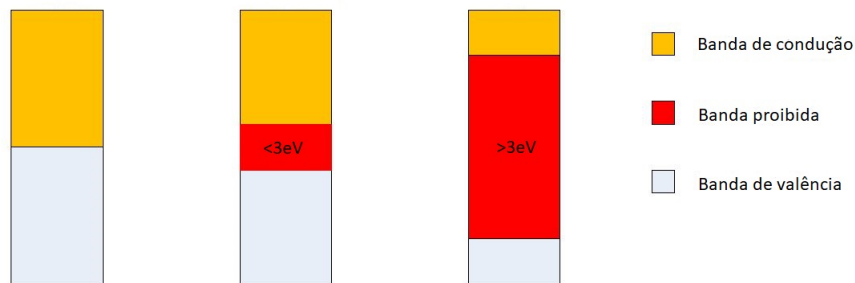
Fonte: (TIEPOLO, 2015), adaptado de (VIANA, 2010).

2.4 CARACTERÍSTICAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A unidade elementar responsável pela conversão da radiação solar em energia elétrica em um sistema de geração é a célula fotovoltaica, que é constituída essencialmente por elementos classificados como materiais semicondutores. À temperatura de 0 K, esses materiais possuem uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons e uma banda de condução sem cargas. Isso implica em dizer que, nestas condições, o material semicondutor se comporta como um isolante (PINHO; GALDINO, 2014).

A separação entre a banda de valência e a banda de condução é denominada de banda proibida (E_g). A característica que permite a produção de energia elétrica utilizando semicondutores é que a incidência de fótons com energia potencial superior à E_g geram pares elétron-lacuna. Para garantir que o par elétron-lacuna não se recombine após a formação, é necessário que haja separação entre as cargas positivas e negativas, que é realizado pela presença de um campo elétrico característico da junção PN (PINHO; GALDINO, 2014). A Figura 6 ilustra a diferença dos materiais no que tange ao seu comportamento elétrico.

Figura 6: Diferença entre um material condutor, semi-condutor e isolante.



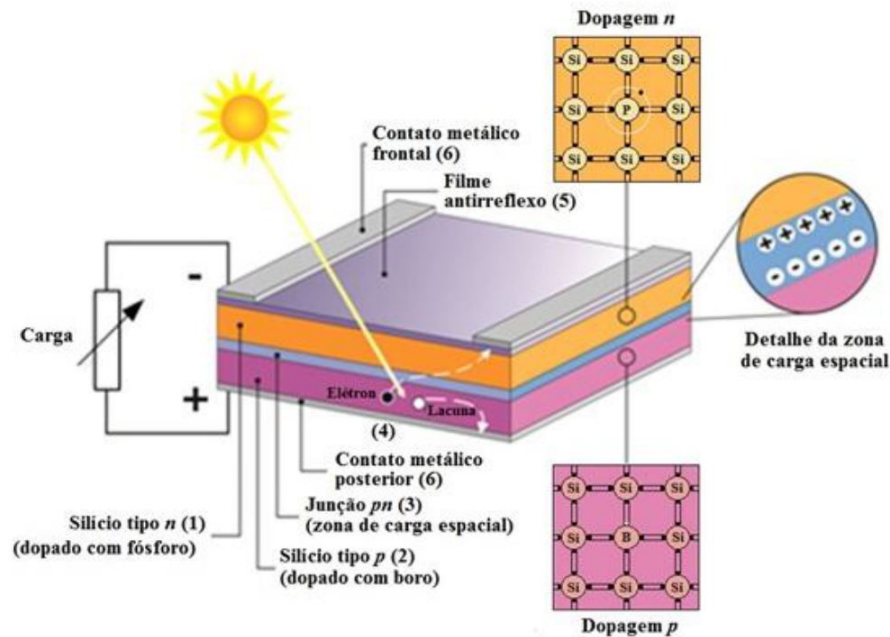
Fonte: adaptado de (PINHO; GALDINO, 2014).

A junção PN é construída em um material semicondutor intrínseco através da adição de impurezas do tipo N (elementos pentavalentes, como Fósforo e Arsênio) em uma face do material e da adição de impurezas do tipo P (elementos trivalentes, como Boro e Gálio) em outra. A junção entre as duas regiões gera a zona de depleção, que é uma barragem gerada por um campo elétrico decorrente da reorganização das cargas elétricas em torno da junção.

Para obter-se a junção PN da célula na prática, uma lâmina de silício cristalino é previamente dopada, em sua fabricação, com átomos do tipo P, sendo, então, necessário introduzir átomos do tipo N, compensando, assim, a região anteriormente dopada, obtendo uma região tipo N na lâmina, isso faz com que a predominância do dopante seja do tipo N. O processo se dá pela introdução do material em um forno a alta temperatura contendo uma

composição gasosa de Fósforo. Da mesma maneira, também é possível formar a junção PN em uma lâmina previamente dopada com átomos do tipo N, com introdução de átomos do tipo P. Na figura 7, é possível verificar a topologia de uma célula fotovoltaica (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 7: Topologia de uma célula fotovoltaica.



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

2.4.1 Curva característica de módulos fotovoltaicos

Caracterizar um módulo fotovoltaico é de extrema importância para estimar o seu desempenho de um modo geral, o que está diretamente associado com sua capacidade de produção de energia, assim como com a possibilidade de se determinar falhas de projeto e demonstrar a capacidade do módulo de manter suas características ao longo dos anos.

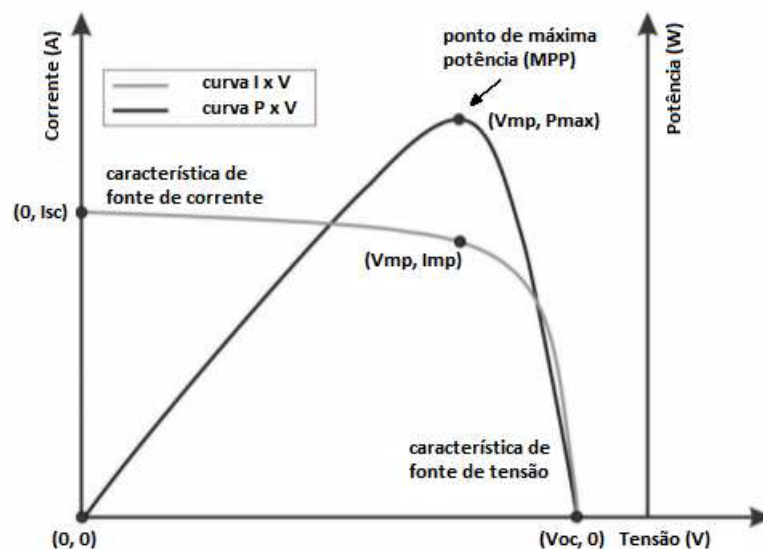
A definição das propriedades elétricas do módulo fotovoltaico tem como fundamento a determinação da curva característica da corrente (I) pela tensão elétrica (V). Tal comportamento deve ser obtido em condições particulares de temperatura, irradiância, massa de ar e velocidade do vento, as quais são definidas por normas específicas da ABNT, da IEC e de outras entidades (BUHLER, 2007).

Para determinar-se as características fotoelétricas da curva I - V , o circuito de ensaio deve medir a corrente de curto-circuito do módulo. Este ensaio pode ser efetuado expondo o módulo

à luz solar (natural) ou à iluminação artificial, através de simuladores próprios. No último caso, a luz pode ser de fluxo constante ou pulsado. Estas especificações foram determinadas pela ABNT, segundo a norma NBR - 12136, porém, esta foi cancelada em 2012, não possuindo uma norma em sua substituição.

Além da curva $I-V$, também pode-se analisar a curva de potência elétrica pela tensão elétrica ($P-V$), multiplicando cada valor de corrente pela sua tensão correspondente, como demonstrado na Figura 8.

Figura 8: Curva característica de um módulo fotovoltaico.



Fonte: (CARLETTE, 2015).

A Figura 8 ilustra, de maneira genérica, informações pertinentes à operação de um módulo ou célula fotovoltaica. São essas, a corrente de curto-circuito (I_{SC}), que é a máxima que um módulo ou célula fotovoltaica pode fornecer, a tensão de circuito aberto (V_{OC}) e a potência máxima gerada pelo sistema nas condições de operação na qual ele se encontra, representada no ponto P_{MAX} , no qual o produto entre a corrente e a tensão fornece na curva $I-V$, o máximo global da curva $P-V$ (CARLETTE, 2015).

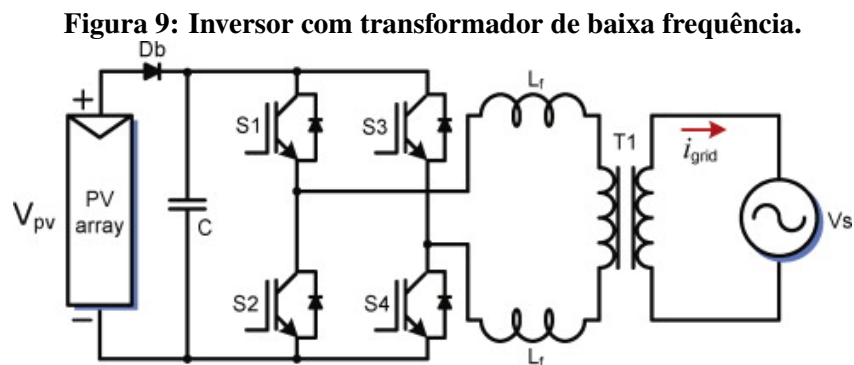
2.5 INVERSORES DE FREQUÊNCIA APLICADOS À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O uso de inversores de frequência em SFVCRs está diretamente ligado à qualidade de energia elétrica entregue no ponto de conexão. Ao produzir energia elétrica para a rede da concessionária, o inversor injeta uma forma de onda de corrente que, na prática, não é perfeitamente senoidal, inserindo certo grau de distorção no sistema, deformação esta que depende, entre outros fatores, da topologia do inversor utilizado e do percentual de potência que é processada em relação à sua potência nominal.

Os inversores utilizados em SFVCRs são divididos em dois grupos: os comutados pela rede e os auto comutados. Os inversores do primeiro grupo são, normalmente, utilizados em sistemas de elevada potência, enquanto os do segundo grupo são empregados com cargas menores (HESKES; ENSLIN, 2003).

Os inversores têm seus projetos concebidos com diferentes sistemas de conversão de energia e variadas opções de acoplamento com transformadores, podendo ser classificados quanto a critérios como: número de estágios de processamento de energia, localização dos capacitores de desacoplamento, presença de transformador de baixa ou alta frequência e pelo modelo de interface com a rede elétrica (URBANETZ; RUTHER, 2011). Tal interface pode se caracterizar em dois sistemas distintos, sendo os inversores aplicados à sistemas conectados à rede e os inversores de sistemas fotovoltaicos isolados.

A busca pelo ponto de máxima potência e a adaptação do nível de tensão CC do painel fotovoltaico são feitas através dos estágios de processamento de energia, podendo se distinguir em um único ou em múltiplos estágios. Neste último caso, os capacitores de desacoplamento encontram-se em paralelo com o painel fotovoltaico e no barramento CC do aparelho.

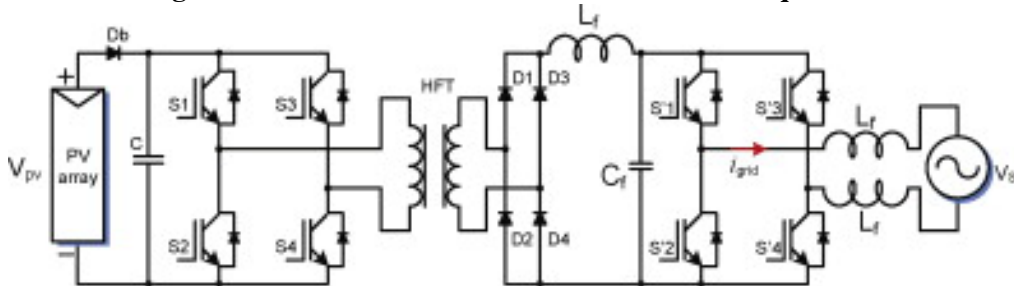


Fonte: (GUZMAN *et al.*, 2015).

Os transformadores empregados em inversores de frequência são responsáveis pela adaptação do nível de tensão de operação e pela isolação galvânica entre o arranjo fotovoltaico e a rede elétrica, tornando possível o aterramento do painel fotovoltaico, quando necessário (URBANETZ; RUTHER, 2011). A Figura 9 esquematiza um inversor com transformador de baixa frequência, sendo este último acoplado na etapa de conexão com a rede, na qual se observa, da esquerda para a direita, a conexão do módulo fotovoltaico, o capacitor de acoplamento em DC, seguida da etapa de chaveamento via transistores para conversão em CA. Após a conversão, uma etapa de filtragem do sinal é realizada através de indutores antes da conexão ao transformador de acoplamento com a rede elétrica.

De acordo com Guzman et al. (2015), em sistemas fotovoltaicos convencionais, os transformadores de baixa frequência são empregados com o intuito de se gerar uma isolação galvânica entre o painel e a rede elétrica, porém esse tipo de inversor apresenta, em média, uma perda de cerca de 2% de eficiência quando comparado a inversores que operam sem o uso de transformadores. Diante deste revés, um inversor com transformador de alta frequência foi proposto, cujo esquema é apresentado na Figura 10. Nela, observa-se o aumento substancial do número de estágios necessários para se adequar a energia a ser entregue à rede, através da adição de pontes de diodos, de novos estágios de acoplamento capacitivo, filtros indutivos e etapas de chaveamento por transistores.

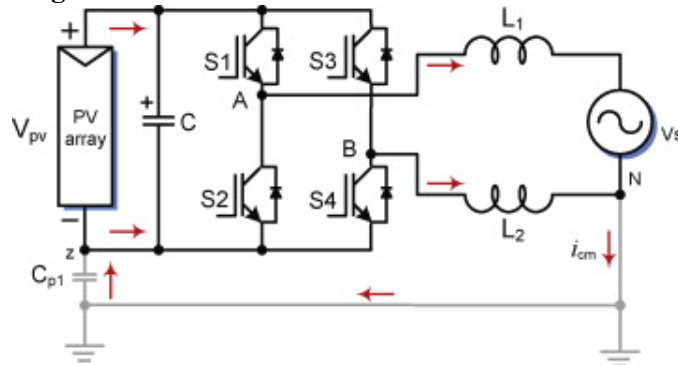
Figura 10: Inversor com transformador de alta frequência.



Fonte: (GUZMAN et al., 2015).

Entretanto, na topologia em que o transformador de alta frequência é empregado a eficiência é significativamente reduzida, não apenas pelas perdas características no transformador, mas também pelos estágios adicionais que precisam ser adicionados no processo de conversão de energia. Visto que a eficiência é um dos parâmetros mais importantes em um sistema fotovoltaico, inversores sem transformadores foram desenvolvidos com o intuito de se incrementar a eficiência do sistema fotovoltaico (GUZMAN et al., 2015). A Figura 11 esquematiza a topologia de um inversor monofásico sem transformador.

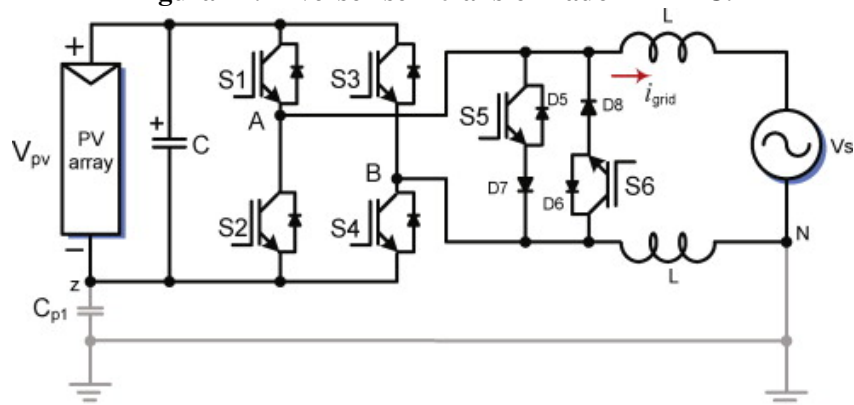
Figura 11: Inversor monofásico sem transformador.



Fonte: (GUZMAN *et al.*, 2015).

A partir deste tipo de inversor, derivaram-se várias topologias comerciais que dispensam a utilização de transformador em sua operação, dentre as quais destaca-se a topologia HERIC (*Highly Efficiency and Reliable Inverter Concept*), devido a sua ótima performance quanto à eficiência. A Figura 12 apresenta a topologia HERIC.

Figura 12: Inversor sem transformador HERIC.



Fonte: (GUZMAN *et al.*, 2015).

Segundo Marangoni (2012), a topologia HERIC, utilizada pela empresa alemã *Sunways*, consiste na adição de dois interruptores, em sentidos opostos, em paralelo com a saída do sistema. Tais interruptores geram um caminho alternativo para a corrente nas etapas de roda-livre, evitando que a mesma retorne ao painel fotovoltaico, operando como um circuito *by-pass* que implementa etapas de roda-livre no inversor de frequência.

2.6 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

O adequado entendimento sobre as tecnologias utilizadas na geração de energia fotovoltaica, assim como sobre os aspectos construtivos e operacionais de arranjos fotovoltaicos e sua sinergia com os inversores de frequência, é imprescindível para o estudo de características de operação de um sistema fotovoltaico, demanda esta que se intensifica quando se procura conhecer a qualidade de energia elétrica que um determinado sistema produz, uma vez que todos os detalhes contemplados neste trabalho podem impactar na questão.

Visto isso, o presente capítulo iniciou-se explicando o contexto histórico no qual a busca por novas matrizes está inserido, sucedendo-se às características da radiação solar e como ela age sobre a célula fotovoltaica, bem como o processo de conversão de energia luminosa em energia elétrica, para então, descrever as características e associações de módulos fotovoltaicos e concluindo-se com os aspectos operacionais e topologias básicas e comerciais de inversores aplicados a um SFVCR.

3 QUALIDADE DE ENERGIA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A preocupação com o estudo aprofundado e o controle de parâmetros de qualidade de energia elétrica, no Brasil, inicia-se em meados de 1920, junto à criação da Comissão de Estudos de Forças Hidráulicas, vinculada ao Ministério da Agricultura, Indústria e Comércio. Surge posteriormente, no ano de 1940, a Divisão de Águas do Departamento Nacional da Produção Mineral (Decreto Lei nº 6.402). Vinte anos depois, no dia 22 de julho de 1960, a Lei nº 3.782 cria o Ministério de Minas e Energia (MME), transformando a até então nomeada Divisão de Águas no Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE) em 1965, a qual teve sua denominação alterada para Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) em dezembro de 1968, pelo Decreto no 63.951 (DELGADO et al., 1997).

Utilizando-se de normativas estabelecidas pelo Módulo 8 da ANEEL, pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), vê-se, portanto, a fundamental necessidade de explanação referente às parametrizações empregadas na análise de qualidade de energia no sistema elétrico nacional (ANEEL, 2017).

Estima-se que, em 2003, cerca de 60% de toda a energia elétrica produzida no Brasil foi consumida por cargas caracterizadas como sendo não-lineares. No setor de serviços, este valor, no ano de 2007, estava muito próximo dos 100% (CORRÊA, 2007).

É natural que, com os benefícios da inclusão da energia elétrica no cotidiano das pessoas, surja uma preocupação quanto a continuidade do serviço. No entanto, a questão da qualidade de energia não está associada somente às interrupções de usuários residenciais, de modo que falhas em equipamentos específicos de consumidores livres ou mesmo de indústrias devido a aspectos da rede, também se evidenciam como a qualidade de energia deficitária (MEHL, 2012).

De acordo com a Seção 8.1 do Módulo vigente do PRODIST, os parâmetros de qualidade de energia para regime permanente de operação são segmentados nos seguintes tópicos:

- Tensão em Regime Permanente;

- Fator de Potência;
- Distorção Harmônica;
- Desequilíbrio de Tensão;
- Flutuação de Tensão;
- Variação de Frequência;

Ainda de acordo com o Módulo 8 do PRODIST, a qualidade de energia é analisada em regime transitório sob o aspecto de Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD).

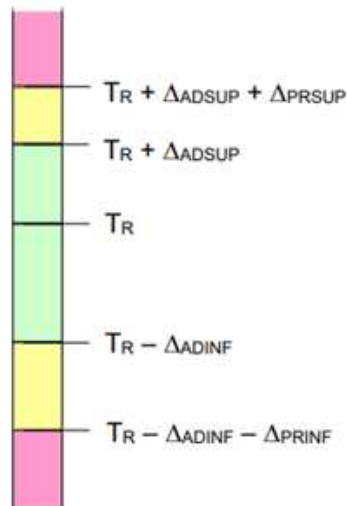
O corrente capítulo apresenta o discorrimento acerca das características de cada indicador de qualidade de energia elétrica descrito pela ANEEL através da 10ª Revisão do Módulo 8 do PRODIST, detalhando os efeitos de inadequações e descrevendo as formas de obtenção de valores correspondentes.

3.2 TENSÃO EM REGIME PERMANENTE

O módulo 8 do PRODIST estabelece os limites precários, críticos e adequados referentes aos níveis de tensão em regime permanente, sendo estes acompanhados por todo o sistema de distribuição, de forma que é de responsabilidade da distribuidora possuir recursos e técnicas para este acompanhamento.

Deve-se ressaltar que as unidades consumidoras com instalações conectadas em tensão nominal igual ou superior a 230 kV, devem ter as faixas de tensão classificadas de acordo com os Procedimentos de Rede, encontrados no Anexo I do módulo 8 do PRODIST. Quanto aos níveis estipulados pela normativa, denomina-se como Tensão de Atendimento (TA) a tensão que abrange os limites superiores e inferiores das classificações adequada, precárias e críticas, referente aos valores eficazes da tensão no ponto de entrega ou de conexão, definidos na Figura 13 por Limite Inferior da Tensão Adequada (ΔAD_{INF}), Limite Superior da Tensão Adequada (ΔAD_{SUP}), Limite Inferior da Tensão Precária (ΔPR_{INF}) e Limite Superior da Tensão Precária (ΔPR_{SUP}) (VACCARO et al., 2011).

Figura 13: Faixas de tensão em relação à tensão de referência.



Fonte: (ANEEL, 2017).

A tensão de atendimento quanto à classificação das leituras deve estar de acordo com as faixas adjacentes à Tensão de Referência (TR) conforme a Figura 13, fornecida pelo Módulo 8 do PRODIST, sendo a Faixa Adequada de Tensão (FAT) definida pela Equação 1.

$$FAT = TR - \Delta AD_{INF}, TR + \Delta AD_{SUP} \quad (1)$$

As Faixas superior e inferior de Tensão Precária são definidas pela Equação 2 e pela Equação 3, respectivamente.

$$FPA = TR + \Delta AD_{SUP,TR} + \Delta PR_{SUP} \quad (2)$$

$$FPA = TR - \Delta AD_{INF} - \Delta PR_{INF} \quad (3)$$

As Faixas superior e inferior de Tensão Crítica são determinadas conforme a Equação 4 e a Equação 5, respectivamente.

$$FCT > TR + \Delta AD_{SUP} + \Delta PR_{SUP} \quad (4)$$

$$FCT < TR - \Delta AD_{INF} - \Delta PR_{INF} \quad (5)$$

O PRODIST preconiza que o conjunto de leituras deva respeitar o registro de 1008 amostras com intervalos de 10 minutos entre cada medição. Após a obtenção da amostragem de leituras válidas, devem ser calculados o índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária (DRP), conforme a Equação 6, e o índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica (DRC), conforme a Equação 7 (ANEEL, 2017).

$$DRP = \frac{NLP}{1008} 100[\%] \quad (6)$$

$$DRC = \frac{NCL}{1008} 100[\%] \quad (7)$$

Sendo NLP e NLC o maior valor entre as fases das amostras de leituras situadas nas faixas precárias e críticas, respectivamente. O teto estabelecido pelo PRODIST para o índice de Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária (DRPM) é de 3%, enquanto para o índice de Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica (DRCM) situa-se em 0,5%.

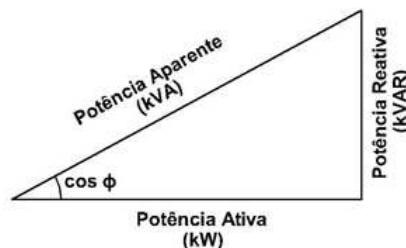
Ressalta-se, conjuntamente, a importância de que a tensão em determinado ponto da rede esteja adequada aos limites aceitáveis, do contrário, uma instalação pode ter seu funcionamento afetado, sua vida útil reduzida e interrupções em sua operação.

3.3 FATOR DE POTÊNCIA

Ao se tratar do qualidade da potência elétrica produzida ou consumida, um dos tópicos de maior notabilidade é a tratativa sobre o fator de potência, relação direta entre potência ativa e potência aparente em determinado sistema, cuja relação é demonstrada na Figura 14.

Quando o valor do fator de potência é baixo, ocorrem perdas de energia elétrica na forma de aquecimento dos condutores dos equipamentos, de modo que a corrente eleva-se devido ao excesso de energia reativa. A potência reativa é produzida essencialmente por equipamentos que não realizam trabalho efetivo, de forma que a energia apenas magnetiza as bobinas dos equipamentos, como motores, transformadores, reatores de lâmpadas e outros equipamentos com rolamentos (SILVA, 2007).

Figura 14: Relação da potência ativa com a potência aparente.



Fonte: *Autoria própria (2019).*

Normalmente, processos que geram potência reativa necessitam de soluções para que seja fornecida energia reativa de forma econômica e racional. Um exemplo de resolução baseia-se na instalação de bancos de capacitores, para equipamentos indutivos, limitando a circulação da energia entre os pontos em que é necessária. Para ajustar as condições do sistema elétrico de transmissão, geralmente são utilizados compensadores síncronos. Ressalta-se, também, que o desligamento total ou parcial é mandatório quando há ausência de uso de equipamentos suficientes para que a energia reativa no sistema elétrico da concessionária não seja excedida (ANEEL, 2012).

De acordo com o PRODIST, módulo 8, em uma unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com tensão de valor inferior a 230 kV, o fator de potência ideal está na faixa de 0,92 e 1,00 indutivo ou 1,00 e 0,92 capacitivo, a fim de se reduzir o preço da fatura da tarifa e a redução da perda de energia, no quesito de transferência de potência entre concessionária e consumidor, que se dá pela redução de valor eficaz de corrente e, conseqüentemente, das perdas por efeito *Joule*.

3.4 DISTORÇÕES HARMÔNICAS

São caracterizadas como distorções harmônicas os fenômenos associados às deformações nas formas de onda de tensão e de corrente elétricas em relação à onda senoidal da frequência fundamental, referentes à energia elétrica produzida e distribuída pelas concessionárias de energia.

As distorções harmônicas são geradas por cargas não-lineares, equipamentos que não requerem a corrente elétrica constantemente, solicitando picos de energia em determinados momentos, dependendo fundamentalmente da topologia do conversor eletrônico, que pode acionar a corrente de entrada em determinado período ou ângulo da oscilação senoidal, resultando em deformações na forma de onda senoidal pura. Ressalta-se que cargas trifásicas não geram harmônicos de ordem 3 e seus múltiplos (MEHL, 2012).

Devido à sua complexidade da temática, é necessário compreender adequadamente o significado de cada indicador utilizado no estudo das distorções harmônicas. Atendendo a essa demanda, a Tabela 1, discrimina a terminologia empregada na classificação, cálculo e avaliação dos tipos de distorção harmônica (ANEEL, 2017).

Tabela 1: Terminologia empregada na classificação da distorção harmônica.

Identificação da Grandeza	Símbolo
Distorção harmônica individual de ordem h	$DIT_h\%$
Distorção harmônica total de tensão	$DTT\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3	$DTT_P\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3	$DTT_I\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3	$DTT_3\%$
Tensão harmônica de ordem h	V_h
Ordem harmônica	h
Ordem harmônica máxima	$h_{máx}$
Ordem harmônica mínima	$h_{mín}$
Tensão fundamental medida	V_1

Fonte: adaptado de (ANEEL, 2017).

Além dos indicadores expostos, são constantemente utilizados, nas avaliações, indicadores que se constituem no valor de determinado parâmetro superado em apenas 5% das amostras válidas durante o processo de análise da qualidade de energia, conforme exposto na Tabela 2.

Tabela 2: Indicadores de distorção harmônica.

Identificação da Grandeza	Símbolo
Valor do indicador $DTT\%$ que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas	$DTT_{95\%}$
Valor do indicador $DTT_p\%$ que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas	$DTT_{p95\%}$
Valor do indicador $DTT_l\%$ que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas	$DTT_{l95\%}$
Valor do indicador $DTT_3\%$ que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas	$DTT_{395\%}$

Fonte: adaptado de (ANEEL, 2017).

Alguns equipamentos residenciais que possuem comportamento essencialmente não linear, capazes de alterar o formato de onda de tensão da rede, são lâmpadas fluorescentes com reatores eletrônicos, microprocessadores (computadores, por exemplo), controladores tiristorizados (alguns modelos de chuveiro elétricos utilizam esse modelo de controle de potência elétrica) e fornos de indução a arco. Os limites estabelecidos pelo PRODIST para os indicadores de distorção harmônica são informados na Tabela 3.

Tabela 3: Limites estabelecidos pela ANEEL.

Indicador	Tensão nominal		
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1,0 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
$DTT_{95\%}$	10,0%	8,0%	5,0%
$DTT_{p95\%}$	2,5%	2,0%	1,0%
$DTT_{l95\%}$	7,5%	6,0%	4,0%
$DTT_{395\%}$	6,5%	5,0%	3,0%

Fonte: (ANEEL, 2017).

Nas Equações (8) à (11) são apresentadas as formulações para obtenção de cada parâmetro

que compõe a avaliação da distorção harmônica em uma instalação elétrica acoplada à rede de distribuição (ANEEL, 2017).

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hmax} V_h^2}}{V_1} 100 \quad (8)$$

$$DTT_P\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hp} V_h^2}}{V_1} 100 \quad (9)$$

$$DTT_i\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{hi} V_h^2}}{V_1} 100 \quad (10)$$

$$DTT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h3} V_h^2}}{V_1} 100 \quad (11)$$

Vale ressaltar que os valores tabelados dos limites estabelecidos deverão corresponder a 50% para o indicador $DTT_{395\%}$ em caso de medições utilizando-se TPs (Transformador de Potencial) com conexão tipo V ou delta aberto.

A existência de organismos internacionais também é de grande importância para a regulamentação a respeito de tais distorções. O IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*) apresenta a regulamentação IEEE 519-2014, uma norma amplamente utilizada e que tem como principal concerne o que a concessionária pode injetar na rede, de forma a priorizar que o consumidor não receba energia elétrica com distorções fora de limites preestabelecidos, podendo acarretar em danos a equipamentos e instalações.

3.5 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

Instalações elétricas que operam em regime de baixa tensão da rede de distribuição estão sujeitas a desequilíbrios por motivações diversas, que abrangem desde o desbalanço de cargas conectadas à rede acidentais envolvendo o sistema elétrico. O desequilíbrio de tensão é um fenômeno que se caracteriza pela defasagem angular de 120° entre as tensões de cada fase de um sistema trifásico ou mesmo pela desigualdade na magnitude de tensões das fases.

Adotando como referência a normalização estabelecida pelo módulo 8 do PRODIST, verifica-se a seguinte situação referente à limites de desequilíbrios aceitáveis: Limite de até 3%, para tensões nominais de até 1 kV, e de até 2% para tensões nominais maiores que 1 kV e menores que 230 kV, respeitando a mesma amostragem de 1008 medições intervaladas em 10 minutos entre cada amostragem. O cálculo adotado pela normativa citada para o FD (Fator de Desequilíbrio de Tensão) é descrito na Equação 12.

$$FD\% = 100 \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (12)$$

De maneira que o fator β é definido conforme a Equação 13.

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (13)$$

Em que V_{ab} , V_{bc} e V_{ca} são os valores de tensão entre as fases A, B e C do sistema trifásico a ser analisado.

A principal causa deste fenômeno que se dá pelo desequilíbrio de distribuição de cargas monofásicas, as quais alternam entre estado ativo e inativo de acordo com a operação do sistema, teoricamente concebido para operar de forma equilibrada. Visto isso, as consequências são impactantes para os consumidores, de forma que tal efeito na rede resulta diretamente em sistemas de potência com elevação de perdas e em redução vida útil de equipamentos.

3.6 FLUTUAÇÃO DE TENSÃO

A flutuação de tensão defini-se pela variação aleatória, constante ou esporádica, do valor de pico ou eficaz da tensão instantânea. Tal fenômeno pode ser notado, de maneira simples, pelo incômodo gerado ao consumidor portador de equipamentos de baixa tensão, como lâmpadas, pela cintilação luminosa advinda deste fenômeno, que, em demasia, pode causar fadiga e cansaço ocular em pessoas que se encontrem em locais iluminados artificialmente, principalmente em ambientes atendidos por lâmpadas fluorescentes.

A terminologia dos índices utilizados na determinação do efeito de flutuação de tensão no sistema elétrico é apresentada na Tabela 4.

Tabela 4: Terminologia empregada na classificação da flutuação de tensão.

Identificação da Grandeza	Símbolo
Severidade de Flutuação de Tensão de Curta Duração	P_{st}
Severidade de Flutuação de Tensão de Longa Duração	P_{lt}
Valor total do indicador P_{st} que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas	$P_{st} 95\%$

Fonte: adaptado de (ANEEL, 2017).

A flutuação de tensão é apresentada pelo PRODIST com medições do efeito *Flicker* (cintilação luminosa), estabelecido pelo *Flickermeter*, descrito na Norma IEC (*International Electrotechnical Commission*) 61000-4-15: *Flickermeter – Functional and Design Specifications* (ANEEL, 2014a).

Os cálculos dos incômodos dados ocasionados em virtude da cintilação de curta duração, respectivamente, são dado pelas Equação 14.

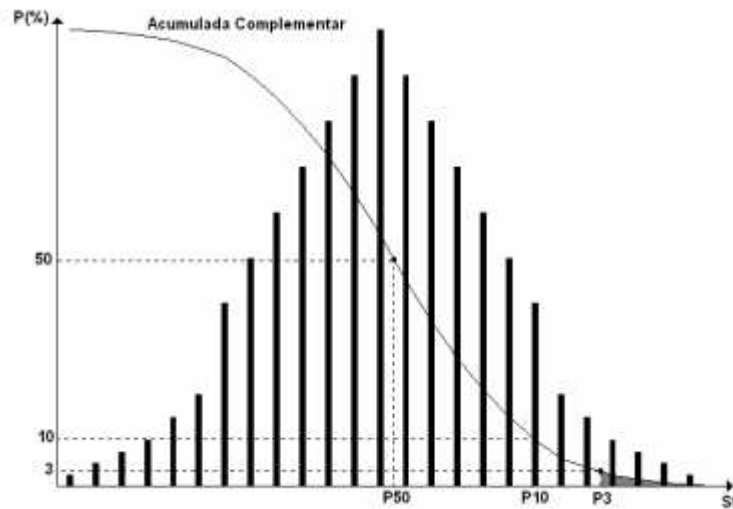
$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (14)$$

A P_{st} , segundo a normativa, representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 minutos, enquanto a P_{lt} , formulada conforme a Equação 15, representa o mesmo fenômeno para um período contínuo de 2 horas.

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{sti})^3} \quad (15)$$

Os valores de P_i ($i = 0,1; 1; 3; 10; 50$) são resumem-se aos níveis de flutuação de tensão que foram ultrapassadas durante $i\%$ do tempo, obtidos a partir da função de distribuição acumulada complementar, de acordo com o procedimento estabelecido nas normas IEC 61000-4-15: *Flickermeter - Functional and Design Especifications*. A função de distribuição acumulada complementar dada pela norma é apresentada na Figura 15, conforme descrito pelo PRODIST.

Figura 15: Distribuição acumulada complementar da sensação de cintilação do Flickermeter.



Fonte: (MAIA, 2011).

Os limites regulamentados pela ANEEL para flutuação de tensão são de $1 pu$ para valores de Tensão Nominal de até $1 kV$, $1,5 pu$ para valores maiores que $1 kV$ e menores que $69 kV$ e de $2 pu$ para valores maiores ou iguais a $69 kV$ e menores que $230 kV$. Esses limites correspondem ao máximo valor desejável a ser observado no sistema de distribuição de energia elétrica.

3.7 VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA

Um importante parâmetro da operação do sistema elétrico é a frequência, uma vez que está associada diretamente com a velocidade de rotação dos geradores síncronos (ROCHA, 2016). Fenômenos de variação da frequência da rede são resultados de desequilíbrios entre níveis de potência de geração e demanda, muitas vezes ocasionadas por alta carga no sistema elétrico (MAIA, 2011).

Uma questão de fundamental importância para sistemas de geração é a frequência em que a concessionária entrega sua energia, que é normatizada pela ANEEL. Esta normatização determina que os sistemas de distribuição e as instalações de geração conectadas aos mesmos devem estar regularizados em condições normais de operação em regime permanente, a operar dentro de um intervalo de frequência, que varia entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

Em casos de ocorrências de distúrbios no sistema elétrico, o Módulo 8 do PRODIST determina que a frequência retorne aos limites tolerados em um intervalo de trinta segundos após o evento, para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, permitindo a readequação e recuperação do equilíbrio carga-geração. A normativa também estabelece que, havendo necessidade de corte de geração ou de carga para a recuperação do equilíbrio, a frequência não deve exceder 66 Hz ou ser inferior a 55,6 Hz em condições extremas, pode se manter acima de 62 Hz por, no máximo, trinta segundos e acima de 63,5 Hz por, no máximo, dez segundos ou permanecer abaixo de 58,5 Hz por até dez segundos e abaixo de 57,5 Hz por até cinco segundos (ANEEL, 2017).

Para que se tenha o controle da frequência de operação do sistema elétrico no Brasil, cabe ao ONS a contratação e administração dos serviços auxiliares necessários à segurança de atuação, como estabelecido no módulo 14 dos Procedimentos de Rede (SILVA, 2005). Foram, portanto, estabelecidos os seguintes serviços auxiliares pelo ONS:

- Controle Primário e Secundário de frequência e suas reservas associadas;
- Reserva de prontidão;
- Suporte de reativo;
- *Black Start*, ou o auto restabelecimento das unidades geradoras.

O controle primário de frequência realiza-se por meio reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, enquanto o secundário é realizado pelas unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração (CAG), a fim de equilibrar a diferença entre

carga e geração. A reserva de prontidão se resume à disponibilidade de unidades geradoras que podem iniciar sua operação a fim de recompor as reservas de potência primária ou secundária do sistema. No caso do suporte reativo, destina-se ao controle de tensão da rede de operação o fornecimento ou absorção de energia reativa, mantendo-a nos limites de variação estabelecidos nos Procedimentos de Rede (SILVA, 2005). Pelo ONS, são considerados serviços ancilares de suporte de reativos aqueles que se caracterizem como unidades geradoras fornecendo potência reativa, operando como compensadores síncronos ou equipamentos para controle de tensão das concessionárias de transmissão de energia.

No caso do *Black Start*, o restauro do fornecimento de energia elétrica estabelece-se sem a dependência de influência externa à usina. Como exemplo, tem-se a utilização do acionamento do gerador a diesel, a fim de levar carga inicial para a partida da unidade geradora. Hidrelétricas na totalidade do território nacional realizam ensaios de “apagões”, sendo necessário o aval do ONS para que não sejam apresentados riscos reais ao sistema.

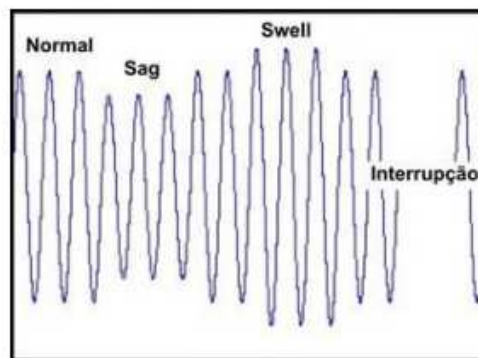
3.8 VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO - VTCD

De acordo com o PRODIST, variações de tensão de curta duração são todos os desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a três minutos. Tais variações podem ser classificadas como instantâneas (0,5 a 30 ciclos de onda), momentâneas (30 ciclos a 3 segundos) ou temporárias (de 3 segundos a 1 minuto), sendo as duas últimas divididas, cada uma, em três categorias, organizadas de acordo com a associação da amplitude da tensão eficaz em relação à tensão de referência.

Alternativamente aos demais índices de qualidade de energia elétrica, caracterizados em regime permanente, a aquisição de dados para dimensionamento do impacto de eventos de VTCD deve ser realizada através do registro de frequência de ocorrências de falhas em um período contínuo de 30 dias, conforme a seção 8.1 da 10ª revisão do PRODIST (ANEEL, 2017).

Para tensão referencial inferior a 1 pu , denomina-se por Interrupção Momentânea de Tensão (IMT) para variações momentâneas e por Interrupção Temporária de Tensão (ITT) para as variações temporárias. Para valor de tensão de referência superior a 0,1 pu e inferior a 0,9 pu (o evento pode ser descrito com a denominação *Sag*), têm-se Afundamento Momentâneo de Tensão (AMT) e Afundamento Temporário de Tensão (ATT), respectivamente. Para valores superiores a 1,1 pu (comumente denominado por *Swell*), classifica-se, para as variações momentâneas, por Elevação Momentânea de Tensão (EMT) e, para as temporárias, por Elevação Temporária de Tensão (ETT). Estes efeitos são demonstrados na Figura 16.

Figura 16: Forma de onda das diferentes variações de tensão.

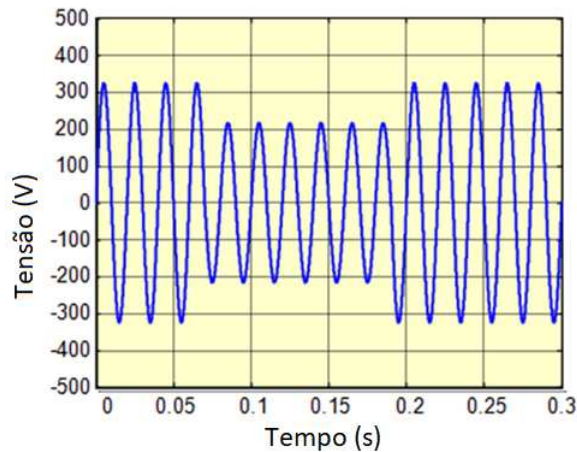


Fonte: (ROSENTINO *et al.*, 2005).

O Afundamento de Tensão pode ser provenientes de diversas fontes, sendo elas, geralmente, partidas de motores, chaveamentos de cargas pesadas ou curtos-circuitos de fornecimento de energia. Os curtos mencionados podem ser ocasionados pela quebra de

dielétricos entre pontos que deveriam estar isolados entre si, como, por exemplo, através de descargas atmosféricas. O curto-circuito provoca uma grande elevação da corrente, e esta, por sua vez, ocasiona grandes quedas de tensão nas impedâncias do sistema (MAIA, 2011). Verifica-se, na Figura 17, como se assemelha fenômeno descrito(GURU, 2018).

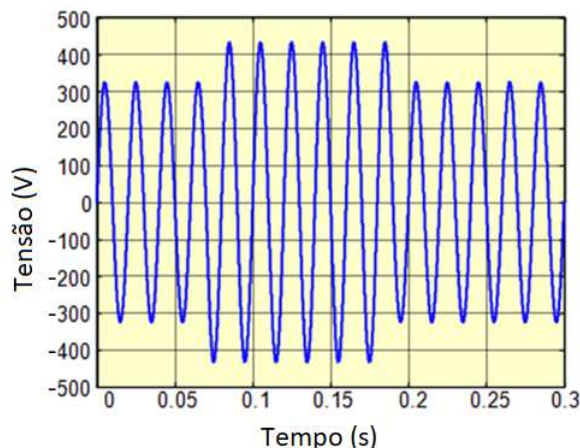
Figura 17: Forma de onda característica de um afundamento momentâneo de tensão.



Fonte: adaptado de (GURU, 2018).

As causas mais comuns de elevações de tensão na rede elétrica resumem-se à saída de grandes blocos de cargas, à energização de grandes bancos de capacitores e às sobretensões que se originam de faltas monofásicas nas redes de transmissão e de distribuição (GRANDI; SIQUEIRA, 2012). Tal fenômeno pode ocasionar falhas imediatas em equipamentos eletrônicos e a redução de sua vida útil. Um exemplo de elevação de tensão é ilustrado na Figura 18.

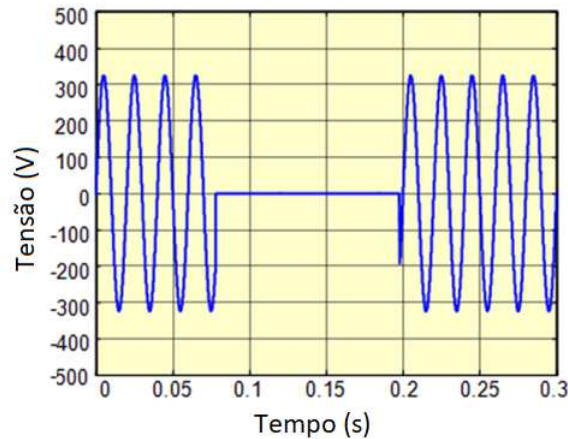
Figura 18: Forma de onda de uma elevação momentânea de tensão.



Fonte: adaptado de (GURU, 2018).

Em fenômenos de interrupções de tensão, o desligamento abrupto da alimentação de equipamentos elétricos em operação, seguido, em pequeno intervalo de tempo, pelo fornecimento de tensão adequada, pode reduzir substancialmente a vida útil de cargas ligadas ao sistema elétrico da rede de distribuição. Pode-se observar, na Figura 19, um exemplo do fenômeno relacionado à interrupção em curta duração (GURU, 2018).

Figura 19: Forma de onda de uma interrupção momentânea de tensão.



Fonte: adaptado de (GURU, 2018).

A expressão para o cálculo da amplitude do evento da VTCD é apresentada na Equação 16, onde V_e representa a amplitude do evento de VTCD, em percentual, V_{res} representa a tensão residual do evento e V_{ref} , a tensão de referência do sistema.

$$V_e = \frac{V_{res}}{V_{ref}} * 100 \quad (16)$$

A duração do evento de VTCD, em milissegundos (ms), simbolizado por Δt_e , é equacionado conforme a Equação 17. Na expressão, os símbolos t_i e t_f representam os instante inicial e final do evento de VTCD, respectivamente.

$$\Delta t_e = t_f - t_i \quad (17)$$

Após a realização dos registros de frequência de ocorrência de eventos de VTCD, suas respectivas amplitudes de tensão e período de ocorrência, uma estratificação dos dados é realizada, dividindo-se os resultados analisados em nove regiões de sensibilidade das diferentes cargas conectadas ao sistema, conforme a Figura 20 (ANEEL, 2017).

Figura 20: Estratificação das VTCD com base nos níveis de sensibilidade das cargas.

Amplitude (pu)	Duração						
	[16,67 ms - 100 ms]	(100 ms - 300 ms]	(300 ms - 600 ms]	(600 ms - 1 seg]	(1 seg - 3 seg]	(3 seg - 1 min]	(1 min - 3 min]
> 1,15	REGIÃO H			REGIÃO I			
(1,10 - 1,15]	REGIÃO H			REGIÃO I			
(0,85 - 0,90]	REGIÃO A						
(0,80 - 0,85]	REGIÃO A			REGIÃO G			
(0,70 - 0,80]	REGIÃO B	REGIÃO D		REGIÃO G			
(0,60 - 0,70]	REGIÃO B	REGIÃO D		REGIÃO F			
(0,50 - 0,60]	REGIÃO C	REGIÃO D		REGIÃO F			
(0,40 - 0,50]	REGIÃO C	REGIÃO D		REGIÃO F			
(0,30 - 0,40]	REGIÃO E			REGIÃO F			
(0,20 - 0,30]	REGIÃO E			REGIÃO F			
(0,10 - 0,20]	REGIÃO E			REGIÃO F			
< 0,10	REGIÃO E			REGIÃO F			

Fonte: (ANEEL, 2017).

Com base na estratificação das ocorrências de eventos de VTCD, o FI (Fator de Impacto) do sistema é dimensionado conforme a Equação 18, onde f_{ei} constitui a frequência de ocorrência de eventos de VTCD, para cada região de sensibilidade i , sendo $i = A, B, C, D, E, F, G, H$ e I (ANEEL, 2017).

$$FI = \frac{\sum_{i=A}^I (f_{ei} * f_{pi})}{FI_{BASE}} \quad (18)$$

Na Equação 18, f_{pi} representa o fator de ponderação para cada região de sensibilidade i , estabelecido conforme a relevância do evento, e FI_{BASE} se traduz no Fator de Impacto base, extraído do somatório dos produtos dos fatores de ponderação pelas frequências máximas de ocorrência em um período de 30 dias de análise, para cada região de sensibilidade apresentada na Figura 20 (ANEEL, 2017).

O Fator de Impacto base, conforme a seção 8.1 do PRODIST, é definido conforme o valor de tensão de operação em regime permanente do sistema elétrico analisado, sendo aplicável o valor de 2,13 para tensão nominal entre 1,0 kV e 69 kV, e de 1,42 para tensão nominal entre 69 kV e 230 kV. Nenhum valor de FI_{BASE} é definido para tensão nominal inferior a 1,0 kV, o que caracteriza o sistema de distribuição em baixa tensão. Os fatores de ponderação aplicáveis à Equação 18 são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5: Fatores de ponderação aplicáveis ao cálculo do Fator de Impacto.

Região de Sensibilidade	Fator de Ponderação (f_p)
A	0,00
B	0,04
C	0,07
D	0,15
E	0,25
F	0,36
G	0,07
H	0,02
I	0,04

Fonte: adaptado de (ANEEL, 2017).

O módulo 8 do PRODIST estabelece ainda o valor de referência de 1,0 pu para o Fator de Impacto para os sistemas de distribuição de média tensão e de alta tensão. Nenhum valor de referência é estabelecido para o sistema de distribuição de baixa tensão (ANEEL, 2017). Da mesma forma, não são estabelecidos limites exatos para o Fator de Impacto. No entanto, o mesmo indicador deve ser empregado no estudo, no projeto e na avaliação do sistema elétrico de distribuição.

3.9 COMPARATIVO ENTRE MÉTRICAS INTERNACIONAIS

O PRODIST foi elaborado com base esforços de padronização e de garantia de operação segura do sistema elétrico nacional, utilizando normativas preexistentes e observações levantadas por entidades estrangeiras como referências, a ponto de possuir, em sua redação, menções diretas à normas internacionais. Visto isso, serão apresentadas algumas das métricas que fundamentam os aspectos de qualidade de energia elétrica em outros países, possibilitando a elaboração de um comparativo entre elas, explicitando aspectos em comum entre diferentes normativas internacionais e suas semelhanças com as regulamentações brasileiras.

3.9.1 Estados Unidos

Os parâmetros de QEE adotados pelos Estados Unidos são baseados na adoção das normas internacionais:

- IEE 519 - Regulamentariza o controle das distorções harmônicas, limitadas à operação em regime permanente;
- IEE 1453 - Baseia-se na norma IEC 61000-4-15, que fornece especificações de projeto e de funcionalidade do efeito *flicker*. A IEC citada não fornece limites para o índice de severidade do efeito *flicker*;
- IEE 1159 - Esta normativa elabora uma opinião de senso comum sobre segurança e métodos toleráveis para a supervisão e interpretação de sistemas elétricos;
- ANSI C84.1 - Aprovada pela ANSI (*American National Standards Institute*), revisada pela última vez em 2011, esta norma fornece os valores nominais de tensão, bem como de tolerâncias operacionais para redes de 100 V a 1.200 kV, à frequência de 60 Hz. A ANSI C84.1 limita o desequilíbrio de tensão ao máximo de 3% para todos os sistemas elétricos.

3.9.2 Canadá

No Canadá, cada província do país possui uma concessionária própria de energia elétrica, cada qual com autonomia para estabelecer suas próprias diretrizes, ou seja, questões específicas devem ser atribuídas à respectiva empresa. No entanto, com o intuito de estabelecer uma certa padronização entre as diferentes concessionárias, as normas das concessionárias são

relativamente similares (ANEEL, 2014b). Para exemplificar, a lista a seguir apresenta os indicadores definidos pelo regulamento técnico da empresa *ATCO Electric*, localizada na província canadense de Alberta.

- Tensão Permanente;
- Distorção Harmônica;
- Flutuação de Tensão;
- *Notching* (Cortes de Tensão);
- Inter-harmônica, que é uma componente de frequência não múltipla da frequência fundamental;
- Desequilíbrio de Tensão.

A *ATCO Electric* determina que em qualquer medição individual do fator de Inter-harmônica parcial, o resultado não deve exceder o valor de 0,6% em uma janela de 12 ciclos (ANEEL, 2014b).

3.9.3 Europa

Na Europa, a norma vigente com relação à QEE é a EN50160, estabelecida em 1994, sendo sua modificação mais recente a realizada em 2010. Tal norma, que serve como documento base para diversos países europeus, especifica os limites dentro dos quais as características de operação devem se localizar, além de definir as características principais do fornecimento de energia em redes de baixa, média e alta tensão. Destaca-se que, de acordo com o documento, as redes caracterizadas como de baixa tensão são as que apresentam tensões nominais entre fases com valores abaixo de 1000 V, já as de média tensão são aquelas que apresentam valores entre 1 kV e 35 kV, e, por fim, as redes caracterizadas como de alta tensão são aquelas nas quais os valores se situam na faixa de 36 kV a 15 kV (ANEEL, 2014b). No que se refere à norma EN50160, os parâmetros definidos por ela são discriminados em:

- Frequência da rede elétrica;
- Afundamentos e ou elevações de tensão;
- Distorções harmônicas;

- Inter-harmônicas;
- Flutuações de tensão;
- Desequilíbrio de tensão;
- Tensão em regime permanente.

3.9.3.1 Limites dos Parâmetros de QEE Segundo a EN50160

A Tabela 6 apresenta os limites de variação de frequência para as redes de baixa, média e alta tensão.

Tabela 6: Limites europeus de frequência para redes de baixa, média e alta tensão.

Tipo de Rede	Limite de Variação de Frequência
Redes elétricas sincronizadas com o sistema interligado	$50 \text{ Hz} \pm 1\%$ (49,5 Hz a 50,5 Hz) durante 99,5% do ano
	$50 \text{ Hz} +4\% / -6\%$ (47,0 Hz a 52,0 Hz) durante 100% do tempo
Redes elétricas não sincronizadas com o sistema interligado	$50 \text{ Hz} \pm 2\%$ (49,0 Hz a 51,0 Hz) durante 99,5% do ano
	$50 \text{ Hz} \pm 15\%$ (42,5 Hz a 57,5 Hz) durante 100% do tempo

Fonte: (ANEEL, 2014b).

Em condições operacionais normais, é comum o número de afundamentos de tensão, por ano, situar-se entre algumas dezenas até milhares de ocorrências. A maioria dos casos tem duração menor que 1 segundo e uma tensão residual superior a 40%. Muito embora este fenômeno seja considerado, a norma não especifica limites para o indicador.

No que tange ao parâmetro de distorções harmônicas, os limites estabelecidos são indicados na Tabela 7, para redes de baixa e média tensão, e na Tabela 8, para sistemas de alta tensão. Nenhum valor limite é estipulado para harmônicas de ordem superior a 25.

Tabela 7: Limites europeus de distorções harmônica para redes de baixa e média tensão.

Harmônicos Ímpares		Harmônicos Pares			
Não-múltiplos de 3		Múltiplos de 3			
Ordem h	Tensão Relativa	Ordem h	Tensão Relativa	Ordem h	Tensão Relativa
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1,5%	4	1%
11	3,5%	18	0,5%	6 - 24	0,5%
13	3%	21	0,5%		-
17	2%		-		-
19	1,5%		-		-
23	1,5%		-		-
25	1,5%		-		-
TDH <8%					

Fonte: (ANEEL, 2014b).

Tabela 8: Limites europeus de distorções harmônicas para redes de alta tensão.

Harmônicos Ímpares		Harmônicos Pares			
Não-múltiplos de 3		Múltiplos de 3			
Ordem h	Tensão Relativa	Ordem h	Tensão Relativa	Ordem h	Tensão Relativa
5	5%	3	3%	2	1,9%
7	4%	9	1,3%	4	1%
11	3%	18	0,5%	6 - 24	0,5%
13	2%	21	0,5%		-
17	Não considerada		-		-
19	Não considerada		-		-
23	Não considerada		-		-
25	Não considerada		-		-
TDH <8%					

Fonte: (ANEEL, 2014b).

A normativa atual apresenta a preocupação quanto ao incremento de tensões inter-harmônicas nos sistemas de distribuição, porém, não define uma avaliação quantitativa para

este indicador.

Os limites estabelecidos para o parâmetro de flutuações de tensão são apresentados na Tabela 9. Um dos índices associados a este indicador é o Índice de Severidade de Flutuação de Tensão de longo termo (PLT).

Tabela 9: Limites europeus de flutuação de tensão.

Baixa tensão	Média tensão	Alta tensão
Condições normais: tensão nominal $\pm 5\%$	Condições normais: tensão nominal $\pm 4\%$	-
Condições especiais: tensão nominal $\pm 10\%$	Condições especiais: tensão nominal $\pm 6\%$	-
PLT ± 1 , para 95% dos valores medidos	PLT ± 1 , para 95% dos valores medidos	PLT ± 1 , para 95% dos valores medidos

Fonte: (ANEEL, 2014b).

A Tabela 10 apresenta os limites estabelecidos pela norma para o indicador de desequilíbrio de tensão.

Tabela 10: Limites europeus de desequilíbrio de tensão.

Baixa tensão	Média/Alta tensão
Os desequilíbrios de tensão devem se encontrar no intervalo de 0 a 2%. Em algumas áreas, as quais se caracterizam por uma grande quantidade de consumidores monofásicos ou bifásicos, pode-se admitir desequilíbrios de tensão de até 3%.	Os desequilíbrios de tensão devem se encontrar no intervalo de 0 a 2%. -

Fonte: (ANEEL, 2014b).

A Tabela 11 classifica as limitações para o parâmetro de tensão em regime permanente. Deve-se ressaltar que, durante o período de uma semana, 95% dos valores integralizados em períodos de 10 minutos devem estar dentro dos limites estabelecidos.

Tabela 11: Limites europeus da tensão em regime permanente.

Baixa Tensão	Média Tensão	Alta Tensão
Tensão nominal $\pm 10\%$	Tensão nominal $\pm 10\%$	Tensão nominal $\pm 10\%$

Fonte: (ANEEL, 2014b).

No contexto europeu, a regularização da norma é definida especificamente por cada país que possui sua regulamentação baseada na CENELEC EN 50160:2010. A norma não impõe penalidades para situações em que os limites dos parâmetros é excedido, de forma que a pena é definida por cada nação individualmente.

Na Tabela 12, explicita-se os parâmetros adotados pelas normas cabíveis a cada país ou região abordados, comparando-os com os índices destacados pela ANEEL.

Tabela 12: Comparativo entre as normas internacionais.

Indicador	PRODIST	EUA	Canadá	Europa
Tensão em Regime Permanente	X	-	X	X
Variação de Frequência	X	-	-	X
Distorção Harmônica de Tensão	X	X	X	X
Distorção Harmônica de Corrente	-	X	X	-
Desequilíbrio de Tensão	X	X	X	X
Flutuação de Tensão	X	X	X	X
Variação de Tensão de Curta Duração	X	-	X	X

Fonte: (ANEEL, 2014b).

3.10 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

O desenvolvimento teórico referente às causas das variações e deformações da rede e suas possíveis soluções elucida a motivação do presente projeto ao criar vínculos e associações dos fenômenos com o método da geração solar fotovoltaica, e a forma com que se relacionará com os resultados obtidos pelo emprego de analisadores de QEE, os quais devem ser comparados com a normativa aqui apresentada.

A análise comparativa entre as métricas nacionais e internacionais elaboradas neste trabalho reafirma a importância dos cuidados com relação à qualidade de energia elétrica de maneira geral e, em especial, no que remete a três parâmetros: Distorção Harmônica de Tensão, Desequilíbrio de Tensão e Flutuação de Tensão, uma vez que são abordados de maneira comum por todas as normativas descritas.

Abrangendo os aspectos relacionados aos parâmetros referentes ao regime permanente (Tensão de operação, Fator de Potência, Distorções Harmônicas, Desequilíbrio de Tensão, Flutuação de Tensão e Variação de Frequência) e ao regime transitório (Variações de Tensão de Curta Duração), esta etapa do trabalho contempla as informações convenientes para a reflexão dos benefícios para a rede de se manterem padronizados os fenômenos citados, a fim de se evitar desgastes em equipamentos elétricos operantes em residências, indústrias, no setor econômico e de capital financeiro e em repartições públicas.

4 DETALHES DO LOCAL DE ANÁLISE

4.1 ESCRITÓRIO VERDE

O local onde a análise de QEE foi realizada trata-se do Escritório Verde (EV) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, câmpus Curitiba. Localizado na Avenida Silva Jardim, número de logradouro 807, bairro Rebouças. O estabelecimento fora agraciado por diversas premiações de construções sustentáveis, entre elas, o Prêmio Santander e o Prêmio ONU. A iniciativa da construção do estabelecimento foi idealizada em meados de 2010, de autoria do Prof. Dr. Eloy Casagrande, docente da UTFPR, com o intuito de construir um projeto que visa excelência no quesito de sustentabilidade e inovação em solo brasileiro.

Em meados de 2011, o projeto teve sua concepção efetivamente realizada, tornando o local pioneiro na cidade de Curitiba no emprego de telhado verde em uma construção, sistema tal qual equilibra a temperatura entre ambientes internos e o ambiente externo. Esta prática resulta em um menor gasto energético com uso de climatizadores, como aquecedores ou sistemas de refrigeração de ambiente. Comprovou, adicionalmente, a possibilidade de utilização de painéis solares na cidade, de forma que é autossuficiente energeticamente, capaz de produzir mais energia do que seu consumo.

A Figura 21 apresenta uma fotografia da visualização lateral do EV, em que é possível visualizar seus painéis solares juntamente com sua estrutura com materiais sustentáveis. O escritório, por localizar-se na região central do município de Curitiba, possui elevada densidade de edificações adjacentes, detalhe que impacta negativamente na produção de energia elétrica por parte do sistema fotovoltaico.

Figura 21: Vista lateral do Escritório Verde.



Fonte: *Acervo próprio (2019).*

O SFVCR em questão ocupa uma área de 15 m^2 e é composto por dez módulos fotovoltaicos, apresentados na parte demarcada em vermelho da Figura 22, da marca *KYOCERA*, modelo KD210GX-LP, que são interligados em série e apresentam uma eficiência de conversão de energia solar para energia elétrica na ordem de 16%.

Figura 22: Módulos Solares instalados no telhado do Escritório Verde.



Fonte: *Acervo próprio (2019).*

Cada módulo, em condições padrões de teste, tolera uma potência máxima de 210 W , corrente máxima de $8,58\text{ A}$ e tensão de 600 V . Os módulos fotovoltaicos têm uma inclinação,

em relação ao plano horizontal, de $11,52^\circ$ e um desvio azimutal de 22° para o Oeste, ou seja, os módulos estão inclinados 22° para o oeste em relação ao norte geográfico. A Figura 23 apresenta as características elétricas do módulo fotovoltaico instalado no Escritório Verde.

Figura 23: Características elétricas do módulo KD210GX-LP em condição padrão de teste.

Potência Máxima	210 W
Tensão de Máxima Potência	26,6 V
Corrente de Máxima Potência	7,90 A
Tensão de Circuito Aberto	33,2 V
Corrente de Curto-circuito	8,58 A
Tensão Máxima do Sistema	600 V
Coefficiente de Temperatura da Voc	-0,120 V/°C
Coefficiente de Temperatura da Isc	$5,15 \times 10^{-3}$ A/°C
Número de Células por Módulo	54
Comprimento x Largura x Espessura	1500 mm x 990 mm x 46 mm
Peso	18 kg
Temperatura de Operação	-40 °C até 90 °C

Fonte: adaptado de (KYOCERA, 2012).

O SFVCR também é composto por um inversor monofásico, de topologia com transformador de baixa frequência, o qual realiza a conversão do regime de corrente contínua para corrente alternada, e tolera tensão contínua máxima de até 500 V, tensão alternada máxima de 240 V e 2 kW de potência nominal, da marca *PVPOWERED* modelo PVP2000, instalado no interior do Escritório Verde, conectado a duas fases do sistema elétrico. As características elétricas do inversor são apresentadas na Figura 24 (PVPOWERED, 2012).

Figura 24: Características elétricas do inversor PVP2000.

Potência Nominal (Watts)	2000
Eficiência (%)	92
Máxima Tensão DC de Entrada (V)	500
Faixa de Tensão DC de Operação (V)	115 – 450
Mínima Tensão DC de Start (V)	130
Máxima Corrente DC (A)	18,5
Corrente AC Nominal (A)	8,5
Tensão AC Nominal (V)	240
Faixa de Tensão AC de Operação (V)	211 – 264
Faixa de Frequência AC (Hz)	59,3 – 60,5

Fonte: adaptado de (PVPOWERED, 2012).

A Figura 25 apresenta o aspecto externo do inversor de frequência em operação no

local de estudo (PVPOWERED, 2012). Na parte inferior do equipamento situa-se um módulo acoplado com chave de acionamento e espaço para conexão da entrada DC, proveniente do painel fotovoltaico, e da saída AC, dedicada à rede elétrica.

Figura 25: Inversor de frequência da família PVP2000-PVP5200.



Fonte: (PVPOWERED, 2012).

O inversor de frequência em questão monitora os barramentos das fases A e B do sistema elétrico e opera de acordo com a presença de tensão elétrica proveniente da rede da concessionária, de maneira que, nos momentos em que a irradiância incidente nos módulos atinge determinado valor mínimo para a geração de energia elétrica, o inversor inicia o processo de inversão de frequência, injetando energia elétrica na rede AC conforme os aspectos da forma de onda existente. Os inversores aplicados aos SFVCRs não operam em ilhamento, ou seja, não são capazes de produzir energia quando ocorre uma interrupção da rede de energia elétrica local.

4.2 ANALISADOR EMBRASUL RE6000

A análise de qualidade de energia foi realizada por meio do analisador Embrasul RE6000. O equipamento foi projetado para ser capaz de atender as requisições do PRODIST no que tange à qualidade de energia, sendo capaz de avaliar as variações de tensão (em regime permanente e em transientes), a variação de frequência, as distorções harmônicas considerando até a 50ª ordem harmônica, as cintilações de tensão, as variações de tensão de curta duração e o fator de potência da instalação (EMBRASUL, 2015).

O instrumento possui entradas para alicates amperímetros apropriados, e para ponteiros de tensão, possuindo uma entrada para cada fase e uma adicional para conexão ao neutro. A Figura 26 ilustra o aspecto do analisador empregado.

Figura 26: Analisador Embrasul RE6000.

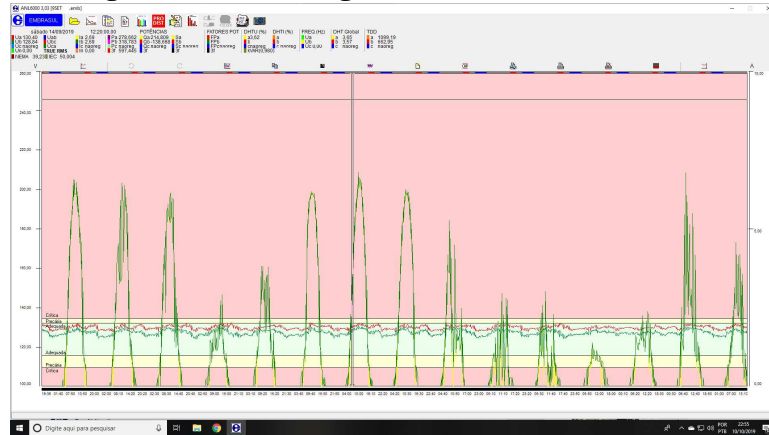


Fonte: (EMBRASUL, 2015).

O analisador RE6000 opera em sinergia com o software ANL6000, do mesmo fabricante. O programa realiza a abertura das bases de dados de extensão ".emb", permitindo a visualização dos resultados, que são planilhados seguindo os critérios de tempo e dos parâmetros de qualidade observados. A Figura 27 apresenta a interface do software empregado no estudo.

O software contempla, ainda, uma ferramenta de geração de relatórios completos e resumidos dos dados adquiridos, sendo o último uma compilação geral de informações pertinentes e organizadas conforme critérios diários ou mensais de análise.

Figura 27: Interface gráfica do software ANL6000.



Fonte: *Autoria própria (2019).*

A conexão do analisador com a instalação elétrica local deve ser realizada por meio de alicates amperímetros adequadamente ajustados e ponteiros próprias para conexão ao quadro geral do escritório verde, no ponto de conexão com o inversor de frequência. Além do exposto, há uma preocupação fundamental com a escala de medição, que deve ser ajustada de maneira a se garantir a melhor resolução das amostras, sem provocar avarias ao equipamento e sem limitar sua capacidade de leitura, o que pode incorrer no corte do sinal amostrado a partir de determinada amplitude. Visando garantir a proteção do equipamento e o atendimento aos requisitos de segurança, foram utilizados dois alicates de corrente modelo EB100/RE6, da Embrasul, com ajuste de fundo de escala de corrente, sendo cada um destinado a cada fase do SFVCR do EV. A Figura 28 ilustra o alicate empregado na avaliação (EMBRASUL, 2015).

Figura 28: Alicates de corrente EB100/RE6.



Fonte: *Autoria própria (2019).*

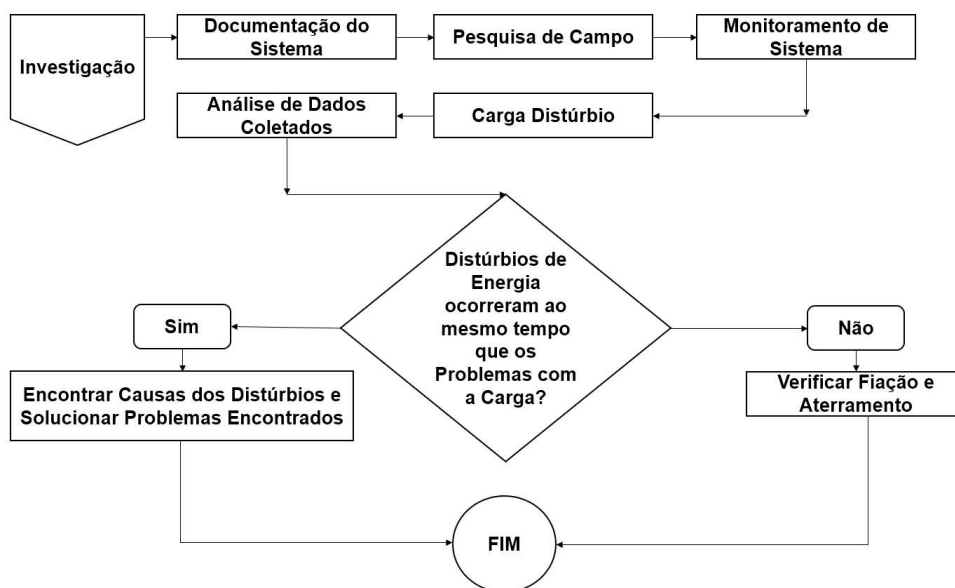
4.3 PROCEDIMENTOS ADOTADOS

Para que a análise de QEE do empreendimento seja adequadamente realizada, é necessária a obtenção de todas as informações relevantes sobre o sistema elétrico a ser investigado. O *Electric Power Research Institute* (EPRI) prevê cinco etapas iniciais para este processo, segmentadas em:

- Obtenção de documentação do sistema;
- Pesquisa de campo;
- Monitoramento do sistema elétrico;
- Análise dos dados coletados;
- Correlação das cargas inseridas no sistema com os distúrbios monitorados.

O fluxograma apresentado na Figura 29 demonstra a ordem dos procedimentos adotados para efetuar a análise das instalações do EV. No diagrama, após as etapas preliminares de estudo das instalações elétricas do sistema a ser estudado, os eventuais distúrbios registrados devem ter suas causas analisadas, correlacionando-as com eventos ocasionados por cargas ou, no caso do sistema fotovoltaico, correlacionado com eventos associados à geração de energia, uma vez que a matriz em questão possui elevada intermitência em função das condições climatológicas.

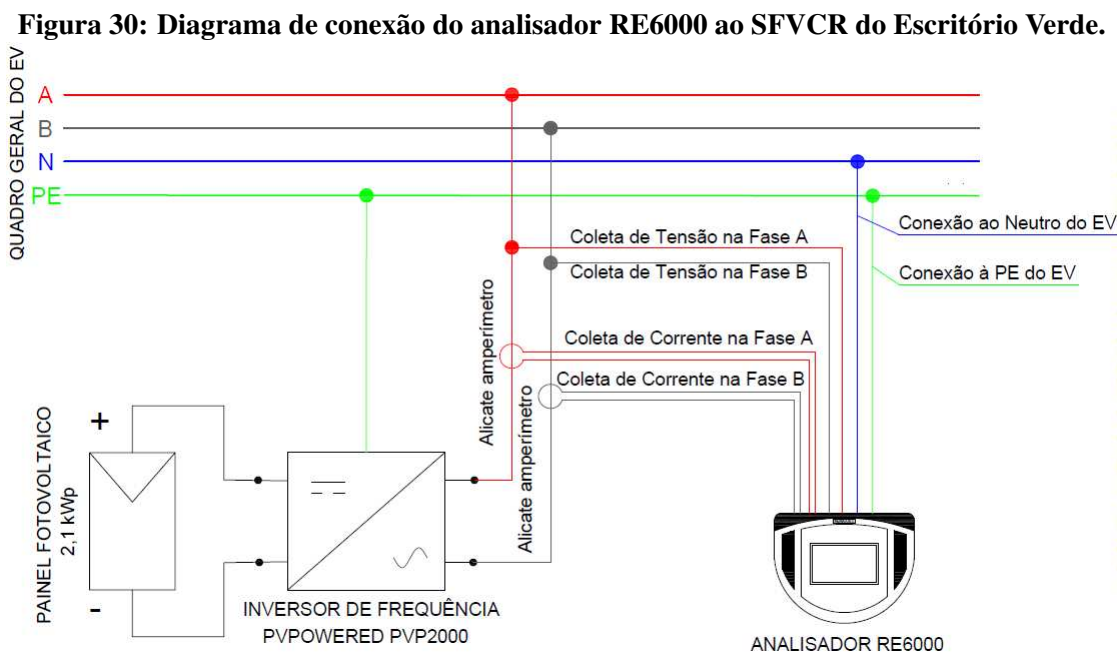
Figura 29: Metodologia do EPRI para análise de qualidade de energia elétrica de sistemas.



Fonte: (DOMIJAN et al., 2001).

A ANEEL possui procedimentos e metodologia próprios para análise de qualidade de energia elétrica, entretanto, ao limitar-se apenas a um método, restringe-se a possibilidade de melhoria da qualidade da análise. Além do exposto, o EPRI apresenta tradição na busca por distúrbios de QEE nos EUA e possui um acervo de estudos de caso, métodos de análises dos dados coletados, entre outros arquivos relacionados a busca por distúrbios de energia (EPRI, 2017).

Para realizar a conexão do analisador ao SFVCR em questão, foram feitas duas conexões entre as entradas de tensão de fase do analisador e os barramentos das duas fases às quais o inversor de frequência do sistema está conectado. Para monitoramento da corrente elétrica gerada pelo sistema, foram utilizados dois alicates de corrente modelo EB100/RE6. Além do exposto, o analisador também foi conectado ao barramento de neutro e ao aterramento da instalação elétrica, para adequada leitura das informações de tensão em regime permanente. A Figura 30 apresenta o diagrama multifilar de conexão elétrica entre o analisador e a instalação elétrica do Escritório Verde.



Fonte: *Autoria própria (2019).*

A Figura 31 ilustra a conexão do analisador ao quadro geral do EV, no ponto de conexão com o inversor de frequência. No canto inferior esquerdo da fotografia, é possível visualizar um conjunto de 3 multimedidores previamente instalados no EV, cujas informações são pertinentes no auxílio à definição dos detalhes da programação do analisador para a aquisição de dados.

Figura 31: Analisador RE6000 conectado ao SFVCR do EV.



Fonte: *Acervo próprio (2019).*

Uma vez conectado, o analisador foi programado para coletar os dados de corrente e tensão das fases A e B, potência ativa, reativa e aparente, frequência de operação e distorção harmônica de corrente e de tensão incidentes no sistema em intervalos de dez minutos, ao longo de três semanas distintas.

Após o efetivo registro dos dados de QEE característicos do EV entre os meses de Setembro e Outubro de 2019, relatórios do estado de operação do sistema elétrico do local foram emitidos por meio do uso do software ANL6000. Sequencialmente, os dados registrados pelo analisador foram planilhados em conjunto com dados de Temperatura média ambiente, velocidade do vento, umidade relativa, precipitação e irradiância incidentes na cidade de Curitiba, obtidos junto ao SIMEPAR. Os dimensionamentos, cálculos e comparações realizados sobre os dados coletados foram registrados e sumariamente discutidos para exposição neste trabalho.

5 RESULTADOS

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Os resultados e pertinências observados por meio das análises de qualidade de energia elétrica da instalação do sistema fotovoltaico do EV da UTFPR, câmpus Curitiba, são elucidadas no corrente capítulo. As medições adquiridas pelo analisador RE6000 revelaram o estado de atuação do SFVCR através da verificação da tensão em regime permanente, dos níveis de distorção harmônica de tensão e corrente, fator de potência, frequência de operação e desequilíbrio de tensão. A cintilação de tensão não é determinada por conta de limitações de operação do analisador empregado.

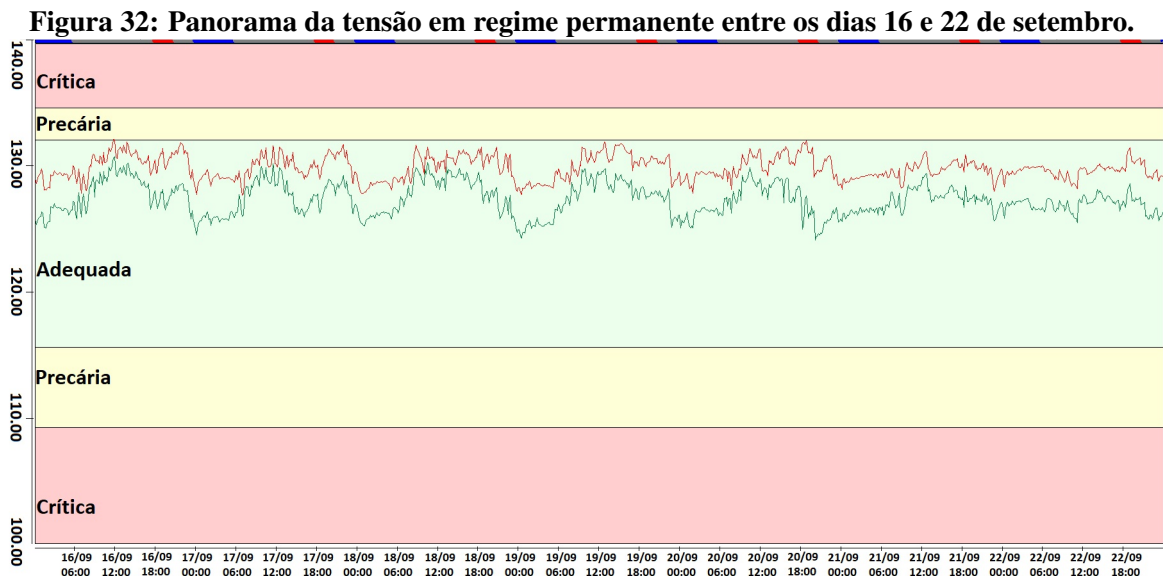
Por tratar-se de uma análise efetuada em um sistema de distribuição de baixa tensão, o Fator de Impacto da instalação, que define o grau de influência de variações de tensão de curta duração no sistema elétrico, não é definida, uma vez que não se dispõe de valores de referência para determinação do índice, conforme a 10^a Revisão do Módulo 8 do PRODIST.

Conforme as definições de análise da qualidade de energia segundo os critérios da ANEEL, a verificação de uma instalação deve ser realizada durante o intervalo de uma semana, através de amostras obtidas de 10 em 10 minutos, resultando em um total de 1008 amostras por análise realizada, exceto na análise de ocorrência de eventos de VTCD. No corrente estudo, visando-se uma maior assertividade dos resultados e uma maior abrangência de avaliação comparativa com dados climatológicos, foram realizadas três análises distintas de QEE entre os meses de setembro e outubro de 2019, sendo que a primeira abrange o período entre 16 e 22 de setembro, a segunda abrange o período entre 25 de setembro e 01 de outubro e a terceira, o período entre os dias 02 e 08 de outubro.

Uma semana de análise preliminar fora realizada antes do início dos registros efetivamente empregados neste estudo, compreendida entre os dias 09 e 14 de setembro de 2019, como forma de se verificar o estado de conexão do analisador à instalação elétrica do EV e a programação do instrumento para coleta das informações requisitadas.

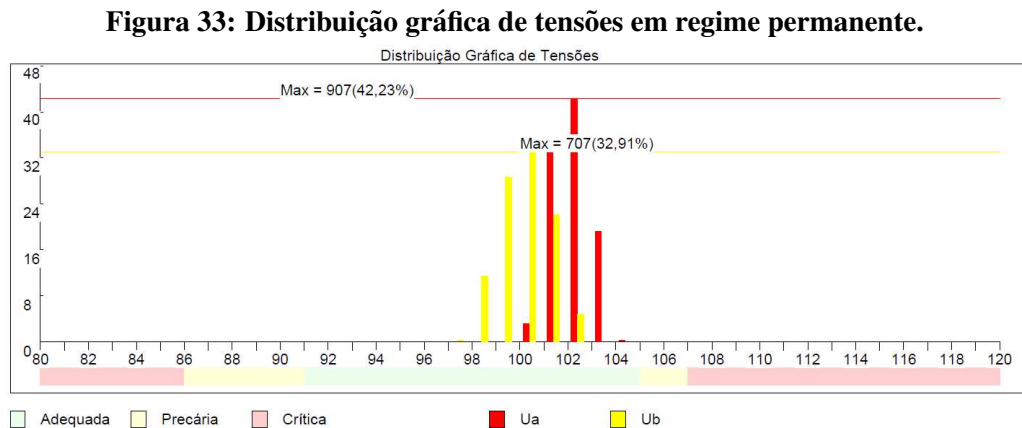
5.2 TENSÃO EM REGIME PERMANENTE

O panorama da tensão de operação do sistema elétrico do Escritório Verde da UTFPR, câmpus Curitiba, entre os dias 16 e 22 de setembro de 2019, obtida em intervalos regulares de 10 minutos, é ilustrado através do software ANL6000 da Embrasul, sendo apresentado na Figura 32, em conjunto com os limites de consideração de tensão adequada (em verde), tensão precária (em amarelo) e tensão crítica (em vermelho) definidas pelo PRODIST.



Fonte: *Autoria própria (2019).*

A Figura 33 apresenta a distribuição de tensões registradas por faixa de tensão e por fase do sistema (A e B), considerando os limites do PRODIST.



Fonte: *Autoria própria (2019).*

A Tabela 13 destaca as faixas de tensão consideradas no estudo e a classificação das amostras coletadas por faixa. Observa-se que nenhuma tensão crítica foi registrada na primeira semana, e que somente 6 amostras (0,28% do total de 1008 registros) representaram valor de tensão superior a 133 V, sendo categorizadas como tensão precária segundo o módulo 8 do PRODIST. Além do exposto, nenhuma interrupção de tensão foi verificada durante período considerado.

Tabela 13: Classificações da tensão em regime permanente entre os dias 16 e 22 de setembro.

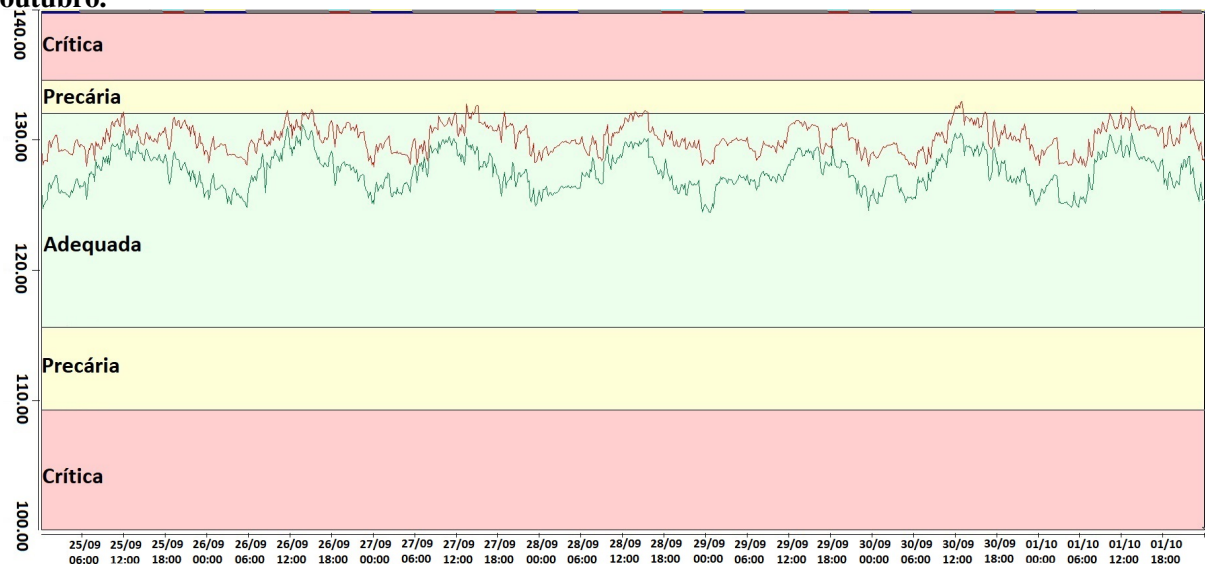
Faixas (%) (valor)	U_A (%)	U_B (%)	Faixas (%) (valor)	U_A (%)	U_B (%)
< 84% (106,68V)	0,00	0,00	97% (123,19V)	0,00	0,28
85% (107,95V)	0,00	0,00	98% (124,46V)	0,00	11,36
86% (109,22V)	0,00	0,00	99% (125,73V)	0,00	28,58
87% (110,49V)	0,00	0,00	100% (127,00V)	3,17	32,91
88% (111,76V)	0,00	0,00	101% (128,27V)	35,20	22,11
89% (113,03V)	0,00	0,00	102% (129,54V)	42,23	4,75
90% (114,30V)	0,00	0,00	103% (130,81V)	19,13	0,00
91% (115,57V)	0,00	0,00	104% (132,08V)	0,28	0,00
92% (116,84V)	0,00	0,00	105% (133,35V)	0,00	0,00
93% (118,11V)	0,00	0,00	106% (134,62V)	0,00	0,00
94% (119,38V)	0,00	0,00	107% (135,89V)	0,00	0,00
95% (120,65V)	0,00	0,00	108% (137,16V)	0,00	0,00
96% (121,92V)	0,00	0,00	> 109% (138,43V)	0,00	0,00

Fonte: *Autoria própria (2019).*

A Figura 34 apresenta o panorama da tensão das duas fases do sistema elétrico do EV para a segunda semana de análise. Neste período, apenas 46 amostras (2,19%) das medições atingiram a faixa precária superior de tensão de operação, e nenhuma amostra atingiu a faixa crítica. Tal verificação encontra-se dentro das limitações estabelecidas pelo PRODIST, de 5% das amostras para a faixa precária de tensão. Nenhuma interrupção de energia foi registrada na semana.

Os relatórios resumidos de análise de qualidade de energia, com os registros realizados pelo analisador, emitidos através do software ANL6000, contendo informações gerais a respeito do comportamento do sistema ao longo de cada semana é apresentado na seção de apêndices deste estudo.

Figura 34: Classificações da tensão em regime permanente entre os dias 25 de setembro e 01 de outubro.



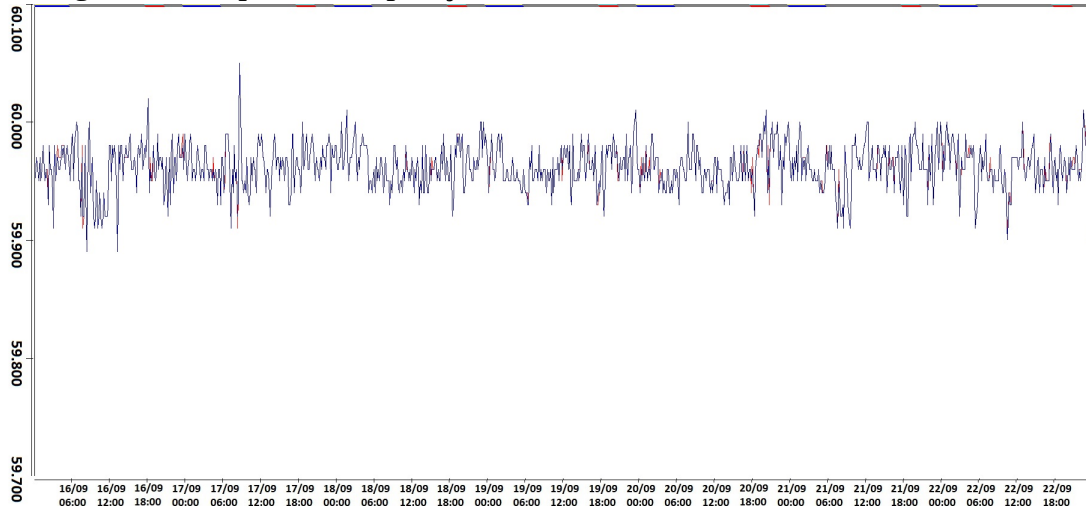
Fonte: *Autoria própria (2019).*

Na terceira semana de análise, compreendida entre os dias 02 e 08 de outubro de 2019, nenhuma transgressão de tensão de nível crítico foi registrada, e apenas 11 das 1008 amostras (1,09%) foram classificada como de nível precário. Nenhuma interrupção de energia foi registrada neste período.

5.3 VARIAÇÃO DE FREQUÊNCIA

A frequência de operação do sistema elétrico do Escritório Verde, entre os dias 16 e 22 de outubro de 2019, foi registrada seguindo as preconizações do PRODIST. A Figura 35 ilustra o panorama geral da frequência do sistema no período considerado.

Figura 35: Frequência de operação do sistema entre os dias 16 e 22 de setembro.



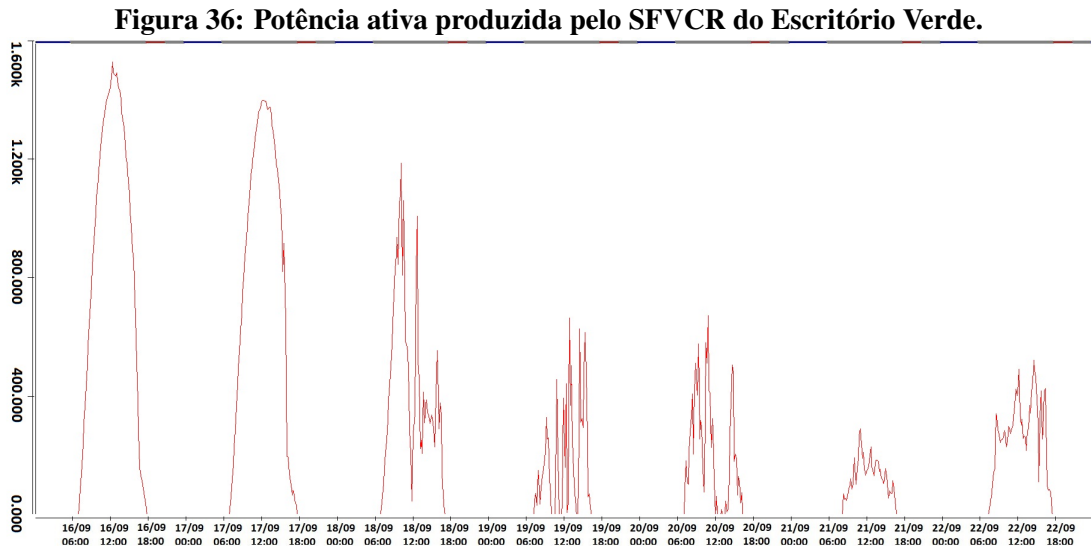
Fonte: *Autoria própria (2019).*

A partir dos valores verificados na primeira análise, observa-se que os valores médios de frequência se encontram dentro da faixa adequada em relação à normativa do PRODIST - Módulo 8 ($59,5 \text{ Hz} \leq 60 \text{ Hz} \leq 60,5 \text{ Hz}$) para instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição. Nenhum valor fora desta faixa foi registrado além desses limites entre o período descrito, todavia, o PRODIST determina que, em caso de ocorrência de alguma eventual extrapolação, há tempo limite para que o equilíbrio carga-geração seja recuperado, conforme exposto previamente neste estudo. Desta forma, admite-se que o sistema fotovoltaico analisado se encontra dentro dos padrões esperados pela ANEEL no que se refere à qualidade de frequência do sinal elétrico.

Nas demais semanas de análise, não se observou nenhum desvio de frequência de operação do sistema elétrico no local de conexão do SFVCR do Escritório Verde que implicasse em extrapolação dos limites estabelecidos pelo módulo 8 do PRODIST. A documentação anexa apresenta ilustra o perfil da frequência de operação do sistema ao longo das três semanas consideradas.

5.4 FATOR DE POTÊNCIA

A Figura 36 foi obtida através do software ANL6000 da EMBRASUL, e é referente à grandeza de potência trifásica do Escritório Verde, capturada entre os dias 16 e 22 de setembro. Nela, é possível observar a elevada intermitência na produção de energia pelo sistema fotovoltaico entre os dias 18 e 22 de setembro da respectiva semana de análise.

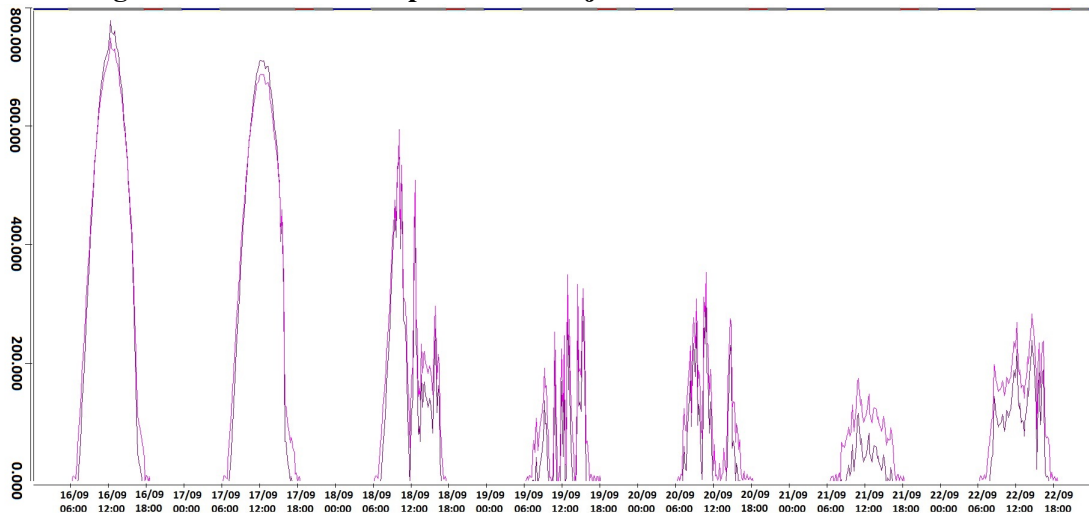


Fonte: *Autoria própria (2019).*

Através da Figura 36, observa-se a diferença entre a produção de energia por parte do SFVCR em dias ensolarados (dias 16 a 17 de setembro) em em dias com elevada nebulosidade ou dias chuvosos (dias 18 a 22 de setembro). Particularmente, no dia 21 de setembro, a energia total produzida pelo sistema não supera a metade da energia produzida no dia 16 de setembro, o que indica um revés dos sistemas fotovoltaicos sem sistemas de baterias estacionárias quanto à capacidade de entrega de energia à concessionária em dias em que as condições meteorológicas são desfavoráveis.

A Figura 37 detalha a potência injetada em cada uma das fases do sistema conectadas ao inversor de frequência do SFVCR. Nota-se, mais nitidamente, a diferença de potência injetada por fase do sistema elétrico nos dias 21 e 22 de setembro de 2019.

Figura 37: Potência ativa produzida e injetada nas fases A e B do SFVCR.



Fonte: *Autoria própria (2019).*

A análise do fator de potência realizada pelo software ANL6000 é realizada de forma ponderada, ou seja, o fator de potência registrado em momentos de maior produção de energia possui maior impacto que os fatores registrados com menor produção. Desta forma, o fato do sistema fotovoltaico não produzir energia elétrica no período noturno não impacta substancialmente a análise do fator de potência feita pelo próprio sistema ao longo de cada dia, uma vez que todos os valores de FP registrados durante o período noturno não são consideráveis.

Conforme definido no capítulo 3 deste estudo, a ANEEL estabelece, por meio do PRODIST, um limite de faixas de fator de potência entre 0,92 e 1,00 indutivo e entre 1,00 e 0,92 capacitivo para uma unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com tensão de operação inferior a 230 kV.

O relatório diário emitido pelo software ANL6000, para os dias 21 e 22 de setembro, destacam os dias com pior qualidade de energia no aspecto de fator de potência, para a primeira semana de análise. Neste período, o único dia em que o fator de potência diário excedeu os limites do PRODIST fora no dia 21 de setembro, conforme destacado na Figura 38, situando-se na faixa de 0,872 indutivo.

Na segunda e na terceira semanas compreendidas no estudo, nenhum valor de fator de potência diário excedeu os limites estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST, sendo o pior valor, para as duas semanas, o fator respectivo ao dia 07 de outubro de 2019, no valor de 0,947 indutivo. Os relatórios apresentados pelo analisador indicam, também, que o comportamento do sistema fotovoltaico do EV quanto ao fator de potência é majoritariamente indutivo.

Figura 38: Fator de Potência do sistema nos dias 21 e 22 de setembro de 2019.

EMBRASUL RE6000/B/H/T/N N.S:96001238 V.S.2,16 ANL 3,03 (10 minutos)

Tecnomil Engenharia Industrial LTDA CNPJ: 990 547 510 -20 IE:157 152 325 2222 - 2
Almirante Tamandaré, 207 CEP: 9904746 Porto Alegre RS - Brasil
Tel: 124 45 45 125 47 47 FAX 474 25 22
www.tecnomil.com.br , tecnomil@ig.com.br

RELATÓRIO DIÁRIO (Integração = 10 minutos)

Intervalo considerado:

segunda-feira 09/09/2019 19:36:34,00 até terça-feira 24/09/2019 17:35:47,00

Faixas de horário estabelecidas no software

Intervalo - Fora de ponta: 06:00 - 18:00 21:00 - 24:00
Intervalo - Ponta: 18:00 - 21:00
Intervalo - Reservado: 00:00 - 06:00

SÁBADO 21/09/2019

Horário	Consumo [kWh]	Geração [kWh]	Reativa [kVArh]	FP
Ponta	0,000	0,000	0,000	1,000 ind
Fora de ponta	1,156	0,105	0,805	0,843 ind
Reservado	0,000	0,035	-0,077	-0,417 cap
Total	1,156	0,140	0,728	0,872 ind

Demandas máximas por horário

Fora de ponta [kW]		Ponta [kW]		Reservado [kW]	
21/09/2019 11:00:00,00	0,290	01/01/0001 00:00:00,00	0,000	01/01/0001 00:00:00,00	0,000
21/09/2019 10:50:00,00	0,266	01/01/0001 00:00:00,00	0,000	01/01/0001 00:00:00,00	0,000
21/09/2019 11:10:00,00	0,236	01/01/0001 00:00:00,00	0,000	01/01/0001 00:00:00,00	0,000

Fora de ponta [kVAr]		Ponta [kVAr]		Reservado [kVAr]	
21/09/2019 12:50:00,00	0,142	01/01/0001 00:00:00,00	0,000	21/09/2019 05:50:00,00	-0,013
21/09/2019 12:10:00,00	0,141	01/01/0001 00:00:00,00	0,000	21/09/2019 05:40:00,00	-0,013
21/09/2019 12:00:00,00	0,140	01/01/0001 00:00:00,00	0,000	21/09/2019 04:30:00,00	-0,013

DOMINGO 22/09/2019

Horário	Consumo [kWh]	Geração [kWh]	Reativa [kVArh]	FP
Ponta	0,000	0,000	0,000	1,000 ind
Fora de ponta	2,815	0,081	0,860	0,959 ind
Reservado	0,000	0,035	-0,078	-0,414 cap
Total	2,815	0,116	0,782	0,966 ind

Demandas máximas por horário

Fora de ponta [kW]		Ponta [kW]		Reservado [kW]	
22/09/2019 14:30:00,00	0,522	01/01/0001 00:00:00,00	0,000	01/01/0001 00:00:00,00	0,000
22/09/2019 12:10:00,00	0,491	01/01/0001 00:00:00,00	0,000	01/01/0001 00:00:00,00	0,000
22/09/2019 14:40:00,00	0,489	01/01/0001 00:00:00,00	0,000	01/01/0001 00:00:00,00	0,000

Fora de ponta [kVAr]		Ponta [kVAr]		Reservado [kVAr]	
22/09/2019 08:20:00,00	0,139	01/01/0001 00:00:00,00	0,000	22/09/2019 03:50:00,00	-0,013
22/09/2019 08:10:00,00	0,138	01/01/0001 00:00:00,00	0,000	22/09/2019 03:40:00,00	-0,013
22/09/2019 16:30:00,00	0,135	01/01/0001 00:00:00,00	0,000	22/09/2019 03:30:00,00	-0,013

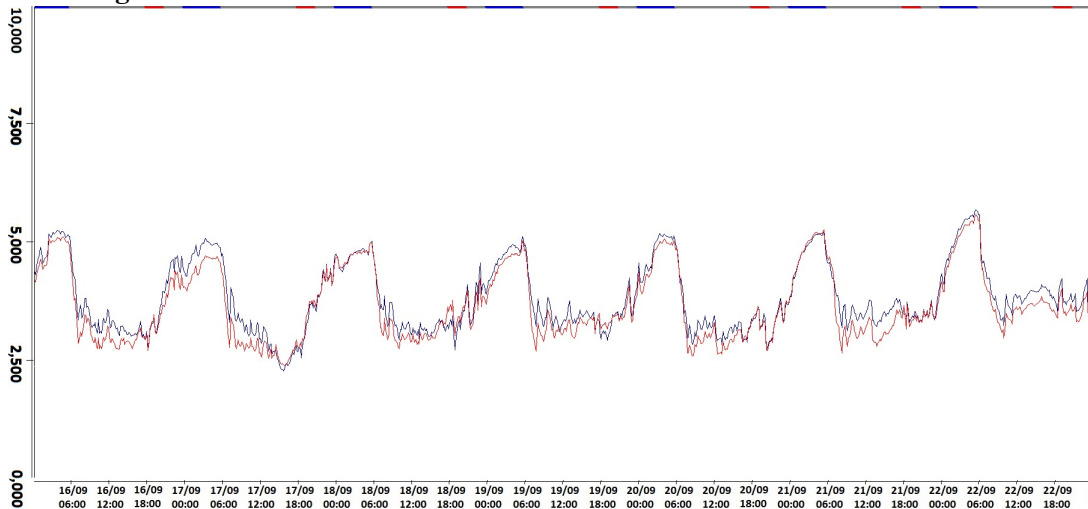
Fonte: *Autoria própria (2019).*

Destaca-se que os relatórios emitidos pelo analisador definem adequadamente o fator de potência e demais informações coletadas do sistema em amostras de 10 em 10 minutos, o que fora verificado através das informações registradas conjuntamente à equipe técnica da empresa Embrasul. No entanto, o instrumento de aquisição classificou como potência consumida o que, notadamente, trata-se de potência produzida pelo sistema fotovoltaico, informação esta que corrobora com a leitura de multimedidores que compõem a instalação do próprio Escritório Verde.

5.5 DISTORÇÃO HARMÔNICA DE TENSÃO

Para os indicadores de valores de QEE para distorções harmônicas, verificou-se que as amostras coletadas durante a primeira semana de análise não ultrapassaram os limites estabelecidos pelo módulo 8 do PRODIST. O gráfico da Figura 39 ilustra os valores de distorção harmônica total de tensão (DTT%) ao longo dos dias 16 a 22 de setembro de 2019, para as fases A e B do SFVCR do Escritório Verde.

Figura 39: DTT% de tensão do SFVCR entre os dias 16 e 22 de setembro.

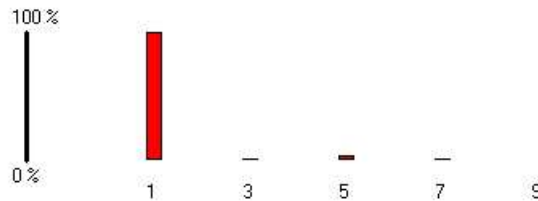


Fonte: *Autoria própria (2019).*

Analisando-se individualmente os valores para cada dia de análise, conforme ilustrado na Figura 40, encontrou-se o pior cenário para a DTT de tensão no sábado, 21 de setembro, na amostra coletada às doze horas e quarenta minutos, em que o valor se encontrava em 3,816% (definido como "DHT" no software ANL6000), consideravelmente abaixo do valor estabelecido para a faixa de DTT95% de sistemas cuja tensão nominal se situa abaixo de 1 kV, definida em 10% (conforme a Tabela 3), e também abaixo da faixa para harmônicas em ordens individuais, definida em 5%. O analisador registrou todas as ordens harmônicas do sistema até a 49ª ordem harmônica, porém, para a coleta referente exposta na Figura 40, referente às ordens harmônicas ímpares da fase A às 12h40min do dia 21 de setembro de 2019, nenhuma distorção acima da 7ª ordem foi identificada.

Figura 40: Componentes harmônicas ímpares do SFVCR no dia 21 de setembro.

EMBRASUL RE6000/B/H/T/N N.S:96001238 V.S.2,16 ANL 3,03 [10 minutos]
Harmônicas de Tensão - fase A / sábado 21/09/2019 12:40:00,00



Registro: 2553
RMS: 131,200 (V)
Componentes: 4
DHT: 3,816 %
Fundamental: 59,94 Hz

A fase é exibida em graus

ÍMPAR	RMS(V)	%FUND	FASE
1	131,104	100,00	334,68
3	1,124	0,85	233,12
5	4,334	3,30	22,36
7	2,232	1,70	69,03
9			
11			
13			
15			

Fonte: *Autoria própria (2019).*

Ainda conforme a Figura 40, a $DTT_1\%$, que inclui todas as harmônicas de ordem ímpar, não múltiplas de 3, totaliza o valor de 3,718%, inferior ao limite de 7,5% para o indicador. A $DTT_3\%$, no pior dia da primeira semana de análise, resultou em 0,85%, substancialmente abaixo do limite de 6,5% para o mesmo indicador, segundo o PRODIST. Nenhum harmônico de ordem par foi registrado pelo analisador.

Analogamente aos resultados da primeira semana de análise, os demais intervalos de estudo não revelaram qualquer transgressão aos limites de distorção harmônica de tensão e de corrente definidos pelo módulo 8 do PRODIST. A Tabela 14 apresenta os indicadores de distorção harmônica de tensão, definidos em percentil 95%, para as ordens ímpares e pares não múltiplas de 3 e para as ordens pares, além da distorção harmônica total de tensão da instalação, para cada fase do sistema, ao longo das três semanas de análise.

Tabela 14: Distorções Harmônicas de Tensão das Fases A e B

	Primeira semana		Segunda semana		Terceira semana	
	Fase A	Fase B	Fase A	Fase B	Fase A	Fase B
$DTT_{95\%}$	5,14%	5,04%	5,01%	4,84%	5,22%	5,01%
$DTT_{I95\%}$	5,07%	4,93%	4,94%	4,74%	5,14%	4,93%
$DTT_{P95\%}$	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
$DTT_{395\%}$	1,76%	1,48%	1,73%	1,50%	1,44%	1,37%

Fonte: *Autoria própria (2019)*.

Conforme o apresentado na Tabela 14, nenhum indicador de distorção harmônica total de tensão (categorias pares, ímpares e múltiplas de 3) apresentou violações dentro da normativa do Módulo 8 do PRODIST. Ao decorrer das três semanas analisadas, verificou-se que o $DTT_{I95\%}$ manteve-se abaixo da faixa limite de 7,5%, enquanto o indicador $DTT_{395\%}$ manteve-se dentro do limite de 6,5% em todas os períodos considerados. Nenhum valor mensurável de distorção harmônica de ordem par foi registrada pelo analisador ao longo das três semanas de estudo, acarretando no resultado apresentado para o indicador $DTT_{P95\%}$, situando-se abaixo do limite de 2,5%.

5.6 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

Considerando o fato que o conceito de Fator de Desequilíbrio de tensão de uma instalação está vinculado ao sistema trifásico e o sistema em questão se trata de um sistema monofásico a dois fios, constituído por um inversor de frequência conectado às duas fases da instalação elétrica do Escritório Verde, fora necessário a definição de uma metodologia alternativa para abordar esta métrica para fins de análise do presente trabalho. A variação média de tensão foi resultado do cálculo da diferença dos valores de tensão obtidos em cada amostra com média, para cada fase do sistema.

Ao indicador alternativo para a variação de tensão aplicou-se a denominação de Variação Média de Tensão, que é representada pela abreviatura VMT. A Tabela 15 apresenta as variações médias de tensão, em percentil 95%, do indicador alternativo para cada fase do sistema ao longo dos três períodos de análise.

Tabela 15: Variação Média de Tensão das fases A e B.

	Primeira semana	Segunda semana	Terceira semana
$VMT_{A95\%}$	1,72 V	1,57 V	1,87 V
$VMT_{B95\%}$	2,30 V	2,56 V	2,35 V

Fonte: *Autoria própria (2019).*

A Tabela 16 apresenta as variações de tensão expressas em percentual médio de variação, para as três semanas consideradas.

Tabela 16: Variação Média de Tensão das fases A e B.

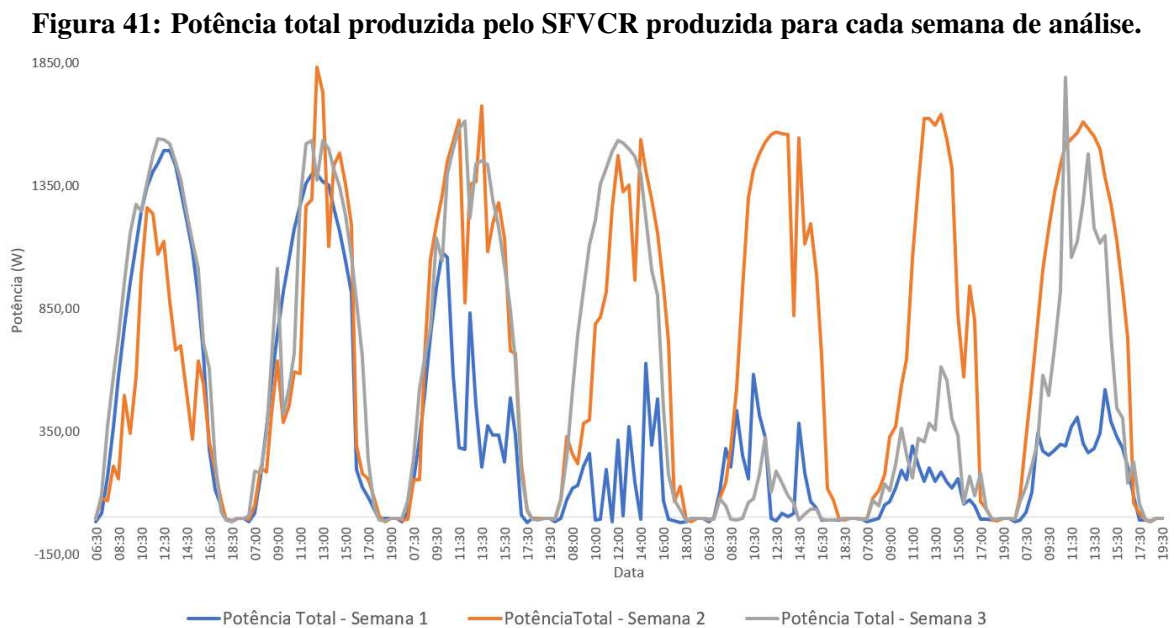
	Primeira semana	Segunda semana	Terceira semana
$VMT_{A95\%}$	1,33%	1,52%	1,44%
$VMT_{B95\%}$	1,81%	2,01%	1,84%

Fonte: *Autoria própria (2019).*

5.7 DADOS CLIMATOLÓGICOS DO PERÍODO DE ANÁLISE

As análises comparativas entre os resultados emitidos pelo analisador e as variáveis climatológicas das três semanas de avaliação são baseadas em dados coletados pela estação meteorológica do SIMEPAR, localizada no câmpus Politécnico da Universidade Federal do Paraná, no bairro Jardim das Américas, em Curitiba, nas coordenadas 25,4481° Sul e 49,2303° Oeste. Desta estação, obteve-se dados de precipitação, irradiância global no plano horizontal, temperatura ambiente, umidade relativa e velocidade do vento, em coletas uniformes com periodicidade de 15 minutos entre cada aquisição.

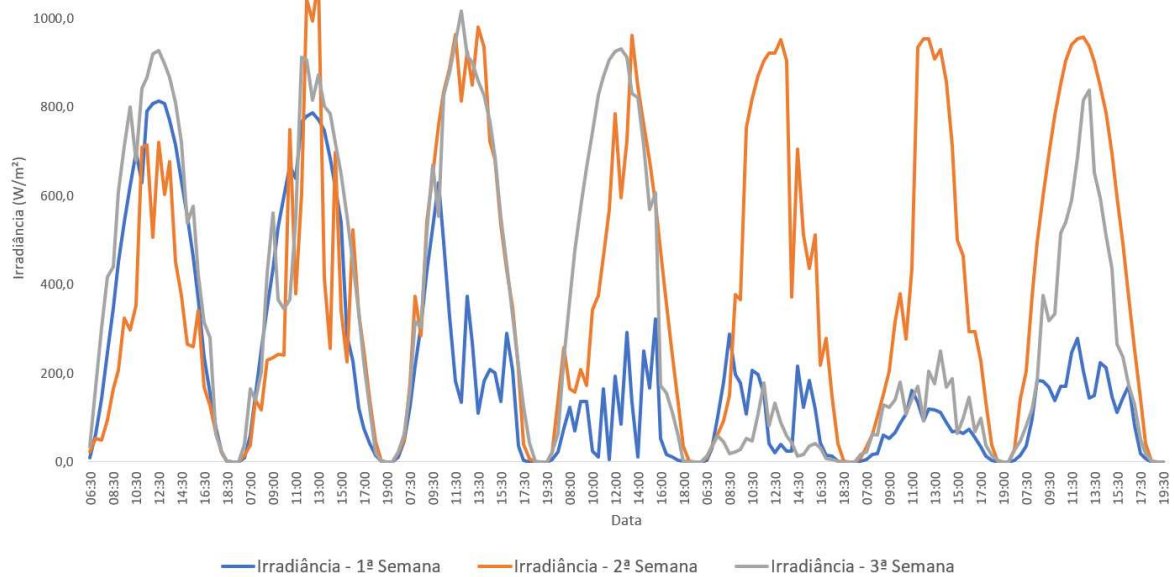
A Figura 41 ilustra graficamente a potência trifásica registrada ao longo das três semanas de análise, considerando apenas o período útil de produção de energia por parte do SFVCR do EV, definido entre as 06:30 e as 19:30, em intervalos regulares de 30 minutos entre cada registro.



Fonte: *Autoria própria (2019).*

A Figura 42 ilustra a irradiância total incidente no plano global horizontal na estação meteorológica do SIMEPAR de Curitiba, durante as três semanas de análise, durante o horário útil descrito previamente.

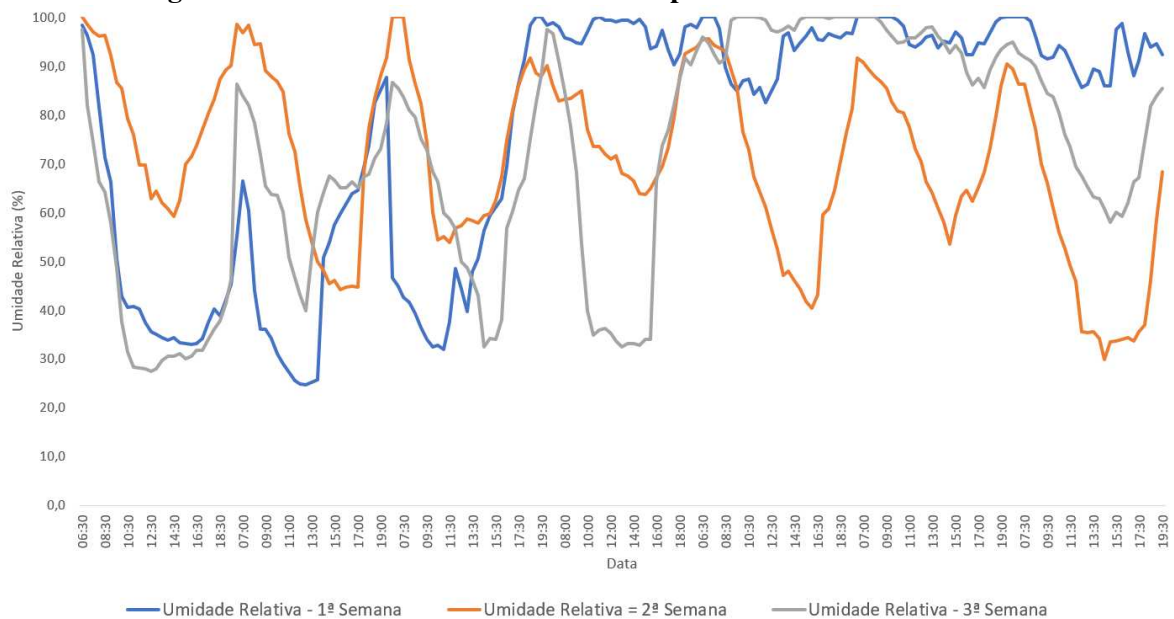
Figura 42: Irradiância em Curitiba para cada semana de análise.



Fonte: *Autoria própria (2019).*

A umidade relativa registrada durante horário útil de produção de energia elétrica no sistema fotovoltaico do Escritório Verde, ao longo das três semanas de análise, é observável na Figura 43.

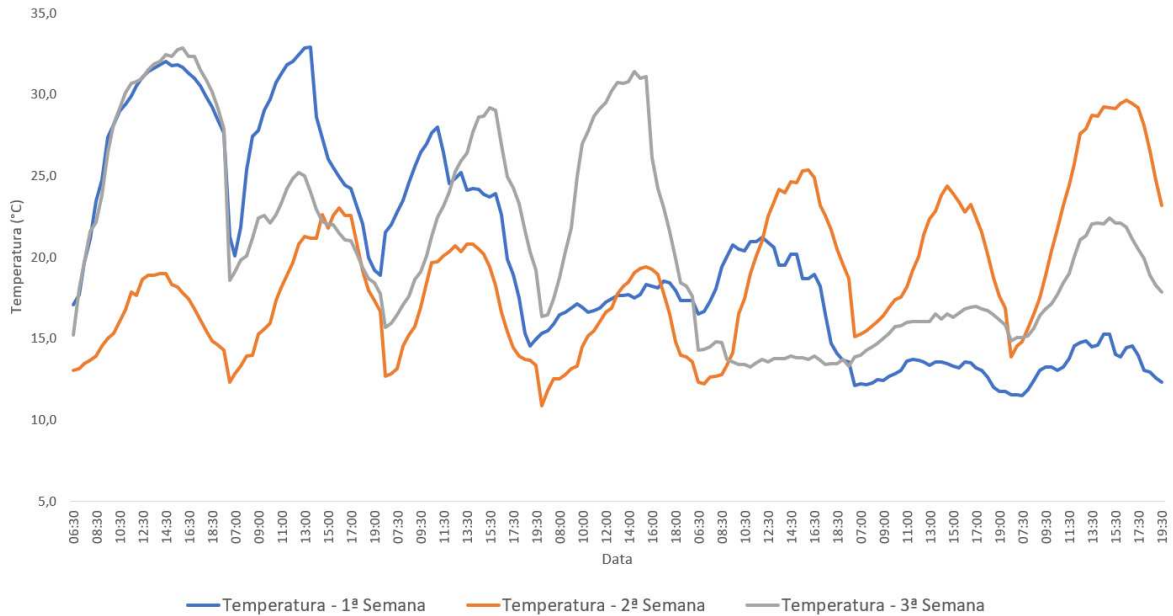
Figura 43: Umidade Relativa em Curitiba para cada semana de análise.



Fonte: *Autoria própria (2019).*

A temperatura média registrada durante os períodos considerados no estudo, em intervalos regulares de 30 minutos, é ilustrada na Figura 44.

Figura 44: Temperatura Ambiente em Curitiba para cada semana de análise.



Fonte: *Autoria própria (2019).*

Os valores médios de tensão nas fases A e B, distorção harmônica e de frequência de operação da instalação elétrica do EV foi calculada para o dia inteiro (00:00 às 23:59) das três semanas de análise. A Tabela 17 apresenta os valores médios associados à primeira análise.

Tabela 17: Média dos índices de QEE da primeira semana.

U_A (V)	U_B (V)	U_{AB} (V)	DHT_A (%)	DHT_B (%)	f_A (Hz)	f_B (Hz)
129,84	127,35	222,73	3,83	3,66	59,96	59,96

Fonte: *Autoria própria (2019).*

A Tabela 18 apresenta o desvio padrão das variáveis consideradas para a primeira semana de análise.

Tabela 18: Desvio padrão dos índices de QEE da primeira semana.

U_A (V)	U_B (V)	U_{AB} (V)	DHT_A (%)	DHT_B (%)	f_A (Hz)	f_B (Hz)
0,9242642	1,2743472	1,8156986	0,7328486	0,7514153	0,0189407	0,0189004

Fonte: *Autoria própria (2019)*.

As médias dos valores de tensão das fases, frequência de operação e distorção harmônica durante a segunda semana são apresentadas na Tabela 19.

Tabela 19: Média dos índices de QEE da segunda semana.

U_A (V)	U_B (V)	U_{AB} (V)	DHT_A (%)	DHT_B (%)	f_A (Hz)	f_B (Hz)
130,13	127,55	223,16	3,94	3,75	59,96	59,96

Fonte: *Autoria própria (2019)*.

A Tabela 20 apresenta o desvio padrão das variáveis consideradas para a segunda semana de análise. Nota-se que o desvio padrão da frequência mantêm-se estável na ordem de 0,02 Hz para ambas as fases do sistema.

Tabela 20: Desvio padrão dos índices de QEE da segunda semana.

U_A (V)	U_B (V)	U_{AB} (V)	DHT_A (%)	DHT_B (%)	f_A (Hz)	f_B (Hz)
1,0616466	1,4206516	2,0851337	0,5677492	0,5847935	0,0202466	0,0202444

Fonte: *Autoria própria (2019)*.

Analogamente às demais análises, as médias resultantes para a terceira semana de estudo são apresentadas na Tabela 21.

Tabela 21: Média dos índices de QEE da terceira semana.

U_A (V)	U_B (V)	U_{AB} (V)	DHT_A (%)	DHT_B (%)	f_A (Hz)	f_B (Hz)
130,10	127,69	223,25	3,93	3,75	59,96	59,96

Fonte: *Autoria própria (2019)*.

O desvio padrão das variáveis para a terceira análise é disposto na Tabela 22.

Tabela 22: Desvio padrão dos índices de QEE da terceira semana.

U_A (V)	U_B (V)	U_{AB} (V)	DHT_A (%)	DHT_B (%)	f_A (Hz)	f_B (Hz)
1,096796	1,3495398	2,0543608	0,682699	0,6995095	0,01853	0,0185482

Fonte: *Autoria própria (2019).*

No que consiste aos dados climatológicos, as médias de cada variável registrada são calculadas para o período compreendido entre as 06:30 e as 19:30 de cada dia, para cada semana de análise. A Tabela 23 apresenta as médias de cada variável climatológica registrada pela estação meteorológica do SIMEPAR e a irradiância total acumulada em cada dia de estudo da primeira semana.

Tabela 23: Médias das variáveis climatológicas da primeira semana.

Dia	Precipitação	Temp.	Umidade Rel.	Irradiância	Vel. Vento	Irradiação Total
1º	0,00mm	28,22°C	47,71%	414,98W/m ²	3,00m/s	5,49kWh/m ²
2º	0,00mm	26,44°C	49,87%	386,87W/m ²	2,93m/s	5,13kWh/m ²
3º	0,46mm	22,95°C	55,82%	206,97W/m ²	2,70m/s	2,74kWh/m ²
4º	0,32mm	17,22°C	96,99%	82,80W/m ²	2,29m/s	1,10kWh/m ²
5º	0,01mm	18,59°C	92,67%	98,92W/m ²	1,95m/s	1,31kWh/m ²
6º	0,04mm	12,92°C	96,87%	61,64W/m ²	2,10m/s	0,82kWh/m ²
7º	0,00mm	13,51°C	92,59%	125,27W/m ²	2,22m/s	1,66kWh/m ²

Fonte: *Autoria própria (2019).*

A Tabela 24 apresenta as médias de cada variável climatológica registrada pela estação meteorológica do SIMEPAR e a irradiância total acumulada em cada dia de estudo, para a segunda semana de análise.

Tabela 24: Médias das variáveis climatológicas da segunda semana.

Dia	Precipitação	Temp.	Umidade Rel.	Irradiância	Vel. Vento	Irradiação Total
1º	0,00mm	16,26°C	79,02%	284,30W/m ²	2,75m/s	3,77kWh/m ²
2º	0,00mm	18,49°C	70,96%	340,53W/m ²	1,48m/s	4,51kWh/m ²
3º	0,00mm	17,14°C	73,40%	494,51W/m ²	2,92m/s	6,55kWh/m ²
4º	0,00mm	15,69°C	76,84%	383,32W/m ²	2,73m/s	5,08kWh/m ²
5º	0,00mm	19,66°C	67,12%	444,46W/m ²	1,69m/s	5,89kWh/m ²
6º	0,00mm	19,64°C	74,11%	376,28W/m ²	2,68m/s	4,99kWh/m ²
7º	0,00mm	24,04°C	51,69%	525,38W/m ²	2,31m/s	6,97kWh/m ²

Fonte: *Autoria própria (2019).*

A Tabela 25 apresenta as médias de cada variável climatológica registrada pela estação meteorológica do SIMEPAR e a irradiância total acumulada em cada dia de estudo, para a terceira semana de análise.

Tabela 25: Médias das variáveis climatológicas da terceira semana.

Dia	Precipitação	Temp.	Umidade	Irradiância	Vel. Vento	Irradiação Total
1º	0,00mm	28,50°C	41,83%	500,27W/m ²	2,50m/s	6,63kWh/m ²
2º	0,00mm	21,62°C	64,91%	429,77W/m ²	3,41m/s	5,69kWh/m ²
3º	0,00mm	22,77°C	62,14%	486,86W/m ²	2,11m/s	6,45kWh/m ²
4º	0,08mm	24,67°C	60,29%	476,38W/m ²	2,65m/s	6,31kWh/m ²
5º	0,38mm	13,77°C	98,09%	42,50W/m ²	2,04m/s	0,56kWh/m ²
6º	0,07mm	15,86°C	94,52%	99,52W/m ²	1,51m/s	1,32kWh/m ²
7º	0,00mm	19,12°C	74,88%	329,63W/m ²	1,42m/s	4,37kWh/m ²

Fonte: *Autoria própria (2019).*

Objetivando-se o enriquecimento da análise comparativa entre os parâmetros registrados pelo analisador e as variáveis climatológicas obtidas nos períodos descritos, calculou-se o coeficiente de correlação de Pearson entre as informações obtidas. Tal coeficiente descreve o grau e o sentido da correlação entre duas variáveis de escala simétrica. Desta forma, é possível descrever a inter-dependência linear entre duas variáveis através de um coeficiente que assume valores entre -1 e 1, onde 1 se traduz em uma correlação perfeitamente positiva entre duas variáveis, -1 determina uma correlação perfeitamente negativa entre as mesmas e 0

significa que as duas variáveis não dependem linearmente uma da outra. A Equação 19 expressa o cálculo do coeficiente (MUKATA, 2012).

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} = \frac{Cov(X,Y)}{S_x S_y} \quad (19)$$

Na qual os termos x_1, x_2, \dots, x_n e y_1, y_2, \dots, y_n são os valores medidos das variáveis a serem correlacionadas, enquanto \bar{x} e \bar{y} representam as médias aritméticas de ambas as variáveis. A Equação 20 define o cálculo do desvio padrão de determinada variável, expressa pelo termo x .

$$S_x = \sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \quad (20)$$

A Equação 21 expressa o cálculo da covariância, que define o grau de interdependência entre duas variáveis (x e y), mas que não possui valores limitados em escala, limites estes que são estabelecidos pelo coeficiente de Pearson. Variáveis aleatórias que possuem covariância nula são descritas como sendo descorrelacionadas. Variáveis independentes são intrinsecamente descorrelacionadas. No entanto, duas variáveis podem não ser independentes e, outrossim, serem descorrelacionadas.

$$S_y = \frac{1}{n} \left[\sum_{i=1}^n x_i y_i - \frac{1}{n} \left(\sum_{i=1}^n x_i \right) \left(\sum_{i=1}^n y_i \right) \right] \quad (21)$$

As Tabelas 27, 29 e 31 apresentam as correlações de Pearson calculadas entre as variáveis de QEE registradas pelo analisador ao longo das três semanas e as variáveis climatológicas de precipitação, temperatura média e umidade relativa registradas pelo SIMEPAR para cada semana de estudo.

As Tabelas 28, 30 e 32 apresentam as correlações de Pearson dimensionadas entre os parâmetros de qualidade de energia elétrica do Escritório Verde e as variáveis climatológicas de irradiância global no plano horizontal e velocidade do vento, para as três semanas de análise. Nas tabelas em destaque, os indicadores explicitados são descritos, para a fase A, conforme a Tabela 26.

Tabela 26: Indicadores registrados pelo analisador RE6000.

Parâmetro	Descrição
V_A	Tensão na fase A
V_{AB}	Tensão entre as fases A e B
I_A	Corrente na fase A
P_A	Potência ativa na fase A
Q_A	Potência reativa na fase A
S_A	Potência aparente na fase A
FP_A	Fator de potência na fase A
P_{3F}	Potência ativa entregue pelo SFVCR às duas fases do EV
Q_{3F}	Potência reativa entregue pelo SFVCR às duas fases do EV
S_{3F}	Potência aparente entregue pelo SFVCR às duas fases do EV
DHT_{V_A}	Distorção harmônica total de tensão na fase A
DHT_{I_A}	Distorção harmônica total de corrente na fase A
f_A	frequência na fase A
FP_{3F}	Fator de potência associado às duas fases conectadas ao SFVCR

Fonte: *Autoria própria (2019).*

É importante frisar-se que os termos P_{3F} , Q_{3F} , S_{3F} e FP_{3F} referem-se às potência ativa, potência reativa, potência aparente e ao fator de potência relativos às duas fases existentes na instalação elétrica do Escritório Verde da UTFPR, respectivamente, e não a indicadores comumente registrados em instalações elétricas trifásicas, uma vez que o Escritório Verde da UTFPR conta com a limitação de possui apenas duas fases do sistema conectadas à rede da concessionária local.

Ressalta-se, também, que os indicadores de distorção harmônica de corrente, para ambas as fases do sistema, não são prescritos pela 10ª Revisão do Módulo 8 do PRODIST, tendo sido registros de maneira complementar ao estudo, prospectando-se a observação do comportamento do sistema quanto às distorções da onda fundamental de corrente do sistema fotovoltaico.

Tabela 27: Coeficientes de Pearson para as variáveis climatológicas na primeira semana.

Parâmetro	Precipitação (mm)	Temp. Média (°C)	Umidade Rel. (%)
V_A	0,115	0,337	-0,232
V_B	0,057	0,500	-0,429
V_{AB}	0,088	0,456	-0,364
I_A	-0,076	0,718	-0,718
I_B	-0,076	0,721	-0,720
P_A	-0,073	0,728	-0,723
P_B	-0,092	0,721	-0,720
Q_A	-0,094	0,651	-0,666
Q_B	0,050	-0,719	0,711
S_A	-0,086	0,730	-0,728
S_B	-0,087	0,729	-0,725
FP_A	-0,136	0,486	-0,510
FP_B	0,011	-0,034	0,047
P_{3F}	-0,083	0,726	-0,723
Q_{3F}	-0,099	-0,192	0,139
S_{3F}	-0,084	0,724	-0,722
DHT_{V_A}	0,008	-0,535	0,370
DHT_{V_B}	0,126	-0,572	0,453
DHT_{I_A}	0,168	-0,406	0,427
DHT_{I_B}	0,168	-0,452	0,469
f_A	-0,157	0,023	0,004
f_B	-0,154	0,026	0,003
FP_{3F}	0,013	-0,169	0,136

Fonte: *Autoria própria (2019).*

Na Tabela 27, observa-se a permanência de baixa correlação entre a precipitação e os parâmetros coletados pelo analisador. A temperatura e a umidade relativa apresentam interdependências consideráveis com a corrente, a potência e com as distorções harmônicas de corrente e tensão nas fases A e B do sistema.

Tabela 28: Coeficientes de Pearson para as variáveis climatológicas na primeira semana.

Parâmetro	Irradiância (W/m^2)	Vel. do Vento (m/s)
V_A	0,346	0,417
V_B	0,522	0,359
V_{AB}	0,473	0,411
I_A	0,973	0,480
I_B	0,974	0,483
P_A	0,983	0,497
P_B	0,986	0,465
Q_A	0,938	0,404
Q_B	-0,961	-0,519
S_A	0,984	0,483
S_B	0,986	0,481
FP_A	0,753	0,167
FP_B	-0,064	0,050
P_{3F}	0,986	0,482
Q_{3F}	-0,104	-0,291
S_{3F}	0,986	0,484
DHT_{V_A}	-0,285	-0,236
DHT_{V_B}	-0,442	-0,163
DHT_{I_A}	-0,620	-0,076
DHT_{I_B}	-0,667	-0,107
f_A	-0,059	0,054
f_B	-0,058	0,061
FP_{3F}	-0,240	-0,091

Fonte: *Autoria própria (2019).*

Uma vez que a produção de energia por parte do sistema fotovoltaico depende diretamente da irradiância incidente nos módulos fotovoltaicos, a existência de elevada correlação entre todas as variáveis associadas a potência e a corrente produzida pelo sistema à irradiância. A Tabela 28 mostra que a irradiância apresentou pouco impacto no fatos de potência do sistema do EV. Verifica-se, também, que a velocidade do vento teve pouco impacto direto nas variáveis de qualidade, apesar de apresentar correlação com a temperatura ambiente e, com isso, afetar os indicadores de qualidade de energia de forma indireta.

Tabela 29: Coeficientes de Pearson para as variáveis climatológicas na segunda semana.

Parâmetro	Precipitação (mm)	Temp. Média (°C)	Umidade Rel. (%)
V_A	0,000	0,499	-0,533
V_B	0,000	0,445	-0,535
V_{AB}	0,000	0,490	-0,556
I_A	0,000	0,466	-0,593
I_B	0,000	0,483	-0,609
P_A	0,000	0,484	-0,605
P_B	0,000	0,476	-0,605
Q_A	0,000	0,426	-0,564
Q_B	0,000	-0,483	0,598
S_A	0,000	0,484	-0,608
S_B	0,000	0,485	-0,610
FP_A	0,000	0,292	-0,452
FP_B	0,000	-0,270	0,383
P_{3F}	0,000	0,480	-0,605
Q_{3F}	0,000	-0,370	0,346
S_{3F}	0,000	0,479	-0,604
DHT_{V_A}	0,000	-0,241	0,168
DHT_{V_B}	0,000	-0,075	0,048
DHT_{I_A}	0,000	-0,286	0,427
DHT_{I_B}	0,000	-0,314	0,459
f_A	0,000	0,130	-0,106
f_B	0,000	0,133	-0,111
FP_{3F}	0,000	-0,242	0,204

Fonte: *Autoria própria (2019).*

Na segunda semana de análise, compreendida entre os dias 25 de setembro e 01 de outubro de 2019, não houve registros de chuvas, de maneira que os registros de precipitação foram nulos. Dessa forma, a correlação de Pearson, para esta semana, foi considerada nula para todos os parâmetros registrados pelo analisador de energia.

Tabela 30: Coeficientes de Pearson para as variáveis climatológicas na segunda semana.

Parâmetro	Irradiância (W/m^2)	Vel. do Vento (m/s)
V_A	0,597	0,253
V_B	0,643	0,101
V_{AB}	0,647	0,180
I_A	0,932	-0,036
I_B	0,936	-0,029
P_A	0,932	-0,031
P_B	0,935	-0,026
Q_A	0,917	-0,030
Q_B	-0,920	0,035
S_A	0,934	-0,030
S_B	0,935	-0,027
FP_A	0,762	0,016
FP_B	-0,611	-0,080
P_{3F}	0,934	-0,029
Q_{3F}	-0,376	0,027
S_{3F}	0,935	-0,032
DHT_{V_A}	-0,011	0,028
DHT_{V_B}	-0,160	0,170
DHT_{I_A}	-0,649	-0,047
DHT_{I_B}	-0,698	-0,049
f_A	0,099	0,053
f_B	0,119	0,038
FP_{3F}	-0,207	0,085

Fonte: *Autoria própria (2019).*

Embora na primeira semana de análise a correlação entre alguns dos parâmetros do analisador fossem consideradas substanciais, na segunda semana de análise, a velocidade do vento não impactou significativamente nenhum dos parâmetros, conforme observável na Tabela 30.

Tabela 31: Coeficientes de Pearson para as variáveis climatológicas na terceira semana.

Parâmetro	Precipitação (mm)	Temp. Média (°C)	Umidade Rel. (%)
V_A	-0,044	0,451	-0,448
V_B	-0,097	0,401	-0,430
V_{AB}	-0,074	0,440	-0,454
I_A	-0,189	0,652	-0,715
I_B	-0,190	0,659	-0,725
P_A	-0,180	0,663	-0,728
P_B	-0,192	0,654	-0,720
Q_A	-0,202	0,619	-0,679
Q_B	0,164	-0,663	0,729
S_A	-0,187	0,662	-0,727
S_B	-0,188	0,659	-0,725
FP_A	-0,214	0,500	-0,544
FP_B	0,115	-0,482	0,514
P_{3F}	-0,186	0,659	-0,725
Q_{3F}	-0,061	-0,330	0,365
S_{3F}	-0,188	0,657	-0,723
DHT_{V_A}	0,187	-0,600	0,608
DHT_{V_B}	0,254	-0,591	0,604
DHT_{I_A}	0,237	-0,390	0,424
DHT_{I_B}	0,249	-0,440	0,477
f_A	-0,020	0,174	-0,185
f_B	-0,009	0,176	-0,190
FP_{3F}	-0,053	-0,225	0,249

Fonte: *Autoria própria (2019).*

Na terceira semana de análise, em que houve registros significativos de precipitação em determinados dias da respectiva semana de análise, observa-se a persistência de baixa correlação entre a precipitação e a qualidade de energia elétrica do sistema fotovoltaico do Escritório Verde, de maneira semelhante ao denotado na primeira semana de estudo. Na segunda análise, em virtude da ausência de chuvas no período concebido, não é possível registrar conclusões a respeito de seu impacto no SFVCR estudado.

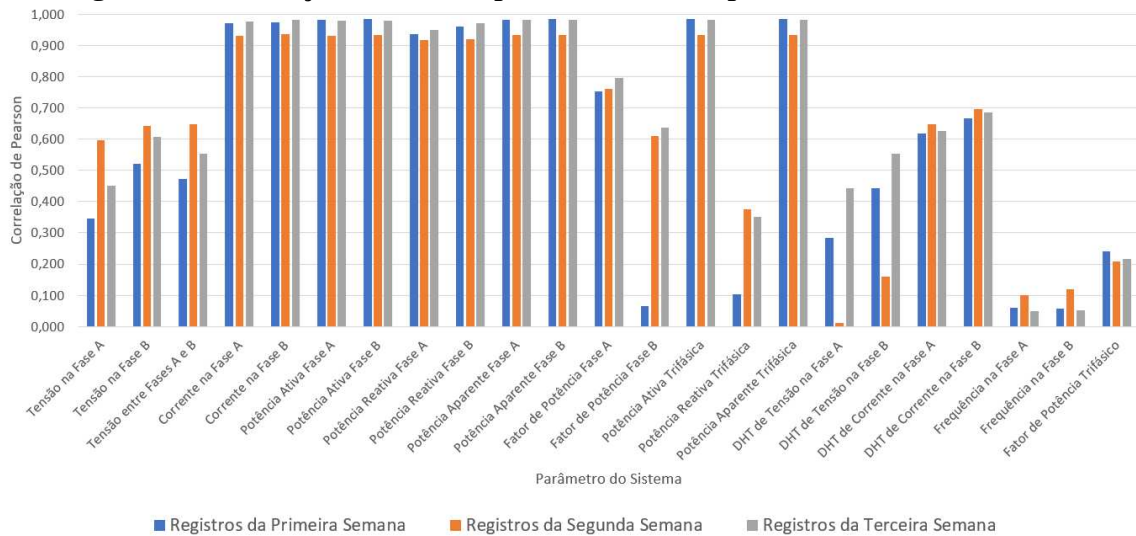
Tabela 32: Coeficientes de Pearson para as variáveis climatológicas na terceira semana.

Parâmetro	Irradiância (W/m^2)	Vel. do Vento (m/s)
V_A	0,450	0,206
V_B	0,607	0,228
V_{AB}	0,553	0,226
I_A	0,978	0,321
I_B	0,982	0,325
P_A	0,981	0,329
P_B	0,981	0,321
Q_A	0,950	0,297
Q_B	-0,971	-0,331
S_A	0,982	0,325
S_B	0,982	0,325
FP_A	0,798	0,238
FP_B	-0,638	-0,177
P_{3F}	0,982	0,325
Q_{3F}	-0,353	-0,198
S_{3F}	0,982	0,325
DHT_{V_A}	-0,442	-0,344
DHT_{V_B}	-0,554	-0,259
DHT_{I_A}	-0,626	-0,162
DHT_{I_B}	-0,685	-0,185
f_A	0,048	0,154
f_B	0,052	0,158
FP_{3F}	-0,216	-0,189

Fonte: *Autoria própria (2019).*

Os valores absolutos dos coeficientes de correlação de Pearson dimensionadas entre cada variável registrada pelo analisador de energia instalado no Escritório Verde, ao longo das três semanas de verificação, e a irradiância global no plano horizontal incidente na cidade de Curitiba, no mesmo período, são apresentados no gráfico de barras da Figura 45. Para a demonstração gráfica, foram utilizados os valores absolutos (módulos) das correlações descritas nas tabelas previamente apresentadas.

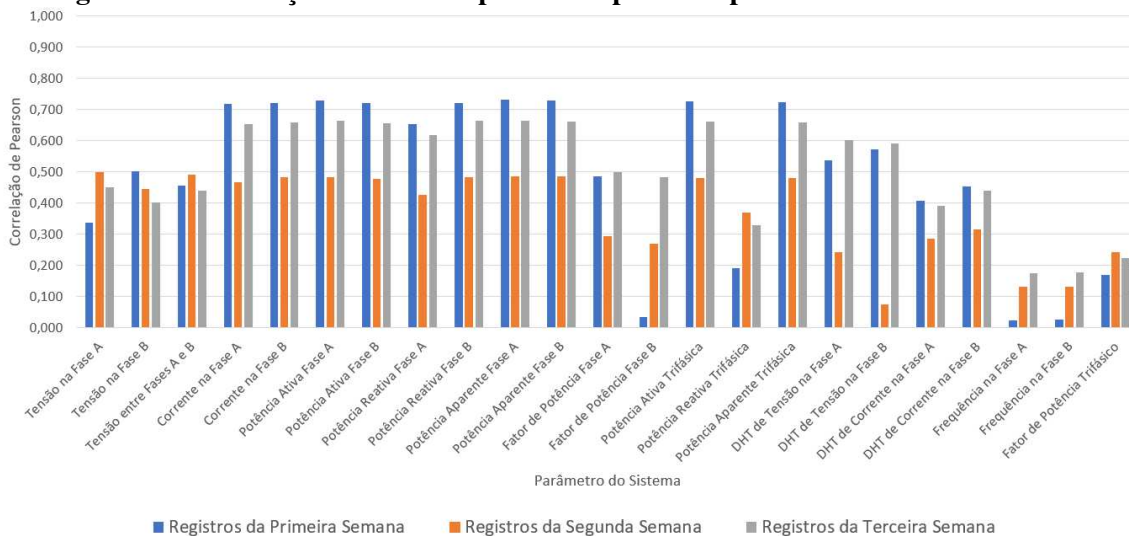
Figura 45: Correlação de Pearson para a irradiância para as 3 semanas de análise.



Fonte: *Autoria própria (2019).*

Considerando-se a análise da correlação das variáveis climatológicas com os indicadores de qualidade de energia elétrica, observou-se relevância considerável do impacto da temperatura na operação do sistema fotovoltaico. A Figura 46 apresenta os valores absolutos das correlações da temperatura média em cada semana de análise com cada variável registrada pelo analisador de energia.

Figura 46: Correlação de Pearson para a temperatura para as 3 semanas de análise.

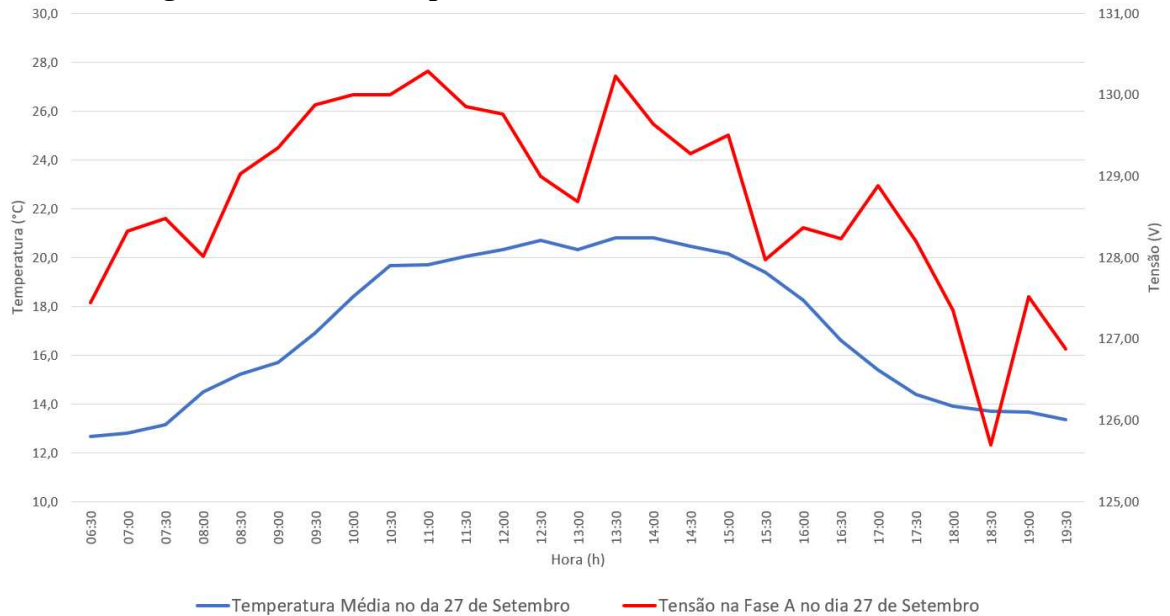


Fonte: *Autoria própria (2019).*

A Figura 47 apresenta um gráfico comparativo entre a irradiância no plano global

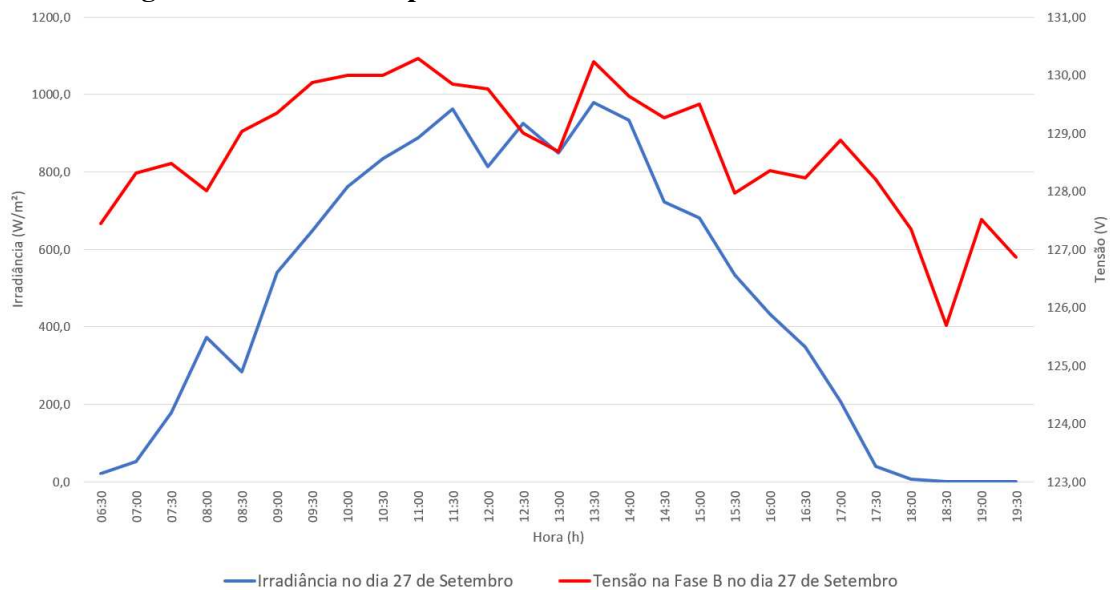
horizontal para o município de Curitiba e a tensão registrada na fase A do sistema elétrico do EV para o dia 27 de setembro de 2019. A Figura 48 apresenta um gráfico análogo, aplicado à tensão da fase B.

Figura 47: Gráfico comparativo entre a irradiância e a tensão na fase A.



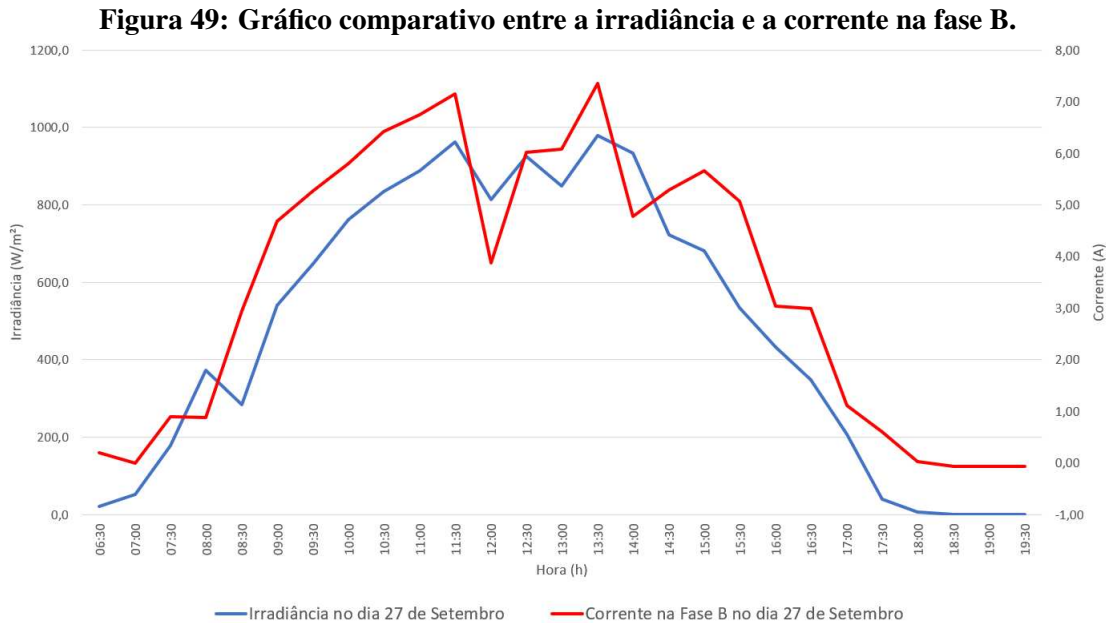
Fonte: *Autoria própria (2019).*

Figura 48: Gráfico comparativo entre a irradiância e a tensão na fase B.



Fonte: *Autoria própria (2019).*

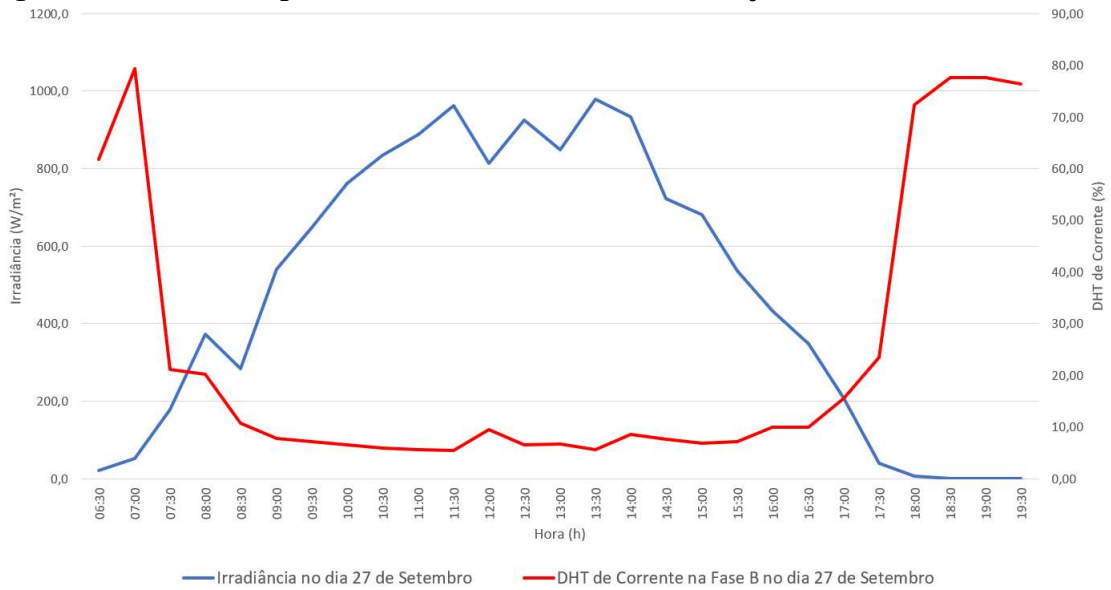
A Figura 49 apresenta um gráfico relativo ao dia 27 de setembro de 2019, em que as variáveis de irradiância em Curitiba e a corrente elétrica gerada pelo sistema fotovoltaico na fase B são ilustradas.



Fonte: *Autoria própria (2019).*

Um gráfico comparativo entre a distorção harmônica total de corrente na fase B e a irradiância incidente no plano global horizontal da cidade de Curitiba é apresentado na Figura 50, variáveis que são inversamente correlacionadas. Observa-se que, quanto mais baixa a produção de energia pelo sistema fotovoltaico, em decorrência da baixa irradiância incidente, maior é a distorção harmônica de corrente proporcional ao seu valor nominal.

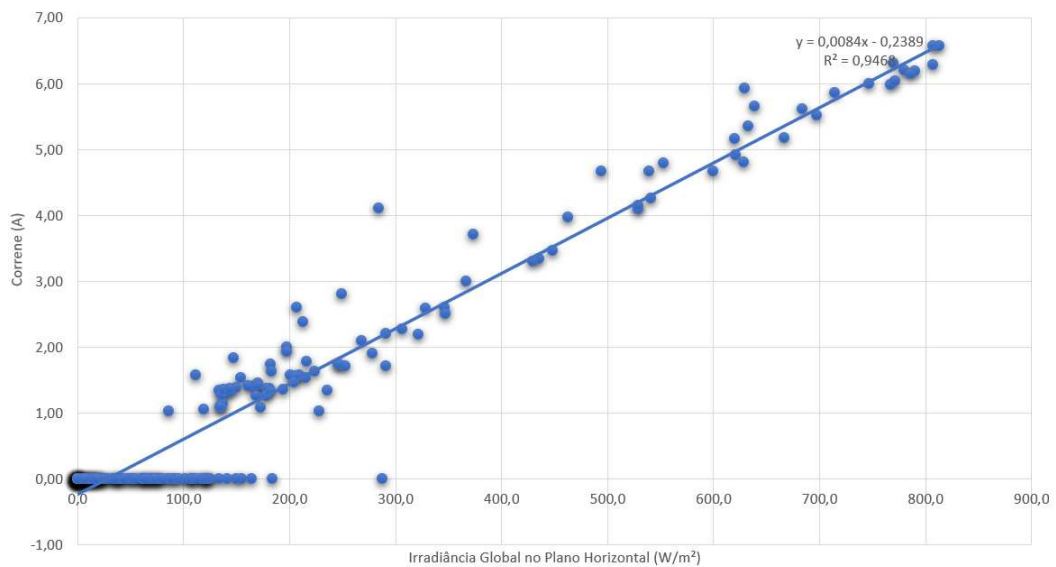
Figura 50: Gráfico comparativo entre a irradiância e a distorção harmônica total na fase B.



Fonte: *Autoria própria (2019).*

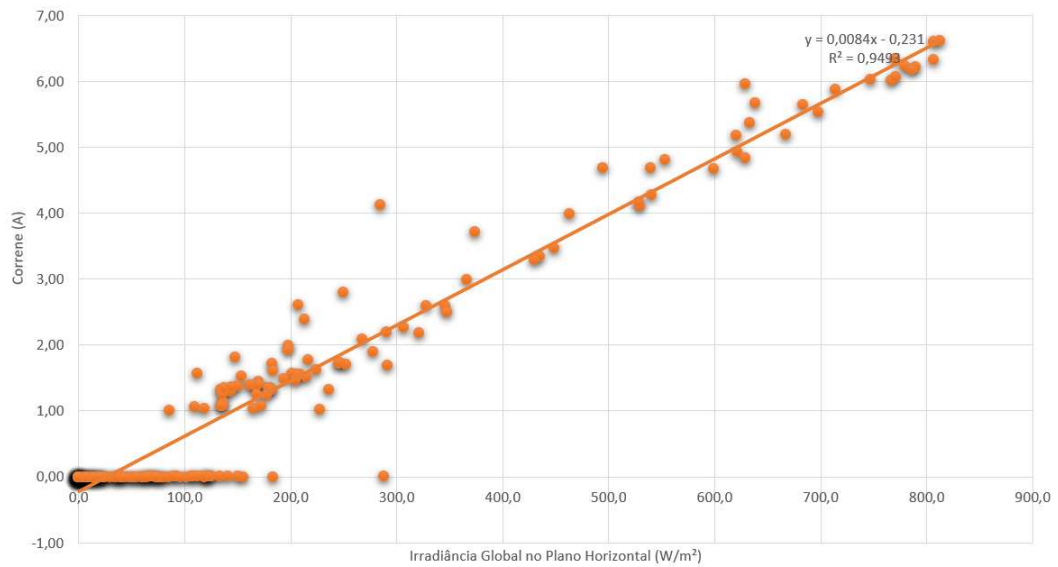
Prospectando uma análise mais aprofundada da correlação entre a irradiância e o valor nominal de corrente nas duas fases do sistema elétrico do EV registradas, gráficos de dispersão entre as variáveis em questão foram elaborados, ilustrados nas Figuras 51 e 52.

Figura 51: Gráfico de dispersão entre a corrente na fase A e a irradiância.
Corrente na Fase A - 1ª Semana



Fonte: *Autoria própria (2019).*

Figura 52: Gráfico de dispersão entre a corrente na fase B e a irradiância.
Corrente na Fase B - 1ª Semana



Fonte: *Autoria própria (2019).*

Nota-se que, apesar da elevada correlação numérica de Pearson obtida, é aferível a existência de dispersões consideráveis entre as variáveis consideradas, principalmente em pontos relativos ao estado de baixa produção de energia elétrica por parte do sistema fotovoltaico do Escritório Verde.

5.8 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

O presente capítulo sintetizou os resultados obtidos da análise de qualidade de energia elétrica realizada nas instalações de Escritório Verde da UTFPR, câmpus Curitiba, entre os dias 16 de setembro e 08 de outubro de 2019. Cada variável considerada na análise foi abordada individualmente, comparando os resultados obtidos com os valores estatísticos pautados pela 10ª Revisão do Módulo 8 do PRODIST, procedimentos aplicáveis às redes de distribuição adotados pela ANEEL no controle do sistema elétrico de potência.

Em complemento ao estudo, os resultados obtidos foram sumariamente comparados às condições climatológicas do período de análise, dispondo-se, para este fim, do uso da base de dados meteorológicos e radiométricos fornecidos pelo SIMEPAR. As análises comparativas permitiram a definição, com precisão relativa, do grau de impacto das condições climáticas nos índices de qualidade de energia elétrica do sistema fotovoltaico do Escritório Verde, através da exposição dos coeficientes de correlação de Pearson para cada dado amostrado pelo analisador ao longo das três semanas de análise.

Valores gerais registrados nos relatórios resumidos emitidos pelo sistema da Embrasul, para cada semana, podem ser verificados na seção de apêndices do corrente trabalho, nos quais as principais métricas do sistema são registradas em médias para períodos determinados do dia, nos horários de ponta, compreendido entre as 18:00 e as 21:00, fora de ponta, compreendido entre as 06:00 e as 18:00 e entre as 21:00 e as 24:00, e reservado, entre as 00:00 e as 06:00.

6 CONCLUSÃO

Através da descrição detalhada dos fenômenos observados por meio da análise dos resultados dos registros de qualidade de energia elétrica relativa ao Escritório Verde da UTFPR, verifica-se que não há transgressões significativas aos limites definidos pelo Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional da ANEEL, quanto às relações de tensão de operação em regime permanente, frequência de operação, distorção harmônica e fator de potência. Isto pode ser reafirmado pela análise de três semanas do perfil de operação da instalação elétrica do local.

Apesar dos parâmetros de QEE descritos neste estudo não serem impactados exclusivamente pelo sistema fotovoltaico conectado à rede do EV, as informações coletadas asseguram que não se observou impactos indesejáveis da operação do sistema no ponto de conexão com o sistema elétrico da concessionária da energia.

Como parte integrante do estudo, buscou-se aferir o grau de distorção ocasionada no sistema devido à intermitência meteorológica, considerando índices destacados em grau de importância considerando a bibliografia existente sobre o assunto. Para isso, os dados coletados pelo analisador e obtidos do SIMEPAR foram normalizados em periodicidade de 30 minutos entre cada registro, delimitados ao horário útil de operação do sistema fotovoltaico e, sequencialmente, a correlação matemática entre cada parâmetro foi obtida de maneira a se observar a inter-dependência entre elas de maneira nítida.

Concluiu-se, através da análise, que o impacto da precipitação e da umidade relativa sobre a qualidade de energia foi relativamente pequeno. O impacto da velocidade do vento na cidade de Curitiba foi desprezível, o que pode ser justificado pela localização do sistema fotovoltaico, na região central da cidade, onde, por conta da elevada densidade de construções, a velocidade do vento à altura dos módulos é severamente reduzida.

Em contrapartida, a temperatura ambiente e, em especial, a irradiância, apresentaram um grau considerável de correlação de Pearson com vários parâmetros do sistema. A Tabela 33 apresenta a correlação de Pearson entre a irradiância e alguns dos índices de maior destaque.

Tabela 33: Correlação de Pearson entre a Irradiância e os parâmetros

Parâmetros	Primeira semana	Segunda semana	Terceira semana
V_A	0,346	0,597	0,450
V_B	0,522	0,643	0,607
FP_A	0,753	0,762	0,798
FP_B	-0,064	-0,611	-0,638
DHT_{V_A}	-0,285	-0,011	-0,442
DHT_{V_B}	-0,442	-0,160	-0,554
DHT_{I_A}	-0,620	-0,649	-0,626
DHT_{I_B}	-0,667	-0,698	-0,685

Fonte: *Autoria própria (2019).*

No que se diz respeito às sugestões de trabalhos futuros que envolvem o tema abordado no presente trabalho, destaca-se o desenvolvimento de um sistema de análise de QEE de baixo custo, acessíveis a entusiastas e profissionais da linha de estudo, que seja capaz de atender aos requisitos da ANEEL. Outra proposição válida consiste na análise da influência de um banco de baterias no sistema abordado, visto que no contexto atual existem diversas pesquisas e produtos comerciais (TESLA, 2019) que respondem às perguntas levantadas sobre a eficiência que a energia fotovoltaica fornece em comparação com a matriz energética atual disposta pelos países.

Ao generalizar-se a abordagem da potência gerada pelos painéis, o estudo da aplicação deste método de captação de energia natural aplicada em meios de transporte também seria pertinente, como é o caso da aviação (IMPULSE, 2016), em que diversas iniciativas já aplicam a potência gerada pelo método e são comprovadamente sustentáveis, quando aplicadas em situações específicas.

No que tange ao âmbito da geração distribuída e da comercialização de energia elétrica, são pertinentes os estudos de métodos com os quais as concessionárias de energia elétrica poderão implementar ou baratear o monitoramento e o controle da qualidade de energia elétrica no sistema elétrico de distribuição, especialmente no ambiente urbano onde, devido à popularização dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, o impacto da geração distribuída frente à geração centralizada poderá afetar substancialmente a qualidade da energia acessível às indústrias, domicílios e comércios.

REFERÊNCIAS

- ABILIO, A. A.; SANCHES, R. S.; SALGADO, R. O. Limitações e potenciais energéticos. **Revista de divulgação do Projeto Universidade Petrobras e Instituto Federal Fluminense**, p. 139–150, 2010. Acesso em 09 nov. 2018. Disponível em: <<http://www.essentiaeditora.iff.edu.br/index.php/BolsistaDeValor/article/viewFile/1807/985>>.
- ABNT. **ABNT 10899: Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia**. 2006.
- ANEEL. **Resolução Normativa n 482 ,de 17 de abril de 2012**. 2012. Acesso em 27 mai. 2019. Disponível em: <www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>.
- ANEEL. **Distorções Harmônicas, Desequilíbrio de Tensão, Flutuações de Tensão e Variações de Tensão de Curta Duração**. 2014. Acesso em: 27 de nov. de 2019. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos_i>.
- ANEEL. **Regulamentos e normas nacionais e internacionais e principais pesquisas já realizadas no Brasil e no exterior**. 2014. Acesso em: 27 de nov. de 2019. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos_i>.
- ANEEL. **ANEEL amplia possibilidades para micro e minigeração distribuída**. 2015. Acesso em 27 mai. 2019. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8955id>.
- ANEEL. **Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024**. Maio 2015. Acesso em 30 mai. 2019. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696>>.
- ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 8. Revisão 10 - Resolução Normativa 794/2017**. 2017. Acesso em 27 mai. 2019. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9>.
- BRASIL, G. do. **ENERGIA renovável representa mais de 42% da matriz energética brasileira**. 2015. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/meio-ambiente/2015/11/energia-renovavel-representa-mais-de-42-da-matriz-energetica-brasileira>>.
- BUHLER, A. J. **Determinação de parâmetros fotovoltaicos a partir de ensaios de curvas características sem iluminação**. 2007. 30 p. Disponível em: <<https://lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/10621/000598650.pdf>>.
- CARLETTE, L. P. **Comparação de algoritmos de máxima potência para carregamento de baterias em sistemas fotovoltaicos**. 2015. Disponível em: <<http://www.gesep.ufv.br/wp-content/uploads/Luan-2015.pdf>>.

CARNEIRO, J. **Módulos fotovoltaicos características e associações**. 2010. Disponível em: <https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16961/1/M%C3%B3dulos%20Fotovoltaicos_Caracteristicas%20e%20Associa%C3%A7%C3%B5es.pdf>.

CORRÊA, F. I. M. **Estudo de um sistema de distribuição com enfoque na qualidade da energia elétrica**. 2007.

DELGADO, J. D. B.; SARAIVA, P. A.; ALMEIDA, A. T. de. **A Qualidade da energia elétrica na atualidade e o uso de novas tecnologias reparadoras**. 1997.

DOMIJAN, A.; HEYDT, G. T.; MELIOPOULOS, A. P. S.; VENKATA, S. S.; WEST, S. **Directions of research on electric power quality**. 2001. Acesso em: 27 de nov. de 2019. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/180365/authorsauthors>>.

EMBRASUL. **Analizador de Energia RE6000**. 2015. Acesso em 11 out. 2019. Disponível em: <http://www.embrasul.com.br/painel/pdf/Catálogo_RE6000_v05r00_ptHR.pdf>.

EPRI. 2017. Acesso em: 27 de nov. de 2019. Disponível em: <<https://www.epri.com/about/epri?lang=en-US>>.

GRANDI, A. L.; SIQUEIRA, M. J. **Capítulo XI – Modelo de relatório de qualidade da energia elétrica atendendo aos Procedimentos de Distribuição (PRODIST)**. 2012. Disponível em: <http://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2012/11/Ed81_fasc_distribuicao_cap9.pdf>.

GURU, E. **COURSE 6EE5A**. 2018. Acesso em: 27 de out. de 2019. Disponível em: <<https://www.electrical-guru.com/subject.aspx?id=3&code=6EE5A>>.

GUZMAN, G. V.; PANFILO, M. R.; SOSA-ZúñIGA, J. M. High efficiency single-phase transformer-less inverter for photovoltaic applications. **Ingeniería, Investigación y Tecnología**, 2015.

HESKES, P. J. M.; ENSLIN, J. H. R. Power quality behaviour of different photovoltaic inverter topologies. In: **PCIM-2003, Nürnberg**. 2003.

HINCAPIÉ, C. O. **Análise do comportamento de uma associação em série de diferentes módulos fotovoltaicos em um sistema conectado à rede**. 2015. 21 p. Disponível em: <<https://lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/132622/000981810.pdf>>.

IEA. **International Energy Agency. World Energy Outlook 2017**. 2017. Disponível em: <<http://www.iea.org/weo2017/>>.

IMPULSE, S. 2016. Acesso em: 27 de nov. de 2019. Disponível em: <<http://info.solarimpulse.com>>.

KYOCERA. 2012. Disponível em: <<https://www.kyocerasolar.com/dealers/product-center/archives/spec-sheets/KD210GX-LP.pdf>>.

MAIA, R. M. **Caracterização das Variações de Tensão de Curta Duração e seus Impactos em uma Planta da Indústria Alimentícia**. 2011.

MARANGONI, F. **Inversores Monofásicos para Conexão de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 2012. 103 p.

MEHL, E. L. M. **Qualidade de Energia Elétrica**. 2012.

MUKATA, M. M. A guide to appropriate use of correlation coefficient in medical research. **Malawi Medical Journal**, 2012.

OLIVIERI, M. M. de A.; LIMA, A. A. N.; BORGES, E. uis de P.; CARVALHO, C. M. de. Comparação entre dois tipos de sistemas fotovoltaicos individuais para eletrificação rural. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 2, n. 1, p. 29–40, Julho 2011.

ONS. **NT 009/2016: Instruções para realização de estudos e medições de QEE relacionados aos novos acessos à rede básica para parques eólicos, solares e consumidores livres**. 2016. Acesso em 11 mai. 2018. Disponível em: <http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONSNT0009-2016_Rev2-InstrEstudos-Medicao_QEE_Acesso_RB.pdf>.

PEREIRA, E. B.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. de; MARTINS, F. R.; RUTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M. **Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2. ed.** LABREN (Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia) / CCST (Centro de Ciência do Sistema Terrestre) / INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), 2017. 88 p. ISBN 978-85-17-00089-8. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html>.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito (CRESESB), Grupo de Trabalho de Energia Solar (GTES), 2014. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/downloads/livro-manual-de-engenharia-sistemas-fotovoltaicos-2014.pdf>>.

PVPOWERED. **PV Grid-tied Residential Inverter and Integrated AC/DC Disconnect, Installation Operation Manual**. 2012.

REN21. **Renewable 2018: Global Status Report**. 2018. Acesso: 08 out. 2018. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_final_.pdf>.

ROCHA, J. E. **Qualidade da Energia Elétrica**. 2016.

ROSENTINO, A. J. P.; GONDIM, I. N.; BERNARDES, V. A. Distúrbios de qualidade de energia elétrica. p. 6, 2005.

RUTHER, R. **Edifícios Solares Fotovoltaicos**. Universidade Federal de Santa Catarina, Laboratório de Energia Solar (LABSOLAR), Departamento de Engenharia Mecânica, 2004.

SILVA, F. S. **Modelo de Formação de Preços para os Serviços Ancilares de Reserva**. 2005. 125 p.

SILVA, F. S. Utilização de recursos de compensação reativa de indústrias no controle de tensão de sistemas elétricos. 2007.

TESLA, E. M. 2019. Acesso em: 27 de nov. de 2019. Disponível em: <<https://www.tesla.com/powerwall>>.

TIEPOLO, G. M. **A Energia Solar e o Potencial Fotovoltaico do Estado do Paraná**. 2015. Acesso em: 25 mai. 2019. Disponível em: <<http://iep.org.br/iep/wp-content/uploads/2015/09/Energia-Solar-e-Potencial-Fotovoltaico-do-Estado-do-Paran%C3%A1-IEP.pdf>>.

TIEPOLO, G. M.; JR, O. C.; JR, J. U.; VIANA, T.; PEREIRA, E. B. Comparação dentre o potencial de geração fotovoltaica no estado do paraná com alemanha, itália e espanha. **V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife**, 2014.

TOLMASQUIM, M. T. **Fontes Renováveis de Energia no Brasil**. Brasil: Editora Interciência, 2003.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2016. Acesso: 25 mai. 2019. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/livro-sobre-energia-renovavel-hidraulica-biomassa-eolica-solar-oceanica>>.

TONIN, F. S. **Caracteriza o de sistemas fotovoltaicos conectados   rede elétrica, na cidade de Curitiba**. 2017. 131 p. Disponível em: <<https://drive.google.com/file/d/0B9uCAMDD9bvbY1Q1a2E2amh6YWc/view>>.

URBANETZ, J.; CAMPOS, H. M. V. D. B.; MANRIQUE, A. K. R.; JUNIOR, E. F. C.; TIEPOLO, G. M. Fatores que interferem na produtividade de sistemas fotovoltaicos conectados   rede elétrica. In: PROGRAMA DE P S-GRADUA O EM ENGENHARIA CIVIL (PPGEC) - UTFPR. **Solar Cities Congress, Buenos Aires**. 2014.

URBANETZ, J.; RUTHER, R. **Qualidade de energia elétrica e o funcionamento de inversores de sistemas fotovoltaicos conectados   rede**. 2011. Acesso em: 27 de nov. de 2019. Disponível em: <<http://labens.ct.utfpr.edu.br/wp-content/uploads/2016/06/URBANETZ-e-RUTHER-RBENS-2011.pdf>>.

VACCARO, G. L. R.; MARTINS, J. C.; MENEZES, T. M. Análise estatística da qualidade de níveis de tensão em sistemas de distribui o de energia elétrica. p. 539–552, 2011.

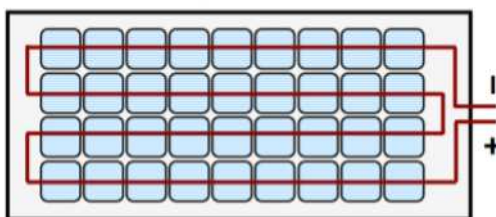
VIANA, T. de S. **Potencial de Gera o de Energia Elétrica com Sistemas Fotovoltaicos com Concentrador no Brasil**. 2010. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC, Programa de Pós-Gradua o em Engenharia Civil - PPGEC, 2010.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplica es - Sistemas Isolados e Conectados   Rede**. 2. ed. São Paulo, Editora Érica, 2012.

APÊNDICE A – ASSOCIAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Segundo Carneiro (2010), a potência máxima gerada por uma única célula fotovoltaica geralmente não ultrapassa o valor de 3 W, o que é insuficiente para a maioria das aplicações reais. Visto isso, as células são, normalmente, agrupadas em módulos fotovoltaicos, conforme mostrado na Figura 53.

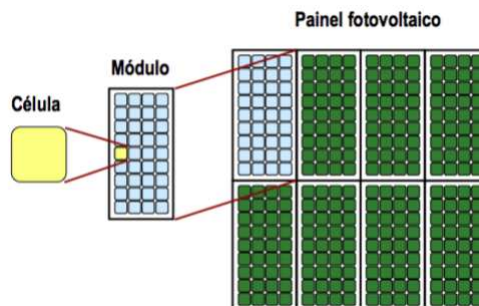
Figura 53: Módulo fotovoltaico composto por 36 células fotovoltaicas em série.



Fonte: (CARNEIRO, 2010).

Analogamente, o agrupamento de vários módulos fotovoltaicos é denominado de painel fotovoltaico. Sendo assim, tem-se a hierarquização dos componentes: um aglomerado de células fotovoltaicas formam um módulo, e uma conexão de vários módulos constituem um painel fotovoltaico, demonstrado na Figura 54.

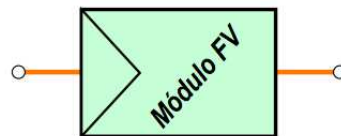
Figura 54: Hierarquia dos componentes de um painel fotovoltaico.



Fonte: (CARNEIRO, 2010).

Os agrupamentos de módulos fotovoltaicos, previamente descritos, têm como finalidade amplificar a potência máxima produtível, cujas conexões podem ser realizadas em série (conforme a Figura 7), em paralelo ou mista, possibilitando a obtenção de diferentes valores de corrente e tensão (CARNEIRO, 2010). O símbolo comumente utilizado para representar um módulo fotovoltaico é apresentado na Figura 55.

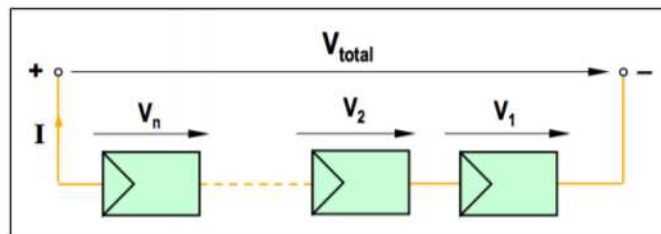
Figura 55: Simbologia de um módulo fotovoltaico.



Fonte: (CARNEIRO, 2010).

A associação em série de módulos é, geralmente, denominada de fileira. Para minimizar a perda da potência máxima do painel, é importante ressaltar que, nessa composição, devem ser utilizados módulos do mesmo tipo. A Figura 56 esquematiza um painel feito a partir de uma associação de módulos em série.

Figura 56: Esquematização de uma associação de módulos fotovoltaicos em série.



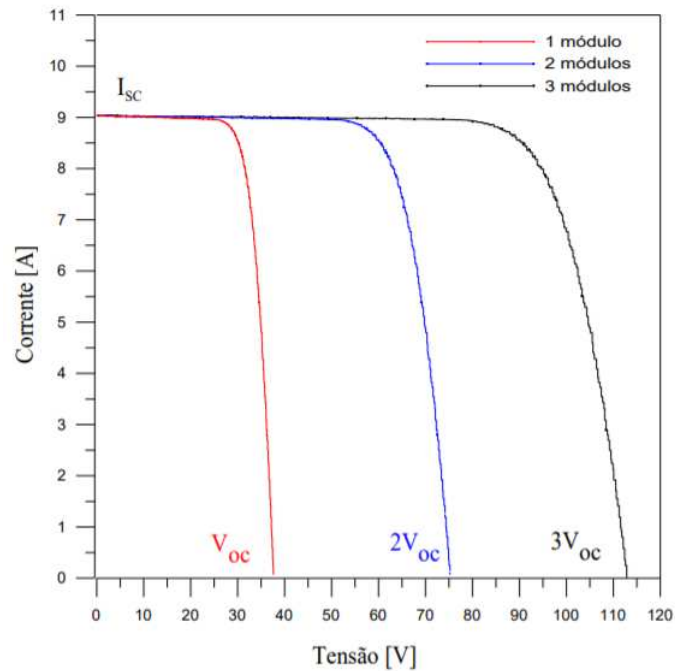
Fonte: (CARNEIRO, 2010).

Em um painel com n módulos conectados em série, a corrente total (I_{TOT}) é a mesma que percorre todo o circuito, e a tensão total (V_{TOT}) é o somatório das tensões de todos os módulos. Uma vez que os módulos considerados são idênticos, temos que a tensão total nos terminais do arranjo é o produto do número de módulos pela tensão em qualquer um deles, conforme demonstrado na Equação 22.

$$\begin{aligned}
 I_1 = I_2 = \dots = I_n = I_{TOT} \\
 n * V_n = V_{TOT}
 \end{aligned}
 \tag{22}$$

A Figura 57 representa, graficamente, a curva característica I - V de três módulos fotovoltaicos *TALESUN TP660M-260* conectados em série em *Standart Test Conditions* (STC), ou seja, a irradiância solar incidente (I_0) situa-se no valor de 1000 W/m^2 , o módulo está a uma temperatura (T) de 25°C e a massa de ar (AM) (distância percorrida pela radiação na atmosfera) igual a 1,5.

Figura 57: Curva I - V de uma associação em série de três módulos fotovoltaicos.

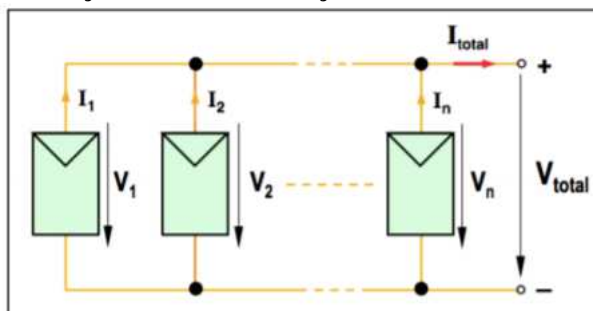


Fonte: (HINCAPIÉ, 2015).

Nesta condição, a I_{sc} da associação em série dos três módulos permanece inalterada, uma vez que a corrente de curto-circuito de cada módulo é igual, enquanto a V_{oc} é três vezes superior ao valor de cada módulo individualizado.

A associação em paralelo de módulos fotovoltaicos é empregada com o objetivo de alcançar maior disponibilidade de corrente elétrica gerada, mantendo o valor da tensão estipulado do módulo individual. A Figura 58 apresenta a topologia de um painel com módulos associados em paralelo.

Figura 58: Esquemática de uma associação de módulos fotovoltaicos em paralelo.



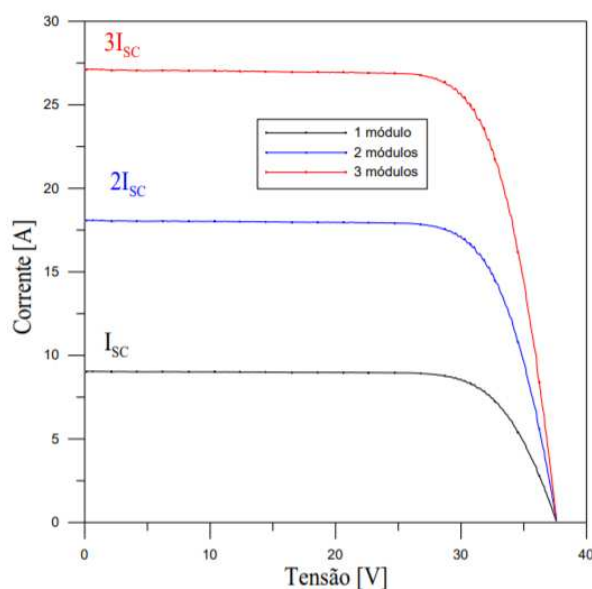
Fonte: (CARNEIRO, 2010).

Nesta topologia, a I_{TOT} é o somatório das correntes dos módulos, ou seja, é o produto do número de módulos pela corrente de um deles, e a V_{TOT} é a tensão elétrica do módulo, de acordo com o descrito na Equação 23.

$$\begin{aligned} n * I_n &= I_{TOT} \\ V_1 = V_2 = \dots = V_n &= V_{TOT} \end{aligned} \quad (23)$$

Analogamente à associação em série, a Figura 59 apresenta a curva característica I - V de uma associação em paralelo de três módulos fotovoltaicos *TALESUN TP660M-260* em STC.

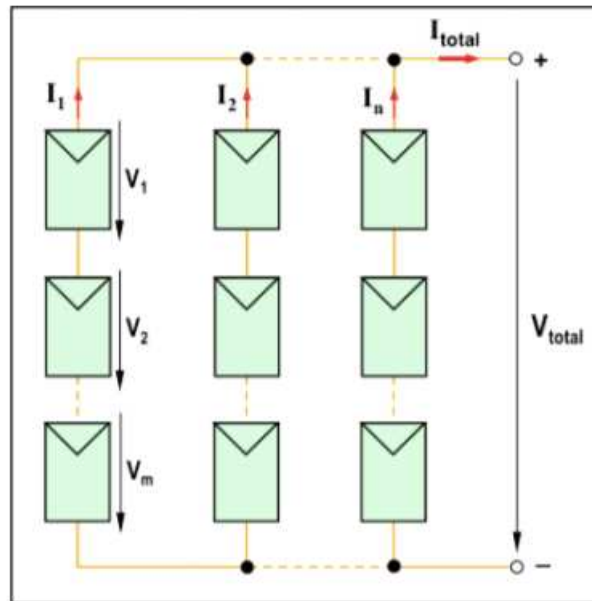
Figura 59: Curva I - V de uma associação em paralelo de três módulos fotovoltaicos.



Fonte: (HINCAPIÉ, 2015).

Nesta topologia, a I_{SC} é três vezes superior ao valor da corrente de curto-circuito de um único módulo, enquanto a V_{OC} permanece inalterada. Em sistemas fotovoltaicos, é comum a realização de ligações de fileiras de módulos associadas em paralelo, assim demonstrado na Figura 60.

Figura 60: Esquematização de uma associação mista de módulos fotovoltaicos.



Fonte: (CARNEIRO, 2010).

Nesta topologia, onde n é o número de fileiras de módulos e m representa o número de módulos associados em série em cada fileira, é possível alcançar valores elevados de corrente e tensão. Partindo do pressuposto que todos os módulos são idênticos, então a corrente que passa por cada fileira é igual. Analisando-se o ilustrado na Figura 60, pode-se concluir que a corrente é descrita conforme a Equação 24.

$$I = I_1 = I_2 = \dots I_n \quad (24)$$

Por sua vez, a I_{TOT} é calculada através da Equação 25:

$$I_{TOT} = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (25)$$

Ainda analisando-se a Figura 60, a queda de tensão que ocorre em cada módulo pertencente a uma fileira é equivalente. A Equação 26 descreve a tensão dos módulos em uma fileira.

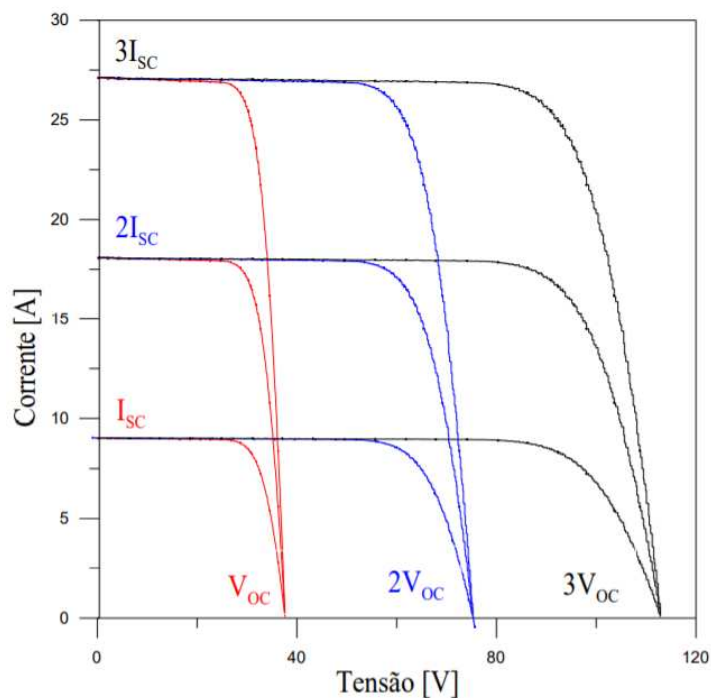
$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_m \quad (26)$$

Deste modo, V_{TOT} é obtida pela Equação 27.

$$V_{TOT} = V_1 + V_2 + \dots V_m \quad (27)$$

A Figura 61 apresenta a curva característica I - V referente a uma associação mista de módulos fotovoltaicos *TALESUN TP660M-260* em STC.

Figura 61: Curva I - V de uma associação mista de módulos fotovoltaicos.



Fonte: (HINCAPIÉ, 2015).

APÊNDICE B – RELATÓRIO RESUMIDO DO ANALISADOR - SEMANA 1

EMBRASUL RE6000/B/H/T/N N.S:96001238 V.S.2.16 ANL 3.03 (10 minutos)

Tecnomic Engenharia Industrial LTDA CNPJ: 990 547 510 -20 IE:157 152 325 2222 - 2

Almirante Tamandaré, 207 CEP: 9904746 Porto Alegre RS - Brasil

Tel: 124 45 45 125 47 47 FAX 474 25 22

www.tecnomic.com.br , tecnomil@ig.com.br

ANÁLISE GERAL (Integração = 10 minutos)

Intervalo considerado:

segunda-feira 16/09/2019 00:00:00,00 até segunda-feira 23/09/2019 00:00:00,00

Faixas de horário estabelecidas no software

Intervalo - Fora de ponta: 06:00 - 18:00 21:00 - 24:00

Intervalo - Ponta: 18:00 - 21:00

Intervalo - Reservado: 00:00 - 06:00

Máximos, médios e mínimos de tensões e correntes por fase.

Não considerados registros em queda e volta de energia. Tensão zero: 44.00 V

Fase A: tensões [V]

Média 129.84
Mínimo 127.68 07:00:00,00 17/09/2019
Máximo 132.09 11:50:00,00 16/09/2019

Correntes [A]

Média 0.90
Mínimo -0.60 17:20:00,00 22/09/2019
Máximo 6.75 12:20:00,00 16/09/2019

Fase B: tensões [V]

Média 127.34
Mínimo 124.12 20:10:00,00 20/09/2019
Máximo 130.74 12:00:00,00 16/09/2019

Correntes [A]

Média 0.91
Mínimo -0.06 20:00:00,00 20/09/2019
Máximo 6.79 12:20:00,00 16/09/2019

Fase C: tensões [V]

Média 0.00
Mínimo 0.00 00:00:00,00 01/01/0001
Máximo 0.00 00:00:00,00 01/01/0001

Correntes [A]

Média 0.00
Mínimo 0.00 00:00:00,00 01/01/0001
Máximo 0.00 00:00:00,00 01/01/0001

Fora de ponta

FASE	kWh	kWh(g)	kVArh	kVAh	FP	kWh	kWh(g)	kVArh	kVAh	FP
A	14.148	0.466	10.072	16.990	0.823	0.000	0.065	-0.100	0.119	-0.549
B	16.985	0.072	-6.080	17.972	-0.942	0.006	0.032	-0.079	0.083	-0.438
C	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000
Total	31.133	0.539	3.992	30.854	0.992	0.006	0.098	-0.179	0.201	-0.503

Ponta

FASE	kWh	kWh(g)	kVArh	kVAh	FP	kWh	kWh(g)	kVArh	kVAh	FP
A	0.000	0.135	-0.234	0.270	-0.500	14.148	0.667	9.739	16.631	0.836
B	0.000	0.107	-0.305	0.323	-0.331	16.991	0.212	-6.464	17.981	-0.936
C	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000
Total	0.000	0.242	-0.539	0.591	-0.410	31.139	0.879	3.275	30.437	0.994

Reservado

Total

Potências médias, por fase e trifásicas, no intervalo

FASE	kW	kVAr	kVA	FP
A	0.080	0.058	0.099	0.811
B	0.100	-0.038	0.107	-0.933
C	0.000	0.000	0.000	1.000
Total	0.180	0.019	0.181	0.994

Potências aparentes por fase, segundo máximos e mínimos trifásicos

FASE	kVA(max)	Horário	kVA(min)	Horário
A	0.882	16/09/2019 12:20:00,00	0.076	19/09/2019 11:10:00,00
B	0.877	16/09/2019 12:20:00,00	0.076	19/09/2019 11:10:00,00
C	0.000	01/01/0001 00:00:00,00	0.000	01/01/0001 00:00:00,00
3f	1.528	16/09/2019 12:20:00,00	0.002	19/09/2019 11:10:00,00

Demandas máximas por horário**Fora de ponta [kW]**

16/09/2019 12:20:00,00 1.528
 16/09/2019 12:30:00,00 1.492
 16/09/2019 13:00:00,00 1.492

Fora de ponta [kVAr]

21/09/2019 12:50:00,00 0.142
 20/09/2019 07:20:00,00 0.141
 21/09/2019 12:10:00,00 0.141

Ponta [kW]

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Ponta [kVAr]

20/09/2019 20:00:00,00 -0.013
 17/09/2019 19:50:00,00 -0.013
 17/09/2019 20:00:00,00 -0.013

Reservado [kW]

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Reservado [kVAr]

22/09/2019 03:50:00,00 -0.013
 22/09/2019 03:40:00,00 -0.013
 22/09/2019 03:30:00,00 -0.013

Demandas máximas por horário Fase A**Fora de ponta [kW]**

16/09/2019 12:20:00,00 0.778
 16/09/2019 13:00:00,00 0.761
 16/09/2019 12:30:00,00 0.761

Fora de ponta [kVAr]

16/09/2019 12:20:00,00 0.414
 16/09/2019 13:00:00,00 0.406
 16/09/2019 12:30:00,00 0.406

Ponta [kW]

17/09/2019 18:20:00,00 -0.027
 16/09/2019 18:10:00,00 -0.027
 16/09/2019 18:30:00,00 -0.024

Ponta [kVAr]

17/09/2019 18:20:00,00 -0.034
 16/09/2019 18:10:00,00 -0.033
 16/09/2019 18:30:00,00 -0.030

Reservado [kW]

22/09/2019 01:10:00,00 -0.003
 22/09/2019 01:20:00,00 -0.003
 17/09/2019 00:10:00,00 -0.003

Reservado [kVAr]

18/09/2019 05:40:00,00 -0.006
 18/09/2019 05:30:00,00 -0.006
 18/09/2019 05:50:00,00 -0.006

Demandas máximas por horário Fase B**Fora de ponta [kW]**

16/09/2019 12:20:00,00 0.749
 16/09/2019 12:30:00,00 0.732
 16/09/2019 13:00:00,00 0.731

Fora de ponta [kVAr]

16/09/2019 12:20:00,00 -0.456
 16/09/2019 13:00:00,00 -0.445
 16/09/2019 12:30:00,00 -0.444

Ponta [kW]

17/09/2019 18:20:00,00 0.008
 16/09/2019 18:10:00,00 0.008
 16/09/2019 18:30:00,00 0.008

Ponta [kVAr]

17/09/2019 18:20:00,00 0.035
 16/09/2019 18:10:00,00 0.034
 16/09/2019 18:30:00,00 0.030

Reservado [kW]

20/09/2019 03:30:00,00 -0.003
 20/09/2019 03:20:00,00 -0.003
 22/09/2019 04:20:00,00 -0.003

Reservado [kVAr]

22/09/2019 03:40:00,00 -0.007
 22/09/2019 03:50:00,00 -0.007
 22/09/2019 03:30:00,00 -0.007

Demandas máximas por horário Fase C**Fora de ponta [kW]**

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Fora de ponta [kVAr]

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Ponta [kW]

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Ponta [kVAr]

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Reservado [kW]

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Reservado [kVAr]

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Tempo líquido com carga na FASE A: 168.16666666667 horas. É o acúmulo de tempo em que a corrente é diferente de zero.
 Tempo líquido com carga na FASE B: 168.000000000003 horas. É o acúmulo de tempo em que a corrente é diferente de zero.
 Tempo líquido com carga na FASE C: 0 horas. É o acúmulo de tempo em que a corrente é diferente de zero.

APÊNDICE C - RELATÓRIO RESUMIDO DO ANALISADOR - SEMANA 2

EMBRASUL RE6000/B/H/T/N N.S:96001238 V.S.2.16 ANL 3.03 (10 minutos)

Tecnomic Engenharia Industrial LTDA CNPJ: 990 547 510 -20 IE:157 152 325 2222 - 2

Almirante Tamandaré, 207 CEP: 9904746 Porto Alegre RS - Brasil

Tel: 124 45 45 125 47 47 FAX 474 25 22

www.tecnomic.com.br , tecnomil@ig.com.br

ANÁLISE GERAL (Integração = 10 minutos)

Intervalo considerado:

quarta-feira 25/09/2019 00:00:00,00 até quarta-feira 02/10/2019 00:00:00,00

Faixas de horário estabelecidas no software

Intervalo - Fora de ponta: 06:00 - 18:00 21:00 - 24:00

Intervalo - Ponta: 18:00 - 21:00

Intervalo - Reservado: 00:00 - 06:00

Máximos, médios e mínimos de tensões e correntes por fase.

Não considerados registros em queda e volta de energia. Tensão zero: 44.00 V

Fase A: tensões [V]

Média 130.12
Mínimo 127.81 06:20:00,00 30/09/2019
Máximo 133.00 13:00:00,00 30/09/2019

Correntes [A]

Média 1.76
Mínimo -0.62 17:40:00,00 25/09/2019
Máximo 8.12 12:50:00,00 27/09/2019

Fase B: tensões [V]

Média 127.55
Mínimo 124.43 00:40:00,00 29/09/2019
Máximo 131.18 13:50:00,00 26/09/2019

Correntes [A]

Média 1.78
Mínimo -0.06 06:40:00,00 28/09/2019
Máximo 8.18 12:50:00,00 27/09/2019

Fase C: tensões [V]

Média 0.00
Mínimo 0.00 00:00:00,00 01/01/0001
Máximo 0.00 00:00:00,00 01/01/0001

Correntes [A]

Média 0.00
Mínimo 0.00 00:00:00,00 01/01/0001
Máximo 0.00 00:00:00,00 01/01/0001

Fora de ponta

FASE	kWh	kWh(g)	kVArh	kVAh	FP	kWh	kWh(g)	kVArh	kVAh	FP
A	31.637	0.279	19.301	36.821	0.856	0.000	0.087	-0.127	0.154	-0.563
B	33.083	0.065	-16.864	37.076	-0.891	0.012	0.029	-0.038	0.042	-0.739
C	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000
Total	64.720	0.344	2.437	64.422	0.999	0.012	0.116	-0.166	0.195	-0.614

Ponta

FASE	kWh	kWh(g)	kVArh	kVAh	FP	kWh	kWh(g)	kVArh	kVAh	FP
A	0.000	0.132	-0.236	0.271	-0.488	31.637	0.499	18.937	36.444	0.861
B	0.000	0.106	-0.300	0.318	-0.334	33.096	0.200	-17.202	37.122	-0.888
C	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000
Total	0.000	0.238	-0.536	0.587	-0.406	64.733	0.699	1.735	64.058	0.999

Reservado

Total

Potências médias, por fase e trifásicas, no intervalo

FASE	kW	kVAr	kVA	FP
A	0.185	0.113	0.217	0.854
B	0.196	-0.102	0.221	-0.886
C	0.000	0.000	0.000	1.000
Total	0.381	0.010	0.381	0.999

Potências aparentes por fase, segundo máximos e mínimos trifásicos

FASE	kVA(max)	Horário	kVA(min)	Horário
A	1.067	27/09/2019 12:50:00,00	0.042	30/09/2019 17:50:00,00
B	1.055	27/09/2019 12:50:00,00	0.034	30/09/2019 17:50:00,00
C	0.000	01/01/0001 00:00:00,00	0.000	01/01/0001 00:00:00,00
3f	1.846	27/09/2019 12:50:00,00	0.008	30/09/2019 17:50:00,00

Demandas máximas por horário**Fora de ponta [kW]**

27/09/2019 12:50:00,00 1.845
 26/09/2019 12:30:00,00 1.832
 26/09/2019 13:10:00,00 1.786

Fora de ponta [kVAr]

25/09/2019 17:00:00,00 0.145
 25/09/2019 16:50:00,00 0.144
 25/09/2019 17:10:00,00 0.143

Ponta [kW]

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Ponta [kVAr]

30/09/2019 19:00:00,00 -0.013
 30/09/2019 18:50:00,00 -0.013
 01/10/2019 21:00:00,00 -0.013

Reservado [kW]

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Reservado [kVAr]

27/09/2019 06:00:00,00 -0.013
 29/09/2019 06:00:00,00 -0.013
 30/09/2019 03:10:00,00 -0.013

Demandas máximas por horário Fase A**Fora de ponta [kW]**

27/09/2019 12:50:00,00 0.946
 26/09/2019 12:30:00,00 0.937
 26/09/2019 13:10:00,00 0.914

Fora de ponta [kVAr]

27/09/2019 12:50:00,00 0.492
 26/09/2019 12:30:00,00 0.490
 26/09/2019 13:10:00,00 0.473

Ponta [kW]

27/09/2019 18:20:00,00 -0.027
 25/09/2019 18:20:00,00 -0.027
 01/10/2019 18:30:00,00 -0.027

Ponta [kVAr]

27/09/2019 18:20:00,00 -0.034
 25/09/2019 18:20:00,00 -0.033
 01/10/2019 18:30:00,00 -0.033

Reservado [kW]

01/10/2019 06:00:00,00 -0.013
 28/09/2019 06:00:00,00 -0.006
 25/09/2019 03:10:00,00 -0.003

Reservado [kVAr]

01/10/2019 06:00:00,00 -0.017
 28/09/2019 06:00:00,00 -0.009
 27/09/2019 06:00:00,00 -0.006

Demandas máximas por horário Fase B**Fora de ponta [kW]**

27/09/2019 12:50:00,00 0.899
 26/09/2019 12:30:00,00 0.895
 26/09/2019 13:10:00,00 0.873

Fora de ponta [kVAr]

27/09/2019 12:50:00,00 -0.552
 26/09/2019 12:30:00,00 -0.550
 26/09/2019 13:10:00,00 -0.541

Ponta [kW]

27/09/2019 18:20:00,00 0.009
 26/09/2019 18:30:00,00 0.008
 01/10/2019 18:30:00,00 0.008

Ponta [kVAr]

25/09/2019 18:20:00,00 0.035
 27/09/2019 18:20:00,00 0.035
 26/09/2019 18:30:00,00 0.035

Reservado [kW]

27/09/2019 06:00:00,00 -0.003
 25/09/2019 00:40:00,00 -0.003
 26/09/2019 05:40:00,00 -0.003

Reservado [kVAr]

01/10/2019 06:00:00,00 0.009
 27/09/2019 06:00:00,00 -0.007
 29/09/2019 06:00:00,00 -0.007

Demandas máximas por horário Fase C**Fora de ponta [kW]**

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Fora de ponta [kVAr]

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Ponta [kW]

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Ponta [kVAr]

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Reservado [kW]

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Reservado [kVAr]

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Tempo líquido com carga na FASE A: 168.000000000003 horas. É o acúmulo de tempo em que a corrente é diferente de zero.

Tempo líquido com carga na FASE B: 168.000000000003 horas. É o acúmulo de tempo em que a corrente é diferente de zero.

Tempo líquido com carga na FASE C: 0 horas. É o acúmulo de tempo em que a corrente é diferente de zero.

APÊNDICE D – RELATÓRIO RESUMIDO DO ANALISADOR - SEMANA 3

EMBRASUL RE6000/B/H/T/N N.S:96001238 V.S.2.16 ANL 3.03 (10 minutos)

Tecnomil Engenharia Industrial LTDA CNPJ: 990 547 510 -20 IE:157 152 325 2222 - 2

Almirante Tamandaré, 207 CEP: 9904746 Porto Alegre RS - Brasil

Tel: 124 45 45 125 47 47 FAX 474 25 22

www.tecnomil.com.br , tecnomil@ig.com.br

ANÁLISE GERAL (Integração = 10 minutos)

Intervalo considerado:

quarta-feira 02/10/2019 00:00:00,00 até quarta-feira 09/10/2019 00:00:00,00

Faixas de horário estabelecidas no software

Intervalo - Fora de ponta: 06:00 - 18:00 21:00 - 24:00

Intervalo - Ponta: 18:00 - 21:00

Intervalo - Reservado: 00:00 - 06:00

Máximos, médios e mínimos de tensões e correntes por fase.

Não considerados registros em queda e volta de energia. Tensão zero: 44.00 V

Fase A: tensões [V]

Média 130.10
Mínimo 126.76 07:40:00,00 07/10/2019
Máximo 132.24 20:00:00,00 07/10/2019

Correntes [A]

Média 1.46
Mínimo -0.63 15:30:00,00 07/10/2019
Máximo 7.83 11:00:00,00 08/10/2019

Fase B: tensões [V]

Média 127.69
Mínimo 124.45 00:00:00,00 09/10/2019
Máximo 130.66 12:00:00,00 08/10/2019

Correntes [A]

Média 1.48
Mínimo -0.06 18:20:00,00 08/10/2019
Máximo 7.89 11:00:00,00 08/10/2019

Fase C: tensões [V]

Média 0.00
Mínimo 0.00 00:00:00,00 01/01/0001
Máximo 0.00 00:00:00,00 01/01/0001

Correntes [A]

Média 0.00
Mínimo 0.00 00:00:00,00 01/01/0001
Máximo 0.00 00:00:00,00 01/01/0001

Fora de ponta

FASE	kWh	kWh(g)	kVArh	kVAh	FP	kWh	kWh(g)	kVArh	kVAh	FP
A	25.588	0.366	15.582	29.647	0.857	0.000	0.092	-0.136	0.164	-0.557
B	27.364	0.067	-13.203	30.321	-0.901	0.016	0.030	-0.028	0.032	-0.851
C	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000
Total	52.952	0.433	2.379	52.572	0.999	0.016	0.122	-0.165	0.196	-0.642

Ponta

FASE	kWh	kWh(g)	kVArh	kVAh	FP	kWh	kWh(g)	kVArh	kVAh	FP
A	0.000	0.143	-0.256	0.294	-0.488	25.588	0.601	15.189	29.242	0.865
B	0.005	0.106	-0.277	0.295	-0.371	27.385	0.203	-13.508	30.353	-0.898
C	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000
Total	0.005	0.249	-0.534	0.587	-0.430	52.973	0.804	1.680	52.196	0.999

Reservado

Total

Potências médias, por fase e trifásicas, no intervalo

FASE	kW	kVAr	kVA	FP
A	0.149	0.090	0.174	0.854
B	0.162	-0.080	0.181	-0.895
C	0.000	0.000	0.000	1.000
Total	0.310	0.010	0.311	0.999

Potências aparentes por fase, segundo máximos e mínimos trifásicos

FASE	kVA(max)	Horário	kVA(min)	Horário
A	1.031	08/10/2019 11:00:00,00	0.042	04/10/2019 06:30:00,00
B	1.030	08/10/2019 11:00:00,00	0.034	04/10/2019 06:30:00,00
C	0.000	01/01/0001 00:00:00,00	0.000	01/01/0001 00:00:00,00
3f	1.792	08/10/2019 11:00:00,00	0.008	04/10/2019 06:30:00,00

Demandas máximas por horário**Fora de ponta [kW]**

08/10/2019 11:00:00,00 1.792
 03/10/2019 12:20:00,00 1.615
 04/10/2019 12:00:00,00 1.612

Fora de ponta [kVAr]

06/10/2019 12:50:00,00 0.145
 06/10/2019 13:00:00,00 0.145
 05/10/2019 16:30:00,00 0.144

Ponta [kW]

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Ponta [kVAr]

08/10/2019 18:20:00,00 -0.013
 02/10/2019 18:10:00,00 -0.013
 03/10/2019 21:00:00,00 -0.013

Reservado [kW]

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Reservado [kVAr]

08/10/2019 05:50:00,00 -0.013
 06/10/2019 06:00:00,00 -0.013
 07/10/2019 06:00:00,00 -0.013

Demandas máximas por horário Fase A**Fora de ponta [kW]**

08/10/2019 11:00:00,00 0.908
 04/10/2019 12:00:00,00 0.826
 03/10/2019 12:20:00,00 0.824

Fora de ponta [kVAr]

08/10/2019 11:00:00,00 0.488
 03/10/2019 12:20:00,00 0.436
 04/10/2019 12:00:00,00 0.432

Ponta [kW]

03/10/2019 18:20:00,00 -0.027
 07/10/2019 18:40:00,00 -0.027
 08/10/2019 18:30:00,00 -0.027

Ponta [kVAr]

07/10/2019 18:10:00,00 -0.034
 07/10/2019 18:40:00,00 -0.034
 02/10/2019 18:30:00,00 -0.034

Reservado [kW]

08/10/2019 06:00:00,00 -0.027
 02/10/2019 06:00:00,00 -0.027
 05/10/2019 06:00:00,00 -0.025

Reservado [kVAr]

02/10/2019 06:00:00,00 -0.036
 08/10/2019 06:00:00,00 -0.035
 05/10/2019 06:00:00,00 -0.033

Demandas máximas por horário Fase B**Fora de ponta [kW]**

08/10/2019 11:00:00,00 0.884
 03/10/2019 12:20:00,00 0.790
 04/10/2019 12:00:00,00 0.786

Fora de ponta [kVAr]

08/10/2019 11:00:00,00 -0.529
 03/10/2019 12:20:00,00 -0.488
 04/10/2019 12:00:00,00 -0.483

Ponta [kW]

07/10/2019 18:10:00,00 0.009
 07/10/2019 18:40:00,00 0.009
 04/10/2019 18:20:00,00 0.009

Ponta [kVAr]

07/10/2019 18:40:00,00 0.036
 08/10/2019 18:30:00,00 0.035
 03/10/2019 18:20:00,00 0.035

Reservado [kW]

02/10/2019 06:00:00,00 0.009
 08/10/2019 06:00:00,00 0.009
 05/10/2019 06:00:00,00 0.008

Reservado [kVAr]

02/10/2019 06:00:00,00 0.036
 08/10/2019 06:00:00,00 0.035
 05/10/2019 06:00:00,00 0.032

Demandas máximas por horário Fase C**Fora de ponta [kW]**

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Fora de ponta [kVAr]

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Ponta [kW]

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Ponta [kVAr]

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Reservado [kW]

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Reservado [kVAr]

01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000
 01/01/0001 00:00:00,00 0.000

Tempo líquido com carga na FASE A: 168.000000000003 horas. É o acúmulo de tempo em que a corrente é diferente de zero.

Tempo líquido com carga na FASE B: 168.000000000003 horas. É o acúmulo de tempo em que a corrente é diferente de zero.

Tempo líquido com carga na FASE C: 0 horas. É o acúmulo de tempo em que a corrente é diferente de zero.

APÊNDICE E – TERMO DE COMPROMISSO SIMEPAR



UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA
FEDERAL DO PARANÁ
CÂMPUS CURITIBA



Termo de Compromisso

Através do presente Termo de Compromisso, eu, Rafael de Freitas Gasparelo Danderfer, estudante de Engenharia Elétrica, na qualidade de aluno da instituição supramencionada, e Dr. Eloi Rufato Júnior, na qualidade de professor orientador de TCC, comprometemo-nos, sob as penalidades da Lei no.9.279, de 14 de maio de 1996 (Regula direitos e obrigações relativos à propriedade industrial), com as alterações introduzidas pela Lei no. 10.196, de 14 de fevereiro de 2001, a manter sigilo quanto ao teor de documentos, dados e informações obtidos do Sistema Meteorológico do Paraná – Simepar, visando a preservação dos direitos de propriedade intelectual e industrial.

Comprometemo-nos, também, a utilizar os dados e informações a que tivermos acesso, para fins estritamente científicos, não os repassando, em hipótese alguma, a quaisquer pessoas, sejam físicas ou jurídicas.

Estamos cientes de que, para a divulgação dos resultados obtidos com a utilização destes dados e informações, deveremos requisitar autorização escrita do Simepar, comprometendo-nos, desde já, a identificar a fonte dos dados e informações nas apresentações e/ou publicações dos resultados, repassando ao SIMEPAR as pesquisas efetuadas.

Curitiba – PR, 16 de Outubro de 2019

Assinatura
Nome: Rafael de Freitas Gasparelo Danderfer
RG: 12.915.602-5
CPF: 082.777.311-02
Endereço: Rua Uluériso Viana, 948 - Curitiba, PR

Assinatura
Nome: Eloi RUFATO JÚNIOR
RG: 3159549-5
CPF: 757441399-15
Endereço: Av. Sete de Setembro - 3165 - Curitiba - PR

Testemunhas:

Assinatura
Nome: Plínio Cezario de Siqueira
Endereço: Avenida Sete de Setembro, 3000 - Curitiba, PR

Nome: THOMAS HIDEKI SASAYA
Endereço: RUA DESEMBARGADOR WESTPHALEN
796 - APT. 45 - CURITIBA, PR