

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO CARLOS
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Rafael Ramos Teles

**Estudo dos Procedimentos de Análise e
Conexão de um Sistema Fotovoltaico na
Rede da CPFL**

Rafael Ramos Teles

**Estudo dos Procedimentos de Análise e
Conexão de um Sistema Fotovoltaico na
Rede da CPFL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e de Tecnologia da Universidade Federal de São Carlos, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. Claudionor Francisco do Nascimento

Coorientador: Prof. Me. Paulo Fernando Silva

São Carlos - SP

2022

Dedico este trabalho em primeira instância a Deus, que sempre ilumina os meus caminhos e em horas obscuras, me fortalece para que eu siga adiante.

Aos meus pais, Marcelo e Rossane, pela presença constante em meu desenvolvimento e por nunca deixarem de me apoiar, onde mesmo em momentos difíceis, me orientavam a buscar os meus sonhos.

À minha irmã, Karoline, pelo carinho e companheirismo que nunca faltaram. Aos meus avós paternos e maternos, Neusa, Airton, Rose e Sebastião (in memoriam), que nunca mediram esforços para me auxiliar nessa caminhada, e sempre estavam presentes.

Ao meu orientador, Dr. Claudionor, que acreditou em minha capacidade e me acompanhou ao longo de toda a trajetória acadêmica.

Agradecimentos

Agradeço a minha família, cujo apoio incondicional em minhas escolhas desempenha um papel fundamental para meu desenvolvimento pessoal e profissional, além de me fornecerem toda a educação e trilharem meu caminho, para que minha trajetória acadêmica fosse um sucesso.

Aos meus amigos: Gabriel Cândido, Gabriel Ogura, Lucas Sorge, Marcelo Henrique, Matheus Maroto, Pedro Mendes e a todos àqueles que aqui não citei, mas cuja proximidade reconheço, que por mais adversas as situações, sempre estavam disponíveis para conversar e compartilhar momentos de felicidade, deixo os meus sinceros agradecimentos por desempenharem um papel tão importante em minha vida.

Ao meu querido amigo Pedro Manfrim, irmão na amizade, uma gratidão especial por todos os momentos que vivenciamos ao longo de nossa trajetória acadêmica, e pelo laço de confiança e irmandade que criamos por todos esses anos fora desse contexto, cuja amizade tenho certeza que levarei por toda a vida.

Ao meu orientador, Me. Paulo, pela contribuição indispensável na elaboração desse trabalho, demonstrando total dedicação em sanar minhas dúvidas sobre o tema estudado.

Aos colegas e amigos da empresa Solstar, que disponibilizaram todos os dados para que esse trabalho fosse concluído com êxito, além de me auxiliarem sempre que possível, com alguma informação importante.

Aos familiares, colegas de estudo, companheiros e todos àqueles que participaram direta e indiretamente na elaboração deste trabalho.

Saibam que todos vocês são os meus verdadeiros pilares, minha razão para sempre continuar em frente, em busca de meus objetivos, os quais possuo um carinho muito grande. A todos, devo minha eterna gratidão.

“Há verdadeiramente duas coisas diferentes: saber e crer que se sabe. A ciência consiste em saber; em crer que se sabe reside a ignorância.”
(Hipócrates)

Resumo

A utilização de energias renováveis como, por exemplo, solar e eólica, permite reduzir as emissões de dióxido de carbono na atmosfera e possibilita a implementação de sistemas de microgeração e minigeração distribuída em residências, comércios e indústrias. Entretanto, só é possível integrar fontes de energias renováveis com a rede elétrica com a utilização de inversores, que são dispositivos baseados na eletrônica de potência. Dessa forma, esta pesquisa apresenta uma análise da implementação de um sistema fotovoltaico em um estabelecimento comercial, operando como microgeração distribuída. Para realizar as análises, foram estudados os principais agentes que regulam o setor elétrico brasileiro e as normativas que determinam os requisitos mínimos e obrigatórios para conexão de inversores de potência, na rede elétrica de distribuição. Para compreender o funcionamento do sistema de geração fotovoltaico, foi realizado um estudo a cerca dos equipamentos que compõem o sistema, como placas fotovoltaicas, inversor e medidor bidirecional. Para ampliar a compreensão dos procedimentos necessários para operação de um sistema *on-grid*, foi realizado um estudo de caso da concessionária CPFL, aplicando todos os procedimentos aqui descritos, demonstrando uma redução significativa no valor pago da fatura de energia da unidade consumidora estudada. Por fim, um estudo comparativo de caráter informativo foi gerado entre as distribuidoras CPFL, Light, CEMIG e Celesc, sobre as documentações exigidas em cada etapa do processo de conexão do sistema na rede, demonstrando que a operação de micro e minigeração distribuída é de extrema importância para o avanço da diversificação da matriz elétrica nacional.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico. Energia solar. Conversores elétricos. Inversores de potência. Microgeração distribuída. Minigeração distribuída. Fontes renováveis .

Abstract

The use of renewable energies, such as solar and wind, allows the reduction of carbon dioxide emissions in the atmosphere and enables the implementation of microgeneration and minigeneration distributed systems in homes, businesses and industries. However, it is only possible to integrate renewable energy sources into the electrical grid with the use of inverters, which are devices based on power electronics. This research therefore presents an analysis of the implementation of a photovoltaic system in a business, operating in the form of distributed microgeneration. To carry out the analysis, the main agents that regulate the Brazilian electrical sector and the norms that determine the minimum and mandatory requirements for the connection of power inverters to the electrical distribution grid were studied. In order to understand the operation of the photovoltaic generation system, a study was made on the equipments that make up the system, such as photovoltaic plates, inverter and bidirectional meter. To broaden the understanding of the procedures necessary operation of a “on-grid” system, a case study of the utility CPFL was carried out, applying all the procedures described here, demonstrating a significant reduction in the amount paid on the energy bill of the consumer unit studied. Finally, a comparative study on information was produced among distributors CPFL, Light, CEMIG and Celesc, on the documentation needed at each stage of the process of connecting the system to the grid, demonstrating that the operation of micro and mini distributed generation is extremely important in advancing the diversification of the national electrical matrix.

Keywords: Photovoltaic system. Solar energy. Power converters. Power inverters. Microgeneration distributed system. Minigeneration distributed system. Renewable resource

.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Diagrama de funcionamento de um sistema <i>on-grid</i>	25
Figura 2 – Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede para a desconexão por variação da frequência	37
Figura 3 – Curva do FP em função da potência ativa de saída do inversor	39
Figura 4 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6 kW	40
Figura 5 – Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede (<i>fault ride through – FRT</i>)	42
Figura 6 – Circuito de ensaio para detecção de ilhamento de um inversor	45
Figura 7 – Circuito de ensaio para dispositivo externo de detecção de ilhamento (relé)	46
Figura 8 – Tabela 1 A da GED-13	58
Figura 9 – Tabela 1 B da GED-13	58
Figura 10 – Tabela 1 C da GED-13	59
Figura 11 – Tabela 1 D da GED-13	59
Figura 12 – Modelo de diagrama elétrico funcional para BT	63
Figura 13 – Placa de advertência com respectivas cotas exigidas	64
Figura 14 – Materiais semicondutores separados por barreira de potencial	70
Figura 15 – Placas fotovoltaicas de silício monocristalino, policristalino e amorfo	71
Figura 16 – Técnica de modulação PWM	72
Figura 17 – Esquema de inversor trifásico conectado na rede de distribuição	73
Figura 18 – Exterior e interior de um inversor comercial	74
Figura 19 – Esquema elétrico de medidor bidirecional bifásico e trifásico	75
Figura 20 – Histórico de consumo referente ao ano de 2021 em kWh	78
Figura 21 – Diagrama elétrico lado CA	82
Figura 22 – Diagrama elétrico lado CC	83

Figura 23 – Vista superior da unidade consumidora com alocação de placas e eletrocentro	84
Figura 24 – Preenchimento do Anexo E.2 disponibilizado pela CPFL	85
Figura 25 – Preenchimento da anotação de responsabilidade técnica (ART)	86
Figura 26 – Vista frontal do inversor com proteções externas	90
Figura 27 – Etiqueta de especificações do inversor	90
Figura 28 – Foto das placas fixadas em telhado (a)	91
Figura 29 – Foto das placas fixadas em telhado (b)	91
Figura 30 – Padrão de entrada da unidade consumidora	92
Figura 31 – Proteção geral da unidade consumidora	93
Figura 32 – Comparação entre energia gerada, consumida e injetada na rede de distribuição no período de 2022	94
Figura 33 – Valores das faturas de energia expressa em R\$, referentes ao período de 2022	95

Lista de tabelas

Tabela 1 – Valores mínimos de resistência de isolamento	34
Tabela 2 – Resposta às condições anormais de tensão	36
Tabela 3 – Limite de distorção harmônica de corrente	38
Tabela 4 – Parâmetros a serem medidos em tempo real	44
Tabela 5 – Requisitos da fonte de alimentação CA	46
Tabela 6 – Requisitos mínimos em função da potência instalada – PRODIST Módulo 3	49
Tabela 7 – Indicadores de distorções harmônicas	51
Tabela 8 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental)	51
Tabela 9 – Limites para o indicador de desequilíbrio de tensão	51
Tabela 10 – Indicadores de flutuação de tensão	52
Tabela 11 – Limites para flutuação de tensão	52
Tabela 12 – Pontos de conexão em Tensão Nominal inferior a 2,3 kV (220/127) . .	52
Tabela 13 – Capacidade de interrupção mínima e características construtivas de disjuntores da GED-13	56
Tabela 14 – Síntese do conjunto mínimo das funcionalidades de proteção requeridas por inversores	60
Tabela 15 – Síntese das etapas de conexão	61
Tabela 16 – Continuação da Tabela 15	62
Tabela 17 – Comparação da eficiência das diversas tecnologias de células fotovoltaicas	72
Tabela 18 – Sistema contratado	78
Tabela 19 – Parâmetros inversor SUNGROW SG25CX-SA	79
Tabela 20 – Parâmetros placa Amerisolar AS-8M120-HC-605W	80
Tabela 21 – Síntese comparativa das exigências da CPFL, Light, CEMIG e Celesc .	96

Lista de siglas

Asmae Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica

Absolar Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP Agência Nacional do Petróleo

BDGD Banco de Dados Geográficos da Distribuidora

CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CMSE Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE Conselho Nacional de Política Energética

CPFL Companhia Paulista de Força e Luz

EPE Empresa de Pesquisa Energética

FP Fator de Potência

I_{SC} Corrente de curto-circuito

MME Ministério de Minas e Energia

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCC Ponto de conexão comum

PRODIST Procedimento de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PERS Programa de Energia Renovável Social

QEE Qualidade da energia elétrica

SE Secretaria Executiva

SEE Secretaria de Energia Elétrica

SCEE Sistema de Compensação de Energia Elétrica

SFV Sistema Fotovoltaico

SGM Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

SIN Sistema Interligado Nacional

SPE Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético

SPG Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

THD_I Distorção harmônica total de corrente

V_{OC} Tensão de circuito aberto

Sumário

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro	25
1.2	Contribuições do Trabalho	28
1.3	Objetivos	28
1.4	Organização do Texto	28
2	NORMATIVAS	31
2.1	ABNT NBR 16274:2014	31
2.1.1	Procedimentos de Ensaio - Categoria 1	31
2.1.2	Procedimentos de Ensaio - Categoria 2	34
2.2	ABNT NBR 16149:2013	35
2.2.1	Compatibilidade com a Rede e Proteções	35
2.2.2	Controle Externo	40
2.2.3	Requisitos de Suportabilidade a Subtensões Decorrentes de Faltas na Rede	41
2.3	ABNT NBR IEC 62116	42
2.3.1	Circuito de Ensaio e Equipamentos	43
2.3.2	Procedimento de Ensaio de Inversor Monofásico ou Polifásico	47
2.3.3	Critério de Avaliação/Reprovação	47
2.4	ANEEL PRODIST	47
2.4.1	Módulo 1 – Glossário de Termos Técnicos do PRODIST	47
2.4.2	Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição	48
2.4.3	Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição	48
2.4.4	Módulo 4 – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição	49
2.4.5	Módulo 5 – Sistemas de Medição	50
2.4.6	Módulo 6 – Informações Requeridas e Obrigações	50
2.4.7	Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição	50
2.4.8	Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica	50

2.4.9	Módulo 9 – Ressarcimento de Danos Elétricos	52
2.4.10	Módulo 10 – Sistema de Informação Geográfica Regulatório	53
2.4.11	Módulo 11 – Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares	53
2.5	GED-13	53
2.5.1	Tensões de Fornecimento e Limitações de Atendimento	53
2.5.2	Entrada de Serviço e Ramal de Conexão	54
2.5.3	Padrão de Entrada e Tipos de Medições	54
2.5.4	Dispositivos de Proteção e Seccionamento	56
2.5.5	Tabelas Utilizadas para Dimensionamento do Ramal de Entrada	57
2.6	GED-15303	60
2.6.1	Proteções Requeridas para Conexão de Inversores na Rede	60
2.6.2	Acordo Operativo; Relacionamento Operacional	60
2.6.3	Etapas e Prazos de Conexão de Centrais Geradoras	61
2.6.4	Diagramas Unifilares	62
2.6.5	Placas de Advertência	63
2.7	Lei N° 14.300, de 6 de Janeiro de 2022	64
3	MODALIDADES DE GERAÇÃO	67
3.1	Autoconsumo Local	67
3.2	Autoconsumo Remoto	68
3.3	Geração Compartilhada	68
3.4	Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras	68
3.5	Sistema de Geração Fotovoltaico	68
3.5.1	Placas Fotovoltaicas	68
3.5.2	Inversor	72
3.5.3	Medidor Bidirecional	74
4	ESTUDO DE CASO	77
4.1	Sistema Contratado	77
4.2	Diagrama Elétrico e Vista Superior	81
4.3	Documentação Exigida pela CPFL	85
4.4	Solicitação de Acesso	87
4.5	Parecer de Acesso	88
4.6	Solicitação de Vistoria	89
4.7	Solicitação de Substituição do Medidor para Bidirecional	93
4.8	Monitoramento de Geração	93
4.9	Comparativo de Exigências entre CPFL, Light, CEMIG e Celesc	95
	CONCLUSÃO	99
	REFERÊNCIAS	101

Capítulo 1

Introdução

As fontes renováveis de energia elétrica como, por exemplo, solar e eólica, operando como geração distribuída, é um tema que ganha espaço para o fomento de pesquisas e implementações práticas com o passar dos anos. O uso de fontes renováveis tornou-se cada vez mais comum em razão do desenvolvimento das placas fotovoltaicas com maior eficiência, as quais são aplicadas em instalações industriais, comerciais e residenciais que prometem ao usuário a facilidade de possuir a própria geração de energia elétrica, seja para ser armazenada ou injetada na rede elétrica interligada. Entretanto, devido ao uso excessivo de equipamentos baseados na eletrônica de potência, além da expansão não planejada do sistema de distribuição de energia elétrica, utilizando diferentes cargas, acabam por contribuir como agravantes na diminuição da Qualidade da energia elétrica (QEE). Essas cargas não lineares causam distorções harmônicas na rede, como descreve (BADONI; SINGH; SINGH, 2020), resultando em correntes não-senoidais que podem afetar o funcionamento de outras cargas conectadas no mesmo ponto de conexão comum (PCC) (SINGH; JAYAPRAKASH; KOTHARI, 2008).

Entender o funcionamento do sistema fotovoltaico é de extrema importância, dado que a produção de energia por meio dessa fonte geradora, cresceu cerca de 99,4% em fevereiro de 2022, quando comparado ao mesmo período do ano de 2021, cuja produção alcançou 1.238 MW médios, contra 621 MW médios, de acordo com dados disponibilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), como descreve (CASARIN, 2022):

De acordo com a análise da CCEE, o aumento na geração das fotovoltaicas pode ser explicado por fatores climatológicos e pelo aumento absoluto no número de usinas em relação a fevereiro do ano passado (CASARIN, 2022).

A energia é gerada através de placas constituídas de material semicondutor, cuja exposição à radiação luminosa possibilita o efeito fotovoltaico. “Em geral, são fabricadas de silício monocristalino, policristalino ou amorfo” (CASARO; MARTINS, 2008).

Assim, para que seja gerada a tensão e corrente necessárias, de acordo com o sistema escolhido, são feitos arranjos das placas, dispondo-as em ligações em série e também em paralelo.

Associações de células em série são necessárias para fornecer tensões maiores e associações em paralelo são necessárias para aumentar a capacidade de fornecimento de corrente [...] (VILLALVA, 2010).

O sistema de geração pode ser instalado em residências, onde comumente as placas são alocadas nos telhados e lajes, ou fixadas no solo, quando não há espaço físico para comportar a quantidade total de placas. No entanto, são preferencialmente instaladas em locais onde há menos interferência de objetos externos, como: sombreamento advindo de construções prediais ao redor e também, árvores.

Porém, o sistema não se limita apenas a residências, apesar de contribuírem em sua totalidade, com 75,5% da quantidade de sistemas de energia solar instalados no Brasil, conforme dados disponibilizados pela Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar), onde a quantidade de unidades consumidoras que adotaram essa fonte de energia, ultrapassa a marca dos 700 mil.

Grandes empresas também estão adotando a geração própria de energia, ao utilizar a energia solar fotovoltaica. Para estes casos, o sistema instalado possui capacidade de geração bem mais elevado que aqueles instalados em residências e pequenos comércios.

Há também a implementação de parques de geração solar, ou "usinas solares", onde as placas estão dispostas principalmente no solo, fixadas através de uma estrutura apropriada, em grandes áreas abertas.

A geração fotovoltaica centralizada se caracteriza por grandes usinas solares fotovoltaicas normalmente instaladas em locais distantes do centro de carga, tendo em vista a necessidade de ocupação de grandes áreas [...] (PERAZA, 2013).

As placas solares produzem tensão de saída contínua, enquanto que as cargas de uma residência, comércio e até mesmo indústria, utilizam em sua maioria, tensão alternada para alimentação. Neste contexto, faz-se necessário a utilização de conversores elétricos baseados na eletrônica de potência, ou comumente denominados de inversores estáticos de potência, que ficarão responsáveis por realizar a conversão CC/CA da tensão.

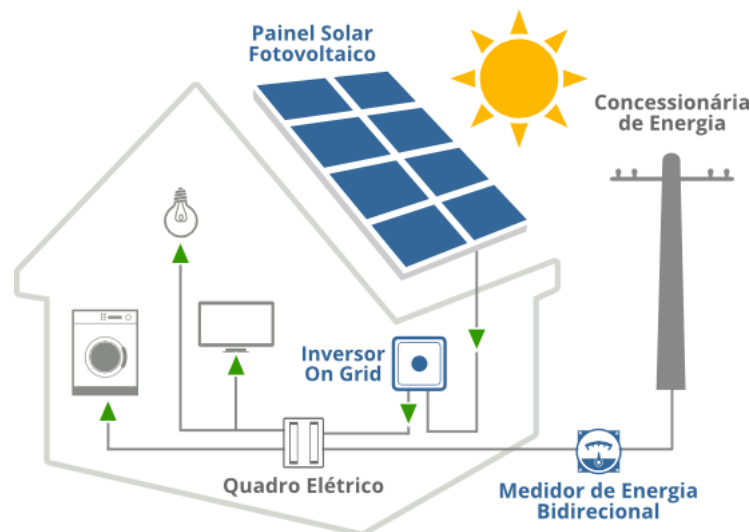
O uso da tecnologia de conversão possibilitou um grande avanço para a implementação da energia solar fotovoltaica, para que pudessem operar como geração distribuída. Em uso residencial, o sistema de geração mais utilizado, denomina-se *on-grid*. Este sistema possui a característica de ser interligado com a rede de distribuição local.

No entanto, o inversor tem que possuir características adequadas a satisfação dos requisitos que a ligação impõe de modo a não afetar a qualidade de energia e assegurar as questões de segurança (FREITAS, 2008).

O sistema *on-grid* utiliza a energia gerada pelas placas ao longo do período de incidência solar, enquanto que a noite, utiliza a energia da rede da concessionária local.

A Figura 1 indica o diagrama de funcionamento de um sistema fotovoltaico *on-grid* de maneira ilustrativa.

Figura 1 – Diagrama de funcionamento de um sistema *on-grid*



Fonte: Solar Energy (2022)

No ano de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) liberou a Resolução Normativa N°482, que posteriormente foi alterada pela Resolução Normativa N°687 de 2015 e também a Resolução Normativa N°786 de 2017, onde definem as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, além de definir a respeito do sistema de compensação. A normativa estabelece que microgeração distribuída se caracteriza como uma central geradora com potência instalada de até 75 kW, a medida que minigeração distribuída se caracteriza como central geradora com potência instalada entre 75 kW e 5 MW.

1.1 Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

O novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro é estruturado a partir de sete instituições, sendo elas:

- ❑ **Conselho Nacional de Política Energética (CNPE):** criado em agosto de 1997, como descrito em (BRASIL, 1997b), o CNPE é composto pelo Ministro do

Estado de Minas e Energia, sendo o presidente da instituição, acrescido de dez membros que compõem a administração do Governo Federal, além de três representantes indicados pelo Presidente da República. O conselho possui como atribuições, fornecer ao Presidente da República, políticas e diretrizes de energia para promover o aproveitamento dos recursos energéticos do país, desde que sejam aplicadas ao interesse nacional, promovendo o desenvolvimento sustentado, garantindo maior valorização dos recursos energéticos em território nacional. Fica sob responsabilidade do CNPE, estabelecer diretrizes para programas específicos a respeito do uso da energia, provenientes de fontes alternativas, dentre elas, a energia solar. Além das demais aplicabilidades dispostas em (BRASIL, 2000);

- ❑ **Ministério de Minas e Energia (MME):** criado em julho de 1960, como descrito em (BRASIL, 1960), o MME é composto de até cinco Secretarias, a citar: Secretaria de Energia Elétrica (SEE); Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral (SGM); Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SPG); Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE); Secretaria Executiva (SE). O ministério possui como atribuições, estabelecer políticas nacionais para que seja feito o aproveitamento de recursos naturais para fins de geração de energia elétrica, incluindo a solar. Fica ainda sob responsabilidade do MME, zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de energia elétrica no país. Além das demais competências dispostas em (BRASIL, 2019);
- ❑ **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE):** criado em março de 2004, como descrito em (BRASIL, 2004e), o CMSE possui a “função precípua de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional”. O comitê é composto pelo Ministro de Estado do Ministério de Minas e Energia (MME), acrescido de quatro representantes do referido Ministério. Ademais, são indicados a compor o CMSE, os representantes dos órgãos: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Agência Nacional do Petróleo (ANP), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Fica sob responsabilidade do CMSE, acompanhar as etapas de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo, bem como seus derivados. Além das demais atribuições dispostas em (BRASIL, 2004b);
- ❑ **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL):** criada em dezembro de 1996, como descrito em (BRASIL, 1996), a ANEEL possui por finalidade “regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal”. A agência é constituída como autarquia sob regime especial, composta por um Diretor-Geral,

acrescido de mais quatro Diretores, sendo todos nomeados pelo Presidente da República, após aprovação prévia do Senado Federal. Além do corpo diretivo, compõe a ANEEL como estrutura básica, a Procuradoria-Geral, responsável por assessorar juridicamente a Diretoria e emitir pareceres jurídicos, e as Superintendências de Processos Organizacionais, cujas atribuições são determinadas em (BRASIL, 1997a).

- ❑ **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS):** criado em maio de 1998 (BRASIL, 1998), com alterações introduzidas em março de 2004, como descrito em (BRASIL, 2004e), o ONS foi instituído como pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, com autorização de executar “atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN)”, sendo regulado e fiscalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Constitui o ONS, os respectivos órgãos: Assembleia Geral, composta por titulares de concessão, permissão ou autorização, também Consumidores Livres, além de representantes dos Conselhos de Consumidores; Conselho de Administração, composto por representantes indicados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), agentes de produção, agentes de transporte, agentes de consumo e do próprio Conselho de Administração do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), totalizando 17 membros; Diretoria, composta por um Diretor-Geral e quatro Diretores; Conselho Fiscal, como disposto em (BRASIL, 2004a).
- ❑ **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE):** criada em março de 2004 (BRASIL, 2004e), substituindo a antiga Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (Asmae), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi instituída como pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, cuja finalidade é dedicada à viabilização da comercialização da energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo fiscalizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Além disso, faz parte das atribuições concedidas à CCEE, promover leilões de compra e venda de energia elétrica; manter o registro e os contratos resultantes da aquisição de energia proveniente de geração distribuída, bem como as respectivas alterações pertinentes. Constitui a CCEE os seguintes órgãos: Assembleia Geral, sendo este o órgão deliberativo da câmara; Conselho de Administração, composto por cinco membros, sendo o Presidente indicado pelo Ministério de Minas e Energia (MME); Conselho Fiscal, composto por seis membros, sendo três titulares e três suplentes; Superintendência, cujo membro único é eleito pelo Conselho de Administração, como disposto em (BRASIL, 2004c).
- ❑ **Empresa de Pesquisa Energética (EPE):** criada por meio de um decreto provisório, e sancionada em 15 de março de 2004 (BRASIL, 2004d), a EPE, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), possui como finalidade “prestar serviços

na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras”. Além disso, fica sob responsabilidade da EPE: realizar e publicar o balanço energético nacional; desenvolver estudos para expansão da geração e transmissão de energia a curto, médio e longo prazos; viabilizar estudos para a implementação de fontes renováveis na matriz energética brasileira; desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e socioambiental para empreendimentos de fontes renováveis de energia.

1.2 Contribuições do Trabalho

O presente trabalho contribui com a literatura e os(as) futuros(as) engenheiros(as) que desejarem atuar na área de energias renováveis, com destaque à energia solar fotovoltaica. O estudo realizado apresenta os principais agentes regulamentadores do setor elétrico brasileiro, suas respectivas atribuições, além dos requisitos e normas técnicas para conexão do Sistema Fotovoltaico (SFV) na rede elétrica da concessionária local, operando como micro ou minigeração distribuída. Este trabalho analisou um estudo de caso de um cliente da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), e comparativos com demais distribuidoras do território nacional, a respeito da documentação exigida para cada etapa de análise e conexão de um mesmo projeto de microgeração distribuída.

1.3 Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é apresentar os procedimentos necessários para conexão de sistemas fotovoltaicos na rede elétrica.

Os objetivos específicos são:

- ❑ Estudar as normas técnicas que determinam os requisitos mínimos para operação do SFV como microgeração distribuída;
- ❑ Analisar os principais equipamentos que compõem o SFV e suas funções;
- ❑ Analisar e comparar os documentos exigidos pelas distribuidoras em território nacional, em cada etapa de análise e conexão do SFV na rede.

1.4 Organização do Texto

Os capítulos subsequentes estão organizados conforme a seguinte estrutura:

- ❑ O Capítulo 2 apresenta as principais normas técnicas que devem ser seguidas para conexão de SFVs na rede elétrica;
- ❑ O Capítulo 3 apresenta as modalidades de geração e os principais equipamentos que compõem o SFV;
- ❑ No Capítulo 4 são demonstrados os procedimentos realizados em um estudo de caso, para conexão do SFV contratado na rede de distribuição sob concessão da CPFL.

Capítulo 2

Normativas

O presente capítulo, aborda o uso das principais normativas necessárias para elaboração de um projeto de microgeração fotovoltaico e sua execução. Nele, são apresentadas as principais metodologias que devem ser seguidas, garantindo a segurança das pessoas envolvidas, do sistema contratado e da rede elétrica a ser conectada, respeitando os limites permitidos de distorções harmônicas, fator de potência e agravantes da qualidade de energia elétrica.

2.1 ABNT NBR 16274:2014

A norma ABNT NBR 16274:2014 refere-se aos requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. A Norma aplica-se a instalações CC e CA em baixa tensão de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, que não utilizem módulos CA, como baterias.

São descritos duas categorias de ensaios para os sistemas, onde os testes abordados para a Categoria 1 referem-se à sequência mínima de ensaios para todo e qualquer sistema, no que diz respeito a escala, localização, tipo e complexidade.

2.1.1 Procedimentos de Ensaio - Categoria 1

2.1.1.1 Continuidade dos condutores de aterramento de proteção e/ou de ligação equipotencial

O Item 6.1 presente na Norma, diz respeito aos testes de continuidade dos condutores utilizados do lado CC do sistema, que devem ser realizados, utilizando um equipamento

de medição apropriado, inclusive, a continuidade com o terminal de terra.

2.1.1.2 Ensaio de polaridade

Subsequente ao Item 6.1 presente na NBR 16274:2014, o Item 6.2, refere-se ao ensaio de polaridade, que deve ser aplicado a todos os cabos do lado CC do sistema, garantindo a conexão correta aos demais dispositivos, como chaves e inversores. Todo o procedimento deve ser executado utilizando um equipamento de ensaio adequado. Indica-se a realizar o presente teste, antes de qualquer outro ensaio, para prevenir, por motivos de segurança, danos aos equipamentos conectados (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2014).

2.1.1.3 Ensaio de curto-circuito

O ensaio de curto-circuito, visa garantir que não há falhas na fiação do arranjo fotovoltaico, não sendo parâmetro para garantir performance do arranjo.

Para realizar o ensaio de curto-circuito, como descreve o Item 6.4.3 da (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2014), deve ser assegurado o isolamento das séries fotovoltaicas uma das outras, bem como a desconexão de todos e quaisquer dispositivos de seccionamento. Além disso, deve ocorrer a introdução de um curto-circuito temporário na série fotovoltaica, mediante a uso de instrumento de ensaio, configurado para medição de corrente de curto-circuito, cuja capacidade de medição deve ser maior que à máxima Corrente de curto-circuito (I_{SC}) e à máxima Tensão de circuito aberto (V_{OC}) introduzidas.

Deve-se então, ligar um cabo de curto-circuito temporário a um dispositivo de seccionamento em carga, podendo ser utilizado uma “caixa de ensaio de curto-circuito”, o qual é introduzido temporariamente no circuito afim de criar o curto-circuito seccionável com segurança. Assegurando que a capacidade nominal de tensão e corrente do condutor, seja superior à máxima tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito.

Após atender aos critérios prescritos anteriormente, a corrente de curto-circuito pode ser medida com o uso de um alicate-amperímetro, um amperímetro em série com o circuito ou com um instrumento de ensaio preparado para a medição do curto-circuito.

2.1.1.4 Ensaio operacional

O presente ensaio, descrito no Item 6.4.4, deve ser aplicado com o sistema ligado, operando em modo normal (operação com inversores seguindo o ponto de máxima potência), onde a corrente de cada arranjo fotovoltaico medida utilizando um alicate-amperímetro, deve ser comparada com os valores esperados (projetados), neste caso, ambos os valores obtidos necessitam ser o mesmo, considerando 5% de variação para condições de irradiação estáveis.

Caso a condição de irradiância estável não seja satisfeita, os ensaios podem ser adiados, ou podem ser utilizados vários medidores, aplicando um medidor em uma série fotovoltaica, para servir como referência. Ademais, pode ser introduzido um medidor de irradiância, para ajustar as leituras de corrente obtidas (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2014).

2.1.1.5 Ensaio de resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico

Para realização do ensaio, são apresentados dois métodos, segundo a (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2014), sendo imprescindível a implementação de medidas básicas de segurança, pois o ensaio apresenta risco de choque elétrico.

Neste caso, orienta-se a limitar o acesso à área de testes, não tocar em partes metálicas durante o procedimento e utilizar roupas e equipamentos adequados para realização do ensaio.

O primeiro método apresentado, consiste em realizar o ensaio entre o negativo do arranjo e a terra, seguido de um ensaio entre o positivo e a terra.

O segundo método apresentado, consiste em realizar o ensaio entre a terra e o curto-circuito do positivo e do negativo do arranjo.

Para arranjos que possuam uma estrutura ligada à terra, a ligação à terra pode ser feita utilizando qualquer ponto de terra adequado, ou a própria estrutura de fixação do arranjo, desde que seja garantido bom contato e continuidade ao longo da estrutura metálica.

Para arranjos cuja estrutura de fixação não esteja ligada à terra, o ensaio pode ser realizado utilizando os cabos do arranjo fotovoltaico e a terra ou entre os cabos do arranjo fotovoltaico e a estrutura.

Arranjos que não possuam partes condutoras acessíveis, como telhas fotovoltaicas, o ensaio deve ser realizado entre os cabos do arranjo fotovoltaico e a terra da edificação.

Ao adotar o segundo método de ensaio, e visando minimizar o risco de ocorrer arcs elétricos (transitórios), os cabos positivo e negativo do arranjo fotovoltaico devem ser curto-circuitados de maneira segura, podendo ser utilizado equipamento adequado de ensaio, contendo dispositivo de seccionamento CC sob carga, que pode fazer e desfazer o curto-circuito de maneira segura, após a conexão correta dos cabos no equipamento.

Ao seguir as instruções do dispositivo de ensaio de resistência de isolamento, deve-se levar em consideração os parâmetros dispostos na Tabela 1, cuja tensão de ensaio deve estar de acordo com os valores da Tabela 1 e as leituras na escala de $M\Omega$. Além disso, a resistência de isolamento, medida com a respectiva tensão de ensaio, é satisfatória se cada circuito possuir uma resistência não inferior ao valor apropriado, como disposto na Tabela 1.

Tabela 1 – Valores mínimos de resistência de isolamento

Método de ensaio	Tensão do Sistema ($V_{OCSTC} \cdot 1,25$)	Tensão de ensaio	Resistência de isolamento mínima
Método de ensaio 1	< 120 V	250 V	0,5 M Ω
Ensaio separados no positivo e no negativo do arranjo fotovoltaico	120 - 500 V	500 V	1 M Ω
	> 500 V	1 000 V	1 M Ω
Método de ensaio 2	< 120 V	250 V	0,5 M Ω
Positivo e negativo do arranjo fotovoltaico em curto-circuito	120 - 500 V	500 V	1 M Ω
	> 500 V	1 000 V	1 M Ω

Fonte: Adaptado de ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2014)

Além disso, a norma acrescenta uma nota de que ensaios realizados separados em um cabo negativo de um arranjo fotovoltaico isolado, podem resultar em uma tensão de ensaio maior, devido à tensão de ensaio adicionada à tensão do sistema. Este detalhe deve ser considerado durante o ensaio, não afetando porém, nos critérios de aprovação/reprovação do sistema (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2014).

2.1.2 Procedimentos de Ensaio - Categoria 2

O Item 7.1 da Norma, aborda o ensaio de curva IV (corrente x tensão), de um arranjo fotovoltaico, como um importante meio de extrair informações a respeito das medidas de I_{SC} e V_{OC} do arranjo, medição de potência e identificação de problemas devido a sombreamento.

O ensaio só poderá ser realizado, após garantia de que as características nominais de tensão e corrente da curva IV são adequadas para a tensão e corrente do circuito em ensaio, respectivamente.

2.1.2.1 Medição da curva IV do arranjo fotovoltaico

Quando realizado um ensaio de curva IV, ensaios separados de I_{SC} e V_{OC} não são mais necessários, desde que o procedimento seja realizado no momento adequado do regime de ensaio categoria 1 alíneas e) “ensaio de corrente da(s) série(s) fotovoltaica(s) curto-circuito operacional” e f) “ensaio de tensão de circuito aberto da(s) série(s) fotovoltaica(s)”, na respectiva sequência.

Para a realização do procedimento, o arranjo deve ser isolado e conectado ao dispositivo de curva IV. Caso a finalidade seja exclusivamente derivar valores de I_{SC} e V_{OC} , não aplica-se a exigência para medir a irradiância ou a temperatura de costa de célula.

Aplicando as medições de curva IV, dadas as condições adequadas de irradiância, é possível verificar se a potência nominal do arranjo coincide com a de placa. Essa condição pode ser alcançada ao realizar as medições com irradiância mínima de 700 W/m², medida no plano das placas. O ensaio deve ser realizado quando o ângulo de incidência solar não for superior a $\pm 22,5^\circ$, com o sol iluminando diretamente o arranjo fotovoltaico.

As medições de curva IV, também podem fornecer informações importantes a respeito de defeitos. Os quais podem ser verificados: células/módulos danificados(as), diodos de *by-pass* curto-circuitados e sombreamento localizado.

2.2 ABNT NBR 16149:2013

A norma ABNT NBR 16149:2013, estabelece as recomendações e requisitos para conexão dos sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição de energia elétrica, sendo aplicada para sistemas que operam em paralelo com a rede de distribuição. Os requisitos para conexão dos sistemas fotovoltaicos à rede, quando acoplados a um sistema de armazenamento de energia, podem variar, devendo-se atentar para os sinais de controle e comando provenientes das distribuidoras.

2.2.1 Compatibilidade com a Rede e Proteções

O item 4 da Norma estabelece que a qualidade da energia fornecida pelo sistema fotovoltaico, que é consumida pelas cargas locais, em corrente alternada e seu excedente é injetado na rede elétrica, deve ser regido por práticas e normas referentes à tensão, cintilação (*flicker*), frequência, distorção harmônica e fator de potência. As normas estabelecem os respectivos desvios padrões que indicam operação anormal da rede elétrica, devendo o sistema fotovoltaico ser capaz de identificar o desvio e assim, interromper o fornecimento de energia à rede (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013).

As medições dos parâmetros citados anteriormente, devem ser realizados na interface de conexão com a rede/ponto de conexão comum (PCC), com exceção de casos em que exista a indicação de outro ponto.

2.2.1.1 Tensão, frequência e potência

Para conexão do sistema fotovoltaico à rede elétrica, os valores de tensão, frequência e potência, devem ser compatíveis com a rede elétrica local. Os valores nominais de tensão e frequência, estão contidos nas seções do Procedimento de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), pertinentes a cada parâmetro citado.

2.2.1.2 Faixa operacional de tensão

Os sistemas fotovoltaicos conectados na rede normalmente regulam a corrente injetada, e não a tensão, sendo este um parâmetro mais utilizado para proteções de sub e sobretensão, respondendo a distúrbios na rede elétrica. As variações de tensão são definidos pelo item 5.2.1 da Norma, onde o sistema deve perceber uma condição anormal de tensão e atuar.

Após atuação, o sistema deve parar de fornecer energia à rede. Os valores da Tabela 2, fornecem a faixa de operação de tensão no ponto de conexão comum (PCC).

Tabela 2 – Resposta às condições anormais de tensão

Tensão no PCC (% em relação à $V_{nominal}$)	Tempo máximo de desligamento ¹
$V < 80\%$	0,4s
$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação
$110\% < V$	0,2s

¹ O tempo máximo de desligamento refere-se ao tempo entre o evento anormal de tensão e a atuação do sistema fotovoltaico (cessar o fornecimento de energia para a rede).

O sistema fotovoltaico deve permanecer conectado à rede, a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir a “reconexão” do sistema quando as condições normais forem restabelecidas

Fonte: Adaptado de ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2013)

2.2.1.3 Cintilação

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição, não podem causar cintilações (*flickers*) acima dos valores determinados pelas seções pertinentes das normativas IEC 61000-3-3, IEC 61000-3-11 e IEC/TS 61000-3-5, respectivamente para sistemas com corrente até 16 A, de 16 A a 75 A e superior a 75 A.

2.2.1.4 Proteção contra injeção de componente de corrente contínua na rede

Deve haver a interrupção do fornecimento de energia para a rede, pelo sistema fotovoltaico, quando a injeção de componente CC for superior a 0,5% da corrente nominal do inversor (conversor). A interrupção precisa ser realizada em 1 s, após identificada a referida condição.

2.2.1.5 Faixa operacional de frequência

A operação de sincronismo com a rede elétrica, deve respeitar os limites de frequência, definidos pela seção 5.2.2 da presente normativa. Sendo assim, quando a frequência da rede elétrica atingir valores inferiores a $57,5Hz$, o sistema fotovoltaico deve interromper o fornecimento de energia em até 0,2 s. A retomada da operação é autorizada quando a frequência da rede retornar para $59,9Hz$, onde o tempo de reconexão necessita ser superior ao intervalo de 20 s a 300 s, garantindo a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.

Para a condição da frequência da rede ser superior a $60,5Hz$ e inferior a $62Hz$, o sistema fotovoltaico necessita diminuir a potência ativa injetada na rede, seguindo o que descreve a Equação 1:

$$\Delta P = [f_{rede} - (f_{NOMINAL} + 0,5)] \cdot R \quad (1)$$

Onde

ΔP é a variação da potência ativa injetada (expressa em porcentagem), em relação à potência ativa injetada no momento em que a frequência excede $60,5 Hz$ (P_M);

f_{rede} é a frequência da rede;

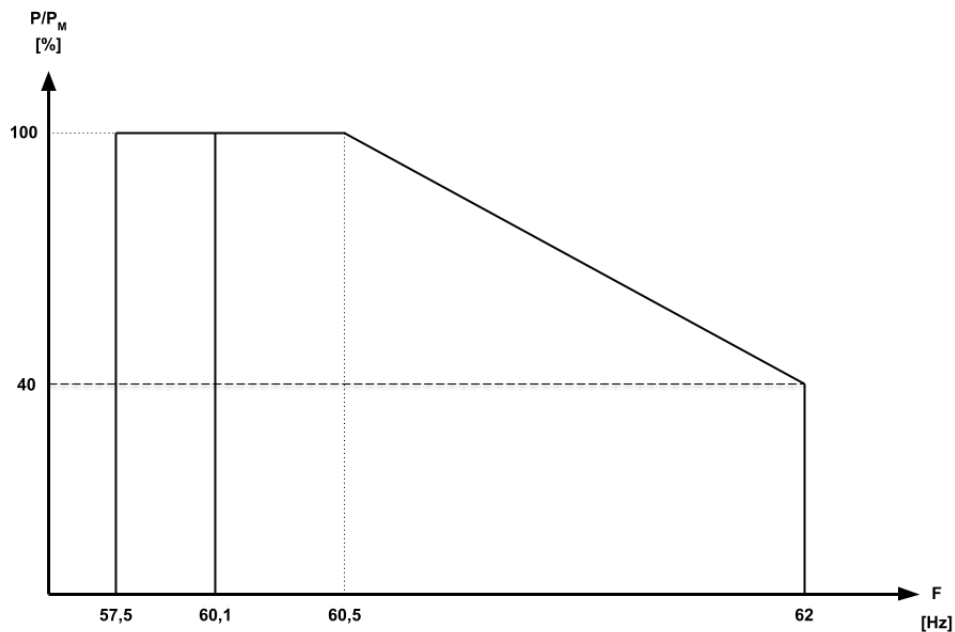
$f_{NOMINAL}$ é a frequência nominal da rede;

R é a taxa de redução desejada da potência ativa injetada (expressa em porcentagem por Hertz), ajustada em $-40\%/Hz$. A resolução da medição de frequência deve ser $\leq 0,01 Hz$.

Caso o processo de redução da potência ativa injetada esteja em andamento, e a frequência da rede reduzir, o sistema deve manter o menor valor de potencia ativa atingido ($P_M - \Delta P_{Máximo}$) durante o aumento da frequência. Devendo aumentar o valor da potência ativa injetada, apenas quando a frequência da rede retornar para a faixa de operação entre $60 Hz \pm 0,05 Hz$, por no mínimo 300 s, garantindo a estabilização de tensão e frequência. O gradiente de aumento de potencia ativa injetada deve respeitar o limite de 20% de P_M por minuto (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013).

O gráfico representado pela Figura 2, demonstra a operação de desconexão do sistema fotovoltaico para operação mediante sobre/subfrequência.

Figura 2 – Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede para a desconexão por variação da frequência



Fonte: Adaptado de ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2013)

2.2.1.6 Distorções de forma de onda e harmônicas

A energia injetada na rede deve possuir baixos níveis de distorção harmônica de corrente, garantindo que os demais equipamentos conectados à rede não sejam submetidos a efeitos adversos. A distorção harmônica de tensão e corrente dependem das características das cargas acopladas na rede, das características da própria rede de distribuição e de seus parâmetros (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013).

A distorção harmônica total de corrente (THD_I) deve ser inferior a 5% em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor. A Tabela 3 apresenta os limites individuais de cada harmônica para injeção de corrente na rede elétrica.

Tabela 3 – Limite de distorção harmônica de corrente

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

Fonte: Adaptado de ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2013)

2.2.1.7 Fator de potência, injeção e demanda de potência reativa

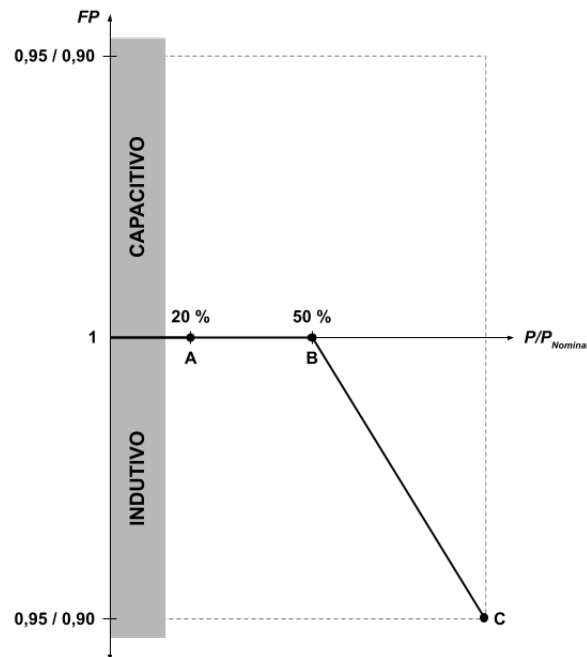
A seção 4.7 da NBR 16149:2013, prevê os limites de operação do sistema fotovoltaico, do ponto de vista do Fator de Potência (FP), cuja análise deve ser realizada quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20% da potência nominal do inversor.

Em caso de alterações na potência ativa, o inversor deve conseguir ajustar a potência reativa de maneira automática, garantindo a correspondência do FP predefinido. Além disso, a norma prevê que os pontos operacionais resultantes das definições/curvas, devem ser alcançados em, no máximo, 10 s.

Ademais, o inversor deve sair de fábrica com FP unitário (igual a 1).

- **Sistemas com potência nominal menor ou igual a 3 kW:** Para esse tipo de sistema fotovoltaico, a norma determina que o FP do sistema é igual a 1, ajustado de fábrica, possuindo tolerância para operação na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo;
- **Sistemas com potência nominal maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW:** Neste caso, o FP é definido como unitário, devido às configurações de fábrica, além de operar na tolerância de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo. Como opcional, o inversor deve possuir a possibilidade de operar com FP ajustável de 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo, como demonstra a curva da Figura 3.

Figura 3 – Curva do FP em função da potência ativa de saída do inversor



Fonte: Adaptado de ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2013)

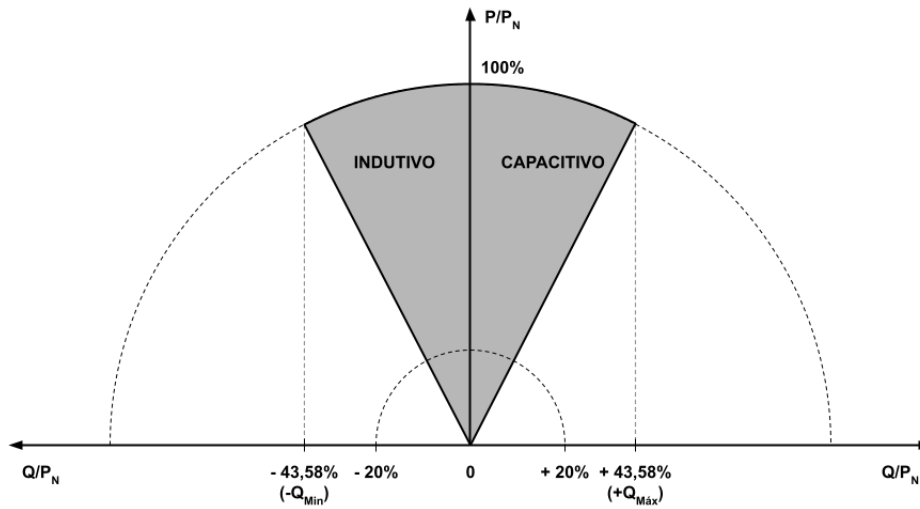
A depender da topologia, carregamento da rede e potência a ser injetada, a concessionária de energia local pode determinar uma curva diferente da representada pela Figura 3, que deve ser implementada nos inversores por meio da alteração dos pontos A, B e C representados.

A curva em questão só poderá ser habilitada a partir do momento em que a tensão da rede ultrapassar a tensão de ativação, indicando a operação do sistema, cujo valor ajustável está entre 100% e 110% da tensão nominal da rede, que por configuração de fábrica, possui o valor ajustado em 104%.

A desabilitação da curva, só poderá ocorrer mediante o decaimento da tensão da rede para níveis abaixo da tensão de desativação, cujo valor ajustável está entre 90% e 100% da tensão nominal da rede, que por configuração de fábrica, possui o valor ajustado em 100% (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013).

- **Sistemas com potência nominal maior que 6 kW:** Para sistemas dessa dimensão, a operação pode ser dividida em duas possibilidades. A primeira, o FP é unitário (ajuste de fábrica), com tolerância para trabalhar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo, devendo possuir como opcional, a possibilidade de operar com FP ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo, de acordo com a curva vista na Figura 3. A segunda possibilidade de operação é por meio do controle da potência reativo (VAr), como demonstrado na Figura 4.

Figura 4 – Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6 kW



Fonte: Adaptado de ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2013)

Segundo a NBR 16149:2013, os ajustes de controle do FP e injeção de potência reativa, devem ser estabelecidos individualmente pela concessionária de energia local, sendo fornecidos juntos com o parecer de acesso. Ademais, podem ser realizados dois tipos de controle: controle de potência reativa fixa e controle externo.

2.2.2 Controle Externo

A seção 6 da NBR 16149:2013 apresenta os requisitos de controle que devem ser inerentes ao inversor, executados por telecomando, permitindo que os sinais enviados para o sistema fotovoltaico realizem o controle de potência ativa e reativa gerada, além de desconectar o sistema fotovoltaico da rede.

Deve ser definido um protocolo de comunicação padrão para a execução dos comandos de controle externos, através de resolução normativa, no entanto, caso ocorra a ausência de um protocolo definido, o fabricante possui a liberdade para escolhê-lo.

2.2.2.1 Controle de potência ativa

O sistema com potência superior a 6 kW, deve ser capaz de limitar a potência ativa injetada, por meio de telecomandos. A limitação deve ocorrer em passos de amplitude máxima de 10%, onde os ajustes são expressos em porcentagem da potência nominal.

A limitação da potência ativa deve ser atingida em no máximo 1 min após o sinal ser recebido pelo telecomando, possuindo tolerância de $\pm 2,5\%$ da potência nominal do sistema.

2.2.2.2 Controle de potência reativa

A Norma estabelece que, assim como descrito no controle de potência ativa, para sistema com potência superior a 6 kW, o controle de potência reativa deve respeitar os limites da seção 4.7 da NBR 16149:2013. Ademais, o tempo para a potência reativa ser atingida deve ser de no máximo 10 s, após o recebimento do telecomando, com tolerância de $\pm 2,5\%$ da potência nominal do sistema.

2.2.2.3 Desconexão/reconexão do sistema fotovoltaico da rede

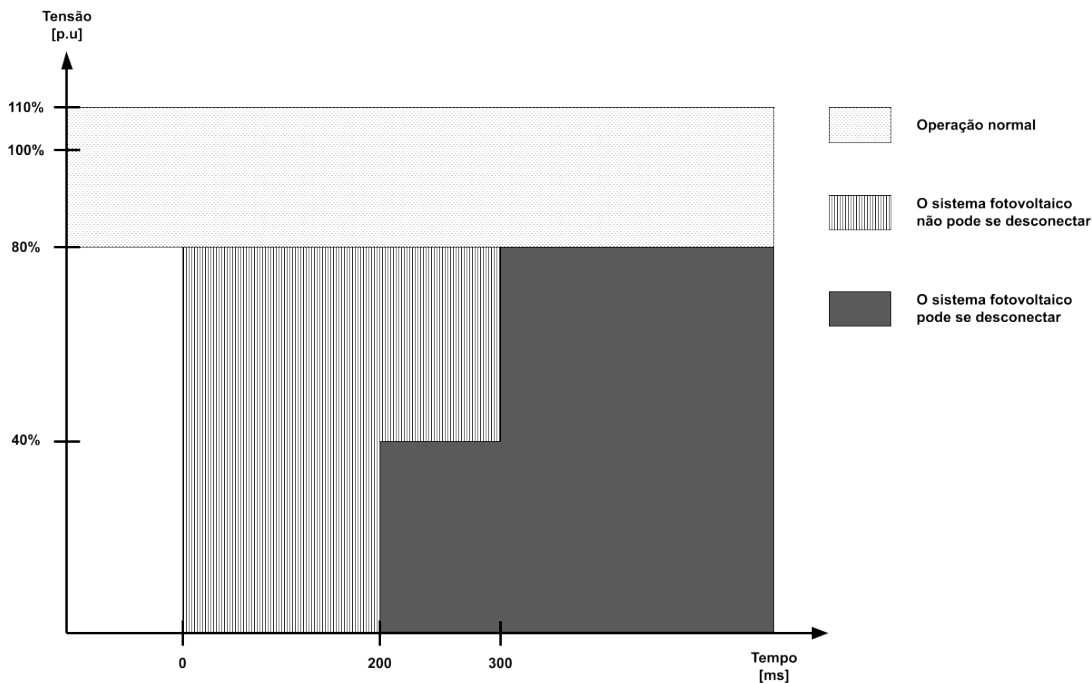
A desconexão/reconexão do sistema da rede elétrica, deve ser possível através de telecomandos, em no máximo 1 min após o recebimento do sinal.

No caso dos inversores, sua desconexão da rede elétrica, somente é permitida através de dispositivos de seccionamento adequado. No geral, a interrupção de injeção de potência na rede da concessionária, não significa que o inversor foi completamente desconectado, visto que os circuitos de controle ainda continuam conectados à rede para monitoramento de suas condições, como pode ser aplicado em condições de sobretensão. A desconexão completa do inversor somente é permitida em casos de serviço ou manutenção (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013).

2.2.3 Requisitos de Suportabilidade a Subtensões Decorrentes de Falhas na Rede

A fim de evitar desconexão desnecessária, ocasionada por afundamento de tensão na rede elétrica, o sistema fotovoltaico com potência superior a 6 kW, deve satisfazer os requisitos descritos graficamente pela Figura 5.

Figura 5 – Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede (*fault ride through – FRT*)



Fonte: Adaptado de ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2013)

A interpretação gráfica da Figura 5 permite verificar que na região com linhas verticais, o sistema não está autorizado a se desconectar da rede elétrica, porém, pode cessar a injeção de potência. Caso a tensão retorne para a faixa de operação normal (localizada no intervalo de 80% a 110% do gráfico), o inversor deve voltar a injetar potência ativa e reativa, com tolerância de 10% da potência nominal, dentro de no máximo 200 ms.

Por último, caso a tensão for restaurada, mas pertencer ao intervalo de 80% a 90% da tensão nominal, é permitido ao inversor reduzir a potência injetada com base em sua máxima corrente (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013).

2.3 ABNT NBR IEC 62116

A presente norma retrata sobre procedimentos de ensaio para avaliar a eficácia anti-ilhamento de sistemas utilizando conversores de potência, com a finalidade de interligar o sistema fotovoltaico na rede da concessionária. Além disso, os procedimentos apresentados podem ser aplicados para avaliar sistemas anti-ilhamento externos que são usados em conjunto com inversores em sistemas fotovoltaicos, cumprindo sua função anti-ilhamento de maneira independente, ou ainda complementando a existente no inversor (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2012).

O ilhamento é uma condição na qual uma parte da instalação elétrica, contendo carga e geração, fica isolada do restante da rede elétrica. A perda da rede pode ocorrer pelas seguintes justificativas:

- Resultado de uma falha detectada pela distribuidora, acionando um dispositivo de seccionamento;
- Desligamento acidental da rede ou falha em equipamentos;
- Manutenção na rede elétrica pela distribuidora;
- Erro humano ou sabotagem;
- Causas naturais.

Ademais, a operação em condição de ilhamento de um gerador privado, deve ser evitada pelos seguintes motivos:

- Por operar sem o controle da distribuidora, o gerador pode apresentar valores de tensão e frequência fora dos limites aceitáveis, danificando equipamentos de consumidores que utilizam a mesma linha de distribuição;
- O ilhamento pode interferir no restabelecimento da operação normal da rede pela distribuidora;
- A operação em ilhamento pode oferecer risco aos trabalhadores da rede elétrica, uma vez que iniciada a manutenção da linha, a mesma continuará energizada devido ao gerador privado;
- A ilha pode estar operando fora de fase, e quando feito o religamento da rede pela distribuidora, poderá resultar em danos a equipamentos de distribuição e demais equipamentos de consumidores conectados na mesma linha.

2.3.1 Circuito de Ensaio e Equipamentos

Para a realização do procedimento, deve ser implementado o circuito de ensaio representado pela Figura 6. Os parâmetros a serem obtidos estão contidos na Tabela 4.

Tabela 4 – Parâmetros a serem medidos em tempo real

Parâmetro	Símbolo	Unidade
Entrada CC do Inversor ^{1,2}		
Tensão CC	V_{CC}	V
Corrente CC	I_{CC}	A
Potência CC	P_{CC}	W
Irradiância ³	G	W/m ²
Saída CA do Inversor		
Tensão CA ^{2,4,5}	V_{ESE}	V
Corrente CA ^{2,4,5}	I_{ESE}	A
Potência ativa ²	P_{ESE}	W
Potência reativa ²	Q_{ESE}	VAr
Forma de onda de tensão ^{4,5,6,7}		
Forma de onda de corrente ^{4,5,6,7}		
Sinal de controle de saída do inversor (relé) ⁴		
Tempo de permanência da alimentação	t_R	s
Sinal de interrupção ⁸	SS	
Carga de Ensaio ²		
Corrente de carga resistiva	I_R	A
Corrente de carga indutiva	I_L	A
Corrente de carga capacitiva	I_C	A
Fonte de Alimentação CA (Rede) ²		
Potência ativa da rede ⁹	P_{CA}	W
Potência reativa da rede ⁹	Q_{CA}	VAr
Corrente da rede ⁹	I_{CA}	A

¹ Se for aplicável.

² Registrar os valores antes da abertura da chave S1.

³ Registrado quando o ensaio é realizado com um gerador FV. É conveniente que o piranômetro empregado seja de resposta rápida do tipo semicondutor e não do tipo termopilha.

⁴ O tempo de resposta dos transdutores de tensão e de corrente deve ser compatível com a taxa de amostragem utilizada.

⁵ As formas de onda de tensão e corrente CA devem ser medidas em todas as fases.

⁶ Os dados das formas de onda devem ser registrados desde o início do ensaio de ilhamento até que o inversor interrompa o fornecimento de energia. A medição do tempo deve ter precisão e exatidão melhores que 1 ms.

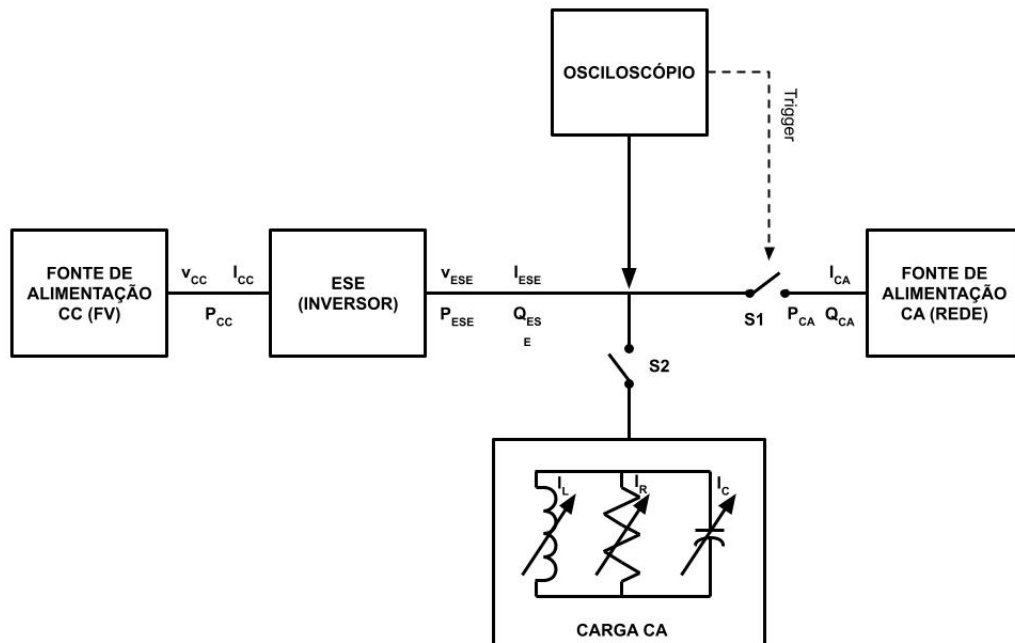
⁷ Quando a forma de onda é registrada, convém que sejam registrados simultaneamente o sinal de sincronismo da abertura da chave S1 e o sinal de interrupção.

⁸ Se estiver disponível no inversor.

⁹ O sinal deve ser filtrado se necessário, para proporcionar o valor da frequência fundamental (60 Hz). Os valores fundamentais ignoram a presença da harmônicas causadas por distorções da tensão da rede, absorvidas pela carga e pelos filtros capacitivos do inversor.

Fonte: Adaptado de ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2012)

Figura 6 – Circuito de ensaio para detecção de ilhamento de um inversor



Fonte: Adaptado de ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2012)

Baseando-se no esquema de circuito representado pela Figura 6, os parâmetros descritos na Tabela 4 somente são possíveis de serem obtidos, através do uso de equipamentos próprios para realização do ensaio. A citar:

- ❑ **Osciloscópio digital ou memória:** O presente equipamento deve ser utilizado para obter e registrar na memória, a forma de onda do inversor, com disparo de medição programado para atuar desde o início do ensaio de anti-ilhamento, e término após a interrupção de fornecimento de energia pelo inversor. Para sistemas fotovoltaicos polifásicos, todas as fases devem ser monitoradas. Neste sentido, devem ser registradas as correntes de todas as fases, a tensão fase-neutro e fase-fase para todas, com a finalidade de determinar os fluxos de potência ativa e reativa do sistema.
- ❑ **Fonte de alimentação CC:** A norma prevê que o fornecimento de energia CC ao inversor, poderá ser feito através do uso de geradores fotovoltaicos, mas preferencialmente por um simulador de geradores, garantindo que não ocorra limitação de corrente na entrada CC do inversor.
- ❑ **Fonte de alimentação CA:** A rede elétrica poderá ser utilizada como alimentação CA, ou ainda, substituída por outra fonte de alimentação CA que satisfaça as condições presentes na Tabela 5.

Tabela 5 – Requisitos da fonte de alimentação CA

Itens	Condições
Tensão	Nominal $\pm 2,0\%$
THD de tensão	$< 2,5\%$
Frequência	Nominal $\pm 0,1Hz$
Defasagem ¹	$120^\circ \pm 1,5^\circ$

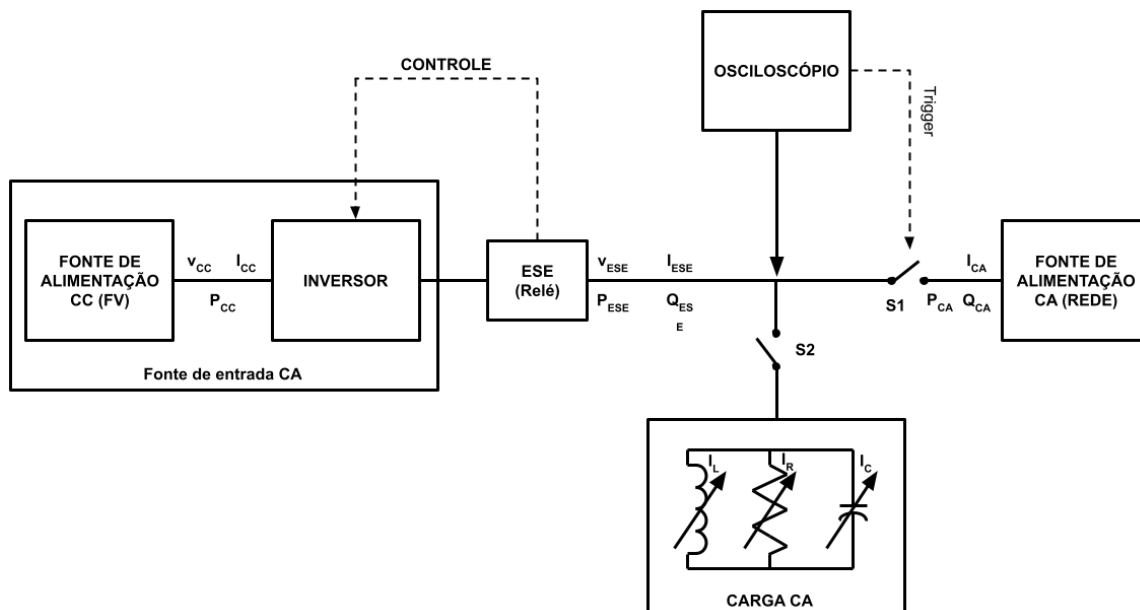
¹ Somente em equipamentos trifásicos.

Fonte: Adaptado de ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2012)

□ **Cargas CA:** Assim como demonstrado no circuito da Figura 6, no lado CA do inversor, deve ser acoplada uma carga, através da associação paralela de resistência, indutância e capacitância variáveis. Todas as cargas devem ser dimensionadas baseando-se em um circuito RLC ideal. Por fim, a NBR IEC 62116 recomenda que as potências ativas e reativas sejam calculadas separadamente para cada ramo R, L e C da carga, garantindo que parâmetros parasitas ocasionados por variações indesejadas ou autotransformadores, sejam considerados para realização do ensaio.

Para realização de ensaios em sistemas de proteção de ilhamento (ESE) externos ao inversor, o circuito esquemático demonstrado pela Figura 7 deve ser empregado.

Figura 7 – Circuito de ensaio para dispositivo externo de detecção de ilhamento (relé)



Fonte: Adaptado de ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (2012)

A configuração de um ESE externo, tal como o interno, exige que as cargas CA conectadas sejam equilibradas. Distintivamente, o sistema fotovoltaico com ESE externo não

possui capacidade de geração de energia, devendo ser acoplado uma fonte CA no lugar da alimentação CC, para fornecer potência ao lado do ESE conectado à chave S1, como mostra a Figura 7. Após o procedimento, é possível realizar o ensaio.

2.3.2 Procedimento de Ensaio de Inversor Monofásico ou Polifásico

O ensaio descrito na NBR IEC 62116, pode ser aplicado para inversores monofásicos e também polifásicos. Para ambos, deve ser utilizada uma carga RLC ressonante de mesma frequência fundamental da rede (60 Hz), sendo adequada para a potência de ensaio. Para inversores polifásicos, as cargas utilizadas devem ser equilibradas, e a chave S1 descrita na Figura 6 deve abrir todas as fases, onde a perda de uma ou duas fases em um sistema trifásico, não indica condição de ilhamento.

A aprovação do ensaio, indica que o inversor oferece proteções adequadas contra ilhamento, quando configurado para operar sob regimes mais restritivos. Ademais, é indicado que o ensaio seja feito para configurações menos restritivas, com o objetivo de englobar a maior parte das exigências das concessionárias de energia (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2012).

2.3.3 Critério de Avaliação/Reprovação

Para ser aprovado, o equipamento deve estar em conformidade com as medições realizadas no ensaio, cujo tempo de permanência da alimentação deve ser menor do que 2 s, ou ainda, respeitando os requisitos da concessionária local.

2.4 ANEEL PRODIST

O Procedimento de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), foi estabelecido através da Resolução Normativa 956/2021, consistindo em documentos segregados através de Módulos, que foram elaborados com a finalidade de padronizar e normatizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Para conexão de sistemas de micro ou minigeração distribuída, o PRODIST deve ser seguido, dando ênfase principalmente aos Módulos 3 e 8, que serão apresentados em mais detalhes.

2.4.1 Módulo 1 – Glossário de Termos Técnicos do PRODIST

Destinado a facilitar o entendimento dos termos e expressões utilizados no PRODIST, o Módulo 1 apresenta uma seção introdutória ao documento e contempla um glossário

para fácil compreensão dos usuários e responsáveis técnicos, visando sanar ambiguidades e demais dúvidas que possam surgir sobre os procedimentos.

2.4.2 Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição

O Módulo 2 do PRODIST é destinado a estabelecer diretrizes a respeito da previsão de demanda, caracterização da carga e do sistema elétrico pelas distribuidoras de energia elétrica, critérios de estudo e planejamento da expansão do sistema de distribuição e por último, apresentar o plano de desenvolvimento da distribuição, destinado às distribuidoras.

2.4.3 Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição

O Módulo 3 do PRODIST estabelece os requisitos complementares sobre a conexão ao sistema de distribuição, onde são dispostos os requisitos para conexão de microgeração e minigeração distribuída, centrais geradoras, requisitos de projetos, proteções, operação e manutenção.

2.4.3.1 Requisitos para conexão de microgeração e minigeração distribuída

Como parte dos requisitos de conexão, segundo ANEEL (2021a), deve ser entregue às distribuidoras o Formulário de Solicitação de Acesso, em conjunto com os documentos necessários para cada caso.

O Relacionamento Operacional e o Acordo Operativo devem ser destinados a unidades consumidoras que possuem microgeração e minigeração distribuída, respectivamente. A elaboração dos documentos citados deve contemplar os acordos celebrados para a unidade consumidora em questão, que participa do sistema de compensação de energia elétrica.

Define-se os requisitos mínimos do ponto de conexão da micro e minigeração distribuída com a rede de distribuição local, em função da potência instalada de geração, como descrito na Tabela 6.

Tabela 6 – Requisitos mínimos em função da potência instalada – PRODIST Módulo 3

Equipamento	Potência Instalada (P) em kW		
	$P \leq 75$	$75 < P \leq 500$	$500 < P \leq 5000$
Elemento de desconexão ¹	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção ²	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento ³	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim ⁴	Sim ⁴	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim ⁴	Sim ⁴	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim ⁵	Sim ⁵	Sim ⁵
Anti-ilhamento	Sim ⁶	Sim ⁶	Sim ⁶
Medição	Sistema de Medição Bidirecional ⁷	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

¹ Chave seccionadora visível e acessível que a distribuidora usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema, exceto para microgeradores e minigeradores que se conectam à rede por meio de inversores.

² Elemento de interrupção automático acionado por proteção para microgeradores distribuídos e por comando e/ou proteção para minigeradores distribuídos.

³ Transformador de interface entre a unidade consumidora e rede de distribuição.

⁴ Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.

⁵ Não é necessário relé de sincronismo específico, mas um sistema eletroeletrônico que realize o sincronismo com a frequência da rede e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção, de maneira que somente ocorra a conexão com a rede após o sincronismo ter sido atingido.

⁶ No caso de operação em ilha do usuário, a proteção de anti-ilhamento deve garantir a desconexão física entre a rede de distribuição e as instalações elétricas internas à unidade consumidora, incluindo a parcela de carga e de geração, sendo vedada a conexão ao sistema da distribuidora durante a interrupção do fornecimento.

⁷ O sistema de medição bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede.

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021a)

Para sistemas que se conectam na rede por meio de inversores, é necessário apresentação, na solicitação de acesso, de certificados de ensaios segundo as normas brasileiras e internacionais, ou validação por meio de certificado concedido pelo INMETRO (ANEEL, 2021a).

A distribuidora poderá solicitar proteções extras ou dispensar alguma proteção, apresentando justificativa técnica para sua execução.

2.4.4 Módulo 4 – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição

Os principais objetivos do Módulo 4 do PRODIST, estão relacionados à implementação de procedimentos de operação do sistema de distribuição, formulação de programas operacionais dos sistemas de distribuição e por fim, instituição de requisitos mínimos da coordenação e relacionamento operacional, bem como comunicação de voz e dados entre centros de despacho de geração distribuída e demais unidades de operação.

2.4.5 Módulo 5 – Sistemas de Medição

Neste Módulo estão descritos os requisitos mínimos de implementação de sistemas de medição aplicados ao sistema de distribuição, coleta de dados, faturamento e apuração dos resultados obtidos, além de estabelecer diretrizes de manutenção e operação desses sistemas de medição aplicados em instalações de usuários aderentes ao sistema de distribuição.

2.4.6 Módulo 6 – Informações Requeridas e Obrigações

O Módulo 6 do PRODIST, estabelece as obrigações aplicadas ao fluxo de informações da ANEEL, incluindo informações de âmbito geral, procedimentos operativos, cálculo de perdas no sistema de distribuição, qualidade da energia elétrica e acesso ao sistema de distribuição. Visando atender os procedimentos descritos no PRODIST e regulamentos que definem as regras de prestação do serviço público de distribuição.

2.4.7 Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição

Estão presentes no Módulo 7 do PRODIST, os procedimentos para aquisição de dados necessários para serem executados cálculos referentes a perdas do sistema de distribuição e aferição através de indicadores próprios, também está presente a determinação de parâmetros comparativos para que essa aferição seja possível.

2.4.8 Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica

O Módulo 8 do PRODIST, estabelece os procedimentos relativos a qualidade do fornecimento de energia elétrica, através de indicativos e limites operacionais, valores de referência e metodologia de medição.

2.4.8.1 Qualidade do produto

Define-se como qualidade do produto, o conjunto de fenômenos que afetam a conformidade da tensão em regime permanente e transitório. Dentre esses fenômenos, estão presentes as distorções harmônicas, o desequilíbrio de tensão e a flutuação de tensão.

Segundo ANEEL (2021b), as distorções harmônicas caracterizam-se como deformações nas ondas de tensão e correntes senoidais de frequência fundamental, causadas por frequências múltiplas que estão presentes no sistema de distribuição. Define-se então, os seguintes indicadores para distorções harmônicas presentes na Tabela 7, seguido pelos limites máximos permitidos na Tabela 8.

Tabela 7 – Indicadores de distorções harmônicas

Descrição	Símbolo
Distorção harmônica individual de tensão 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	$DTT_3\%$
Valor do indicador $DTT\%$ que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas	$DTT_{95\%}$
Valor do indicador $DTT_p\%$ que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas	$DTT_{p95\%}$
Valor do indicador $DTT_i\%$ que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas	$DTT_{i95\%}$
Valor do indicador $DTT_3\%$ que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas	$DTT_{395\%}$

Fonte: ANEEL (2021b)

Tabela 8 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental)

Indicador	Tensão nominal (V_n)		
	$V_n < 2,3kV$	$2,3kV \leq V_n < 69kV$	$69kV \leq V_n < 230kV$
$DTT_{95\%}$	10,0%	8,0%	5,0%
$DTT_{p95\%}$	2,5%	2,0%	1,0%
$DTT_{i95\%}$	7,5%	6,0%	4,0%
$DTT_{395\%}$	6,5%	5,0%	3,0%

Fonte: ANEEL (2021b)

Para o desequilíbrio de tensão, caracterizado pela diferença indevida entre as três tensões de fase de um sistema trifásico, é criado o indicador $FD_{95\%}$, que representa o valor do Fator de Desequilíbrio de Tensão que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas. Cujo limite aceitável pode ser verificado na Tabela 9.

Tabela 9 – Limites para o indicador de desequilíbrio de tensão

Indicador	Tensão nominal (V_n)	
	$V_n < 2,3kV$	$2,3kV \leq V_n < 230kV$
$FD_{95\%}$	3,0%	2,0%

Fonte: ANEEL (2021b)

Indica-se como flutuação de tensão, a variação momentânea ou repetitiva dos valores eficaz ou de pico da tensão instantânea. De acordo com ANEEL (2021b), são criados 3

tipos de indicadores que estão presentes na Tabela 10, onde os limites aceitáveis estão dispostos na Tabela 11.

Tabela 10 – Indicadores de flutuação de tensão

Descrição	Símbolo
Severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 minutos.	P_{st}
Severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 2 horas	Plt
Valor do indicador P_{st} que foi superado em apenas 5% das 1.008 leituras válidas.	$P_{st95\%}$

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021b)

Tabela 11 – Limites para flutuação de tensão

Indicador	Tensão nominal (V_n)		
	$V_n < 2,3kV$	$2,3kV \leq V_n < 69kV$	$69kV \leq V_n < 230kV$
$P_{st95\%}$	1,0 pu	1,5 pu	2,0 pu

Fonte: ANEEL (2021b)

2.4.8.2 Faixas de classificação de tensões de regime permanente

Por último, o Módulo 8 do PRODIST, determina a classificação de tensão, para níveis adequados, precários e críticos. Neste caso, o estudo a ser abordado confere a uma instalação de sistema em rede elétrica de distribuição em baixa tensão, onde a tensão fase-fase é de 220 V e fase-neutro é de 127 V (220 V/127 V), cabendo assim, a utilização dos seguintes parâmetros para aferição da tensão, no ponto de conexão, apresentados pela Tabela 12.

Tabela 12 – Pontos de conexão em Tensão Nominal inferior a 2,3 kV (220/127)

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231)/(117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)/$ $(110 \leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233)/(TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$

Fonte: ANEEL (2021b)

2.4.9 Módulo 9 – Ressarcimento de Danos Elétricos

Os tópicos abordados pelo Módulo 9 são destinados principalmente às distribuidoras, no que diz respeito aos procedimentos que devem ser executados para processos de ressarcimento de danos elétricos. Neste sentido, encontra-se no Módulo 9 do PRODIST, os

procedimentos para solicitação e análise, verificação e por fim, a resposta e ressarcimento referentes aos danos elétricos devidos e indevidos.

2.4.10 Módulo 10 – Sistema de Informação Geográfica Regulatório

O Módulo 10 estabelece os conjuntos de informações das distribuidoras, e seu conteúdo, para ser enviado, validado e composto ao Banco de Dados Geográficos da Distribuidora (BDGD).

2.4.11 Módulo 11 – Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares

Por último, o Módulo 11 do PRODIST estabelece os procedimentos necessários na apresentação de faturas de energia elétrica, devendo conter um conjunto obrigatório de informações relevantes e informações que devem ser apresentadas apenas em casos específicos. Também apresenta a possibilidade de fatura eletrônica e a opção do recebimento do resumo de fatura.

2.5 GED-13

A GED-13 é uma norma exclusiva do Grupo CPFL Energia, com intuito de orientar os clientes individuais sobre os requisitos mínimos para conexão de unidades consumidoras na rede de concessão da CPFL, através de ramais de conexões aéreas na rede de distribuição em tensão secundária, para instalações com carga instalada de até 75 kW.

2.5.1 Tensões de Fornecimento e Limitações de Atendimento

O Grupo CPFL Energia, fornece em sua área de concessão do Estado de São Paulo, energia elétrica em frequência nominal de 60 Hz e tensões secundárias nominais fase-fase de 220 V e fase-neutro de 127 V (220 V/127 V), com exceção das cidades de Piratininga e Lins, onde a tensão nominal fase-fase é de 380 V e fase-neutro de 220 V (380 V/220 V).

As Tabelas 1 A, 1 B, 1 C e 1 D apresentadas na GED-13, indicam as limitações de atendimento para as unidades consumidoras, separando-as por categoria de fornecimento. Além disso, estabelece as características de conexão das instalações e seus limites de carga instalada.

- **Monofásico – Dois fios (fase e neutro – Categorias A1 a A4):** Para instalações com classe de tensão 220 V/127 V, será permitido carga instalada de até 12

kW. Para classe de tensão 380 V/220 V, será autorizado carga instalada de até 15 kW.

- ❑ **Bifásico – Três fios (duas fases e neutro – Categorias B1 a B3):** Para instalações com classe de tensão 220 V/127 V, será permitido carga instalada de 12 kW a 25 kW. Para classe de tensão 380 V/220 V, será autorizado carga instalada de 15 kW a 25 kW.
- ❑ **Trifásico – Quatro fios (três fases e neutro – Categorias C1 a C11):** Para instalações com classe de tensão 220 V/127 V, será permitido carga instalada de 25 kW a 75 kW. Para classe de tensão 380 V/220 V, será autorizado carga instalada de 25 kW a 75 kW.

Instalações que possuírem carga declarada superior a 75 kW, deverão ser atendidas conforme normativas para fornecimento em tensão primária de distribuição.

O cliente com categoria monofásico pode solicitar à CPFL atendimento bifásico ou trifásico, ou ainda, o cliente bifásico pode solicitar à CPFL atendimento trifásico, mediante recolhimento de tarifa adicional e adequações no padrão de entrada (CPFL, 2022a).

2.5.2 Entrada de Serviço e Ramal de Conexão

Compreende-se como responsabilidade da distribuidora de energia, o fornecimento do ramal de conexão, bem como os equipamentos necessários para medição.

O cliente é responsável pelos demais materiais da entrada de serviço, a citar: caixa de medição, contutores e eletrodutos do ramal de entrada, poste e proteções contra surto de tensão e descarga atmosférica (DPS), de acordo com a norma vigente.

Segundo CPFL (2022a), a instalação do ramal de conexão deve ser feita mediante algumas observações: a entrada deve ser pela região frontal do terreno da unidade consumidora, livre de obstáculos, devendo ser afastado de locais acessíveis adjacentes.

2.5.3 Padrão de Entrada e Tipos de Medições

Para normalização do padrão de entrada, é indispensável que seja composto de um poste simples, caixa de medição (em material metálico, fibra ou policarbonato) e proteção. A caixa deve ser posicionada de tal modo que a leitura de energia possa ser executada sem adentrar na propriedade. Ademais, somente serão aceitas caixas homologadas pela distribuidora.

2.5.3.1 Medição direta – Categorias de ligação A1 a A4, B1 a B3, C1 a C3 e C7 a C10

Deverão compor o padrão de entrada da unidade consumidora para medição direta, os seguintes itens com suas respectivas medições e proteções, de acordo com CPFL (2022a):

Entrada aérea:

- Poste simples, com caixa metálica (tipo II ou tipo III), ou poliméricas e poste duplo T;
- Poste com caixa incorporada com medição voltada para calçada, denominado Poste Multi 100;
- Poste com caixa incorporada em muro lateral;
- Poste com duas caixas incorporadas para medição de dois clientes no mesmo terreno com medição voltada para calçada;
- Poste com duas caixas incorporadas para medição de dois clientes em mesmo terreno com medição instalada em muro lateral.

Entrada subterrânea:

- Padrão de Entrada Pedestal para medidor 100 A com entrada subterrânea.

O padrão Multi 200, para medidores de 200 A, foi despadronizado pelo Grupo CPFL Energia, por descontinuar a instalação de medidores de 200 A, sendo válido apenas para unidades consumidoras cujo padrão de entrada seja instalado até 31/12/2022. A partir de 01/01/2023, serão aceitos para categorias com corrente superior a 100 A, somente padrões de entrada para medição indireta.

2.5.3.2 Medição indireta – Categorias de ligação C4, C5, C6 ou C11

Esse tipo de medição é destinado a unidades consumidoras que possuem demanda superior a 38 kW para categoria de tensão 220 V/127 V, ou superior a 66 kW para categoria de tensão 380 V/220 V, sendo necessário a utilização de padrão de entrada com medição indireta, utilizando TCs, borne de aferição e medidor (CPFL, 2022a).

Entrada aérea:

- Poste simples, com caixa metálica tipo H com medição indireta e poste duplo T;
- Poste padrão para medição indireta com entrada aérea.

Entrada subterrânea:

- Poste padrão para medição indireta com entrada subterrânea.

Para casos já existentes de poste padrão para medidor de 200 A, poderá ser utilizado padrão com caixa acoplada.

Caso o cliente migre para o Programa Microgeração e Minigeração Distribuída da ANEEL, deverá adequar o padrão de entrada para instalação de um medidor bidirecional de 100 A (medidor 4 quadrantes), TCs e Chave de Aferição com cabo de 7 cores (CPFL, 2022a).

2.5.4 Dispositivos de Proteção e Seccionamento

A norma prevê que o dimensionamento das proteções gerais aplicadas nas unidades consumidoras, devem ser baseadas nas Tabelas 1 A, 1 B, 1 C e 1 D, presentes na GED-13. Além disso, indica que o condutor neutro não deve possuir dispositivo de proteção, assegurando sua continuidade.

Deverão ser instalados disjuntor e DPS, conforme dimensionamento indicado.

2.5.4.1 Disjuntor

Segundo CPFL (2022a), o padrão de entrada deve conter os seguintes disjuntores termomagnéticos indicados para cada categoria de fornecimento de energia:

- ❑ Disjuntores unipolares, aplicados a instalações monofásicas;
- ❑ Disjuntores bipolares, aplicados a instalações bifásicas;
- ❑ Disjuntores tripolares, aplicados a instalações trifásicas.

Para todos os casos, não serão aceitos disjuntores com ajuste de corrente, sendo esses dispositivos em desacordo com as diretrizes da GED-13.

Os disjuntores devem possuir as características apresentadas na Tabela 13.

Tabela 13 – Capacidade de interrupção mínima e características construtivas de disjuntores da GED-13

Capacidade de Corrente Nominal	Norma	Capacidade de Interrupção	
		220 V/127 V	380 V/220 V
32 A até 63 A	NBR NM 60898	10000 A (10 kA)	5000 A (5 kA)
80 A até 100 A	NBR IEC 60947	> 10000 A (10 kA)	10000 A (10 kA)
125 A até 200 A	NBR IEC 60947 Caixa Moldada	> 12000 A (12 kA)	12000 A (12 kA)

Fonte: Adaptado de CPFL (2022a)

2.5.4.2 Dispositivos de proteção contra surto de tensão e descarga atmosférica – DPS

Segundo CPFL (2022a), unidades consumidoras com ligação nova possuem a obrigatoriedade de possuir o DPS instalado como parte de dispositivo de proteção no padrão de entrada, sendo aplicado para todas as distribuidoras do grupo CPFL Energia.

A aplicação está em conformidade com a norma da ABNT NBR 5410, com intuito de suprir sobretensões, evitando danos a equipamentos elétricos e eletrônicos, garantindo a segurança das pessoas no local.

O local de instalação do DPS deve ser, obrigatoriamente, junto ao disjuntor geral da instalação. Além disso, o DPS deverá ser do tipo II, com fixação em trilhos DIN 35 ou garras NEMA.

2.5.4.3 Dispositivos de seccionamento

Para instalações com corrente superior a 100 A, é de responsabilidade do cliente instalar a chave interruptor/seccionador em compartimento com dispositivo para lacre sem comando externo.

O local de instalação deve anteceder o medidor de energia, sendo indicado como um equipamento de baixa tensão de 200 A, sem proteção e com abertura sob carga. De acordo com os procedimentos descritos em CPFL (2022a), para a categoria de tensão 220 V/127 V, a classe de proteção mínima do dispositivo deve ser de 250 V, ou 500 V para categoria de tensão 380 V/220 V, devendo possuir identificação específica para não serem confundidos com o disjuntor instalado.

2.5.5 Tabelas Utilizadas para Dimensionamento do Ramal de Entrada

O dimensionamento do ramal de entrada de uma unidade consumidora em área de concessão do grupo CPFL Energia, deve seguir as Tabelas 1 A, 1 B, 1 C e 1 D, representadas pelas Figuras 8, 9, 10 e 11, respectivamente.

Figura 8 – Tabela 1 A da GED-13

Dimensionamento em Tensão 127/220V – Ramal de Entrada Cobre PVC											
Categoria	A1 ⁽¹⁾	A2 ⁽¹⁾	B1	B2	C1	C2	C3	C4 ⁽⁵⁾	C5 ⁽⁵⁾	C6 ⁽⁵⁾	
Carga Instalada (kW)	C ≤ 6		6 < C ≤ 12	12 < C ≤ 18	18 < C ≤ 25	25 < C ≤ 75					
Demanda Total (kVA)	-	-	-	-	D ≤ 23	23 < D ≤ 30	30 < D ≤ 38	38 < D ≤ 47	47 < D ≤ 57	57 < D ≤ 76	
Limitação motores (cv)	FN ⁽¹⁾	1	2	2	2	2	3	5	7,5	7,5	
	FF	-	-	3	5	3	5	7,5	10	15	
	FFFN ⁽³⁾	-	-	-	-	15	20	25	30	50	
Ramal de Entrada Cabo Cu PVC mm² BWF 70°C 750 V	6	16	16	25	16	25	35	50	70 ⁽⁴⁾	95 ⁽⁴⁾	
Caixa de medição	Policarbonato ou tipo II ⁽²⁾				Policarbonato ou tipo III			H			
Poste Padrão com caixa incorporada	Poste padrão medição direta até 100 A				Poste padrão medição direta até 100 A			Poste padrão medição indireta			
Disjuntor (A)	32	63	63	80	63	80	100	125	150	200	
Eletroduto mm (pol)	32 (1)		40 (1 ¼)				50 (1 ½)		60 (2)		
Aterramento	Condutor nu (mm²)	6	10				16	25	35		
	Eletroduto mm (pol)	20 (½)									
Resistência mecânica poste DT ou FV	90 daN						200 daN	300 daN			
Poste Tubular de Aço (mm)	Circular 101,6 x 5,0 (diâmetro ext. x esp.) ou Quadrado 80 x 80 x 3 mm							-			
Pontaleta Tubular de Aço (mm)	60,33 x 3,35 ou 80 x 80 x 3 (diâmetro externo x espessura)							-	-	-	-
Ramal de conexão	10 mm ² Duplex	10 mm ² Triplex 10 mm ² Triplex 10 mm ² Triplex Neutro Isolado ⁽¹⁾	16 mm ² Triplex	25 mm ² Triplex	10 mm ² Quadru-plex	16 mm ² Quadru-plex	25 mm ² Quadru-plex	35 mm ² Quadru-plex	50 mm ² Quadru-plex	70 mm ² Quadru-plex	

Fonte: CPFL (2022a)

Figura 9 – Tabela 1 B da GED-13

Dimensionamento em Tensão 220/380V – Ramal de Entrada Cobre PVC										
Categoria	A3	A4	B3	C7	C8	C9	C10	C11		
Carga Instalada (kW)	C ≤ 10		10 < C ≤ 15	15 < C ≤ 25	25 < C ≤ 75					
Demanda Total (kVA)	-	-	-	D ≤ 26	26 < D ≤ 40	40 < D ≤ 46	46 < D ≤ 66	66 < D ≤ 82		
Limitação motores (cv)	FN	3	5	5	3	3	5	7,5	7,5	
	FF	-	-	10	5	5	10	12	12	
	FFFN ⁽²⁾	-	-	-	20	30	30	40	50	
Ramal de Entrada Cabo Cu PVC mm² BWF 70°C 750 V	6	16	16	10	16	25	35	50		
Caixa de medição	Policarbonato ou tipo II ⁽¹⁾				Policarbonato ou tipo III			H		
Poste Padrão com Caixa Incorporada	Poste padrão medição direta até 100 A			Poste padrão medição direta até 100 A				Poste padrão medição indireta		
Disjuntor (A)	32	63	63	40	63	80	100	125		
Eletroduto mm (pol)	32 (1)			40 (1 ¼)				50 (1 ½)		
Aterramento	Condutor mm²	6	10				16			
	Eletroduto mm (pol)	20 (½)								
Resistência mecânica poste DT ou FV	90 daN						200 daN			
Poste Tubular de Aço (mm)	Circular 101,6 x 5,0 (diâmetro ext. x esp.) ou Quadrado 80 x 80 x 3							-		
Pontaleta Tubular de Aço (mm)	60,33 x 3,35 ou 80 x 80 x 3 (diâmetro externo x espessura)				-	-	-	-	-	
Ramal de conexão	10 mm ² Duplex	16 mm ² Duplex	16 mm ² Triplex	10 mm ² Quadru-plex	16 mm ² Quadru-plex	25 mm ² Quadru-plex	35 mm ² Quadru-plex	35 mm ² Quadru-plex		

Fonte: CPFL (2022a)

Figura 10 – Tabela 1 C da GED-13

Dimensionamento em Tensão 127/220V – Ramal de Entrada Cobre EPR/XLPE											
Categoria	A1 ⁽¹⁾	A2 ⁽¹⁾	B1	B2	C1	C2	C3	C4 ⁽⁵⁾	C5 ⁽⁵⁾	C6 ⁽⁵⁾	
Carga Instalada (kW)	C ≤ 6	6 < C ≤ 12	12 < C ≤ 18	18 < C ≤ 25	25 < C ≤ 75						
Demanda Total (kVA)	-	-	-	-	D ≤ 23	23 < D ≤ 30	30 < D ≤ 38	38 < D ≤ 47	47 < D ≤ 57	57 < D ≤ 76	
Limitação motores (cv)	FN⁽¹⁾	1	2	2	2	2	3	5	7,5	7,5	
	FF	-	-	3	5	3	5	7,5	10	15	
	FFFN⁽³⁾	-	-	-	-	15	20	25	30	40	50
Ramal de Entrada Cabo Cu EPR/XLPE mm² 90°C 0,6/1 kV	6	10	10	16	10	16	25	35	50 ⁽⁴⁾	70 ⁽⁴⁾	
Caixa de medição	Policarbonato ou tipo II ⁽²⁾				Policarbonato ou tipo III			H			
Poste padrão com caixa incorporada	Poste padrão medição direta até 100 A				Poste padrão medição direta até 100 A			Poste padrão medição indireta			
Disjuntor (A)	32	63	63	70	63	80	100	125	150	200	
Eletroduto mm (pol)	32 (1)			40 (1 ¼)				50 (1 ½)	60 (2)		
Aterramento	Condutor mm²	6	10					16	25	35	
	Eletroduto mm (pol)	20 (½)									
Resistência mecânica poste DT ou FV	90 daN							200 daN	300 daN		
Poste tubular de aço (mm)	Circular 101,6 x 5,0 (diâmetro ext. x esp.) ou Quadrado 80 x 80 x 3 mm							-	-	-	
Pontaletes Tubular de Aço (mm)	60,33 x 3,35 ou 80 x 80 x 3 (diâmetro externo x espessura)					-	-	-	-	-	
Ramal de conexão	10 mm ² Duplex	10 mm ² Triplex 10 mm ² Triplex Neutro Isolado ⁽¹⁾	16 mm ² Triplex	25 mm ² Triplex	10 mm ² Quadru-plex	16 mm ² Quadru-plex	25 mm ² Quadru-plex	35 mm ² Quadru-plex	50 mm ² Quadru-plex	70 mm ² Quadru-plex	

Fonte: CPFL (2022a)

Figura 11 – Tabela 1 D da GED-13

Dimensionamento em Tensão 127/220V – Ramal de Entrada Alumínio Multiplexado											
Categoria	A1 ⁽¹⁾	A2 ⁽¹⁾	B1	B2	C1	C2	C3	C4 ⁽⁵⁾	C5 ⁽⁵⁾	C6 ⁽⁵⁾	
Carga Instalada (kW)	C ≤ 6	6 < C ≤ 12	12 < C ≤ 18	18 < C ≤ 25	25 < C ≤ 75						
Demanda Total (kVA)	-	-	-	-	D ≤ 23	23 < D ≤ 30	30 < D ≤ 38	38 < D ≤ 47	47 < D ≤ 57	57 < D ≤ 76	
Limitação motores (cv)	FN⁽¹⁾	1	2	2	2	2	3	5	7,5	7,5	
	FF	-	-	3	5	3	5	7,5	10	15	
	FFFN⁽³⁾	-	-	-	-	15	20	25	30	40	50
Ramal de Entrada Cabo Multiplex Al mm² 90°C 0,6/1 kV	10	16	16	25	25	25	35	50	70 ⁽⁴⁾	95 ⁽⁴⁾	
Caixa de medição	Policarbonato ou tipo II ⁽²⁾				Policarbonato ou tipo III			H			
Poste Padrão com Caixa Incorporada	Poste padrão medição direta até 100 A				Poste padrão medição direta até 100 A			Poste padrão medição indireta			
Disjuntor (A)	32	63	63	70	63	80	100	125	150	200	
Eletroduto mm (pol)	32 (1)			40 (1 ¼)				50 (1 ½)	60 (2)		
Aterramento	Condutor (mm²)	6	10					16	25	35	
	Eletroduto mm (pol)	20 (½)									
Resistência mecânica poste DT ou FV	90 daN							200 daN	300 daN		
Poste Tubular de aço (mm)	Circular 101,6 x 5,0 (diâmetro ext. x esp.) ou Quadrado 80 x 80 x 3							-	-	-	
Pontaletes Tubular de Aço (mm)	60,33 x 3,35 ou 80 x 80 x 3 (diâmetro externo x espessura)					-	-	-	-	-	
Ramal de conexão	10 mm ² Duplex	10 mm ² Triplex 10 mm ² Triplex Neutro Isolado ⁽¹⁾	16 mm ² Triplex	25 mm ² Triplex	10 mm ² Quadru-plex	16 mm ² Quadru-plex	25 mm ² Quadru-plex	35 mm ² Quadru-plex	50 mm ² Quadru-plex	70 mm ² Quadru-plex	

Fonte: CPFL (2022a)

2.6 GED-15303

A presente norma estabelece os requisitos técnicos mínimos e necessários para conexão de sistemas de geração particular de energia, em redes de baixa e média tensão das distribuidoras da CPFL Energia, de maneira permanente, a atender a regulamentação disposta em (ANEEL, 2012), da Agência Nacional de Energia Elétrica, e suas respectivas revisões.

2.6.1 Proteções Requeridas para Conexão de Inversores na Rede

O grupo CPFL Energia exige requisitos de proteção mínimos, para que seja feita a conexão de centrais microgeradoras ou minigeradoras em sua rede de distribuição. A Tabela 14 dispõe dos requisitos com base na potência instalada dessas centrais geradoras, onde as células marcadas com “X” são indicadas como obrigatório.

Tabela 14 – Síntese do conjunto mínimo das funcionalidades de proteção requeridas por inversores

Proteção	Código ANSI	Potência Instalada (P) em kW		
		$P \leq 75$	$75 < P \leq 500$	$500 < P \leq 5000$
Sub e Sobretensão	27/59	X	X	X
Sub e Sobrefrequência	81 U/O	X	X	X
Desequilíbrio de Corrente	46	-	-	X
Desbalanço de Tensão	47	-	-	X
Sobrecorrente Direcional	67	-	X	X
Sobrecorrente c/ Restrição de Tensão	50V/51V	-	-	X
Sincronismo	25	X	X	X
Anti-ilhamento	-	X	X	X
Sobrecorrente	50/51	-	X	X
Sobrecorrente de Neutro	50N/51N/51G	-	X	X
Sobretensão de Neutro	59N	-	X	X
Direcional de Potência	32	-	X	X
Medição de Ângulo de Fase	78	-	X	X
Taxa de Variação de Frequência	81 df/dt	-	X	X

Fonte: Adaptado de CPFL (2022b)

2.6.2 Acordo Operativo; Relacionamento Operacional

Para clientes com central minigeradora distribuída, a área responsável da CPFL expedirá um documento denominado Acordo Operativo, contendo informativos e procedimentos regulamentadores do relacionamento entre consumidor e CPFL.

Para cliente com central microgeradora distribuída, a área responsável da CPFL expedirá o Relacionamento Operacional, assim como no Acordo Operativo, onde deve conter os procedimentos regulamentadores do relacionamento entre consumidor e CPFL.

Ambos os documentos, devem ser rigorosamente seguidos, e entram em vigor a partir da aprovação da vistoria do sistema de micro ou minigeração distribuída, pela CPFL.

Quaisquer modificações no sistema de micro ou minigeração, poderá acarretar na revisão do Acordo Operativo ou do Relacionamento Operacional.

2.6.3 Etapas e Prazos de Conexão de Centrais Geradoras

Os procedimentos para conexão de centrais de micro ou minigeração distribuída, estão disponíveis em CPFL (2022b), os quais podem ser divididos em etapas, de acordo com o disposto nas Tabelas 15 e 16.

Tabela 15 – Síntese das etapas de conexão

Etapa	Ação	Responsável	Prazo
1) Solicitação do Orçamento de Conexão	(a) formalização, com encaminhamento de documentação, dados e informações pertinentes, bem como estudos realizados	Consumidor	-
	(b) recebimento da Solicitação de Acesso	CPFL	-
	(c) solução de pendências	Consumidor	-
2) Emissão do Orçamento de Conexão	(a) triagem do orçamento de conexão com as condições de acesso	CPFL	5 dias
	(b) solução de pendências	Consumidor	-
	(c) emissão do orçamento de conexão com as condições de acesso	CPFL	i) para microgerador sem obra na rede da CPFL, até 15 dias após ação 2(b) ou 2(c) ii) para microgerador com obra na rede da CPFL, até 30 dias após ação 2(b) ou 2(c) iii) para as demais conexões com ou sem obra na rede da CPFL, até 45 dias após ação 2(b) ou 2(c)

Tabela 16 – Continuação da Tabela 15

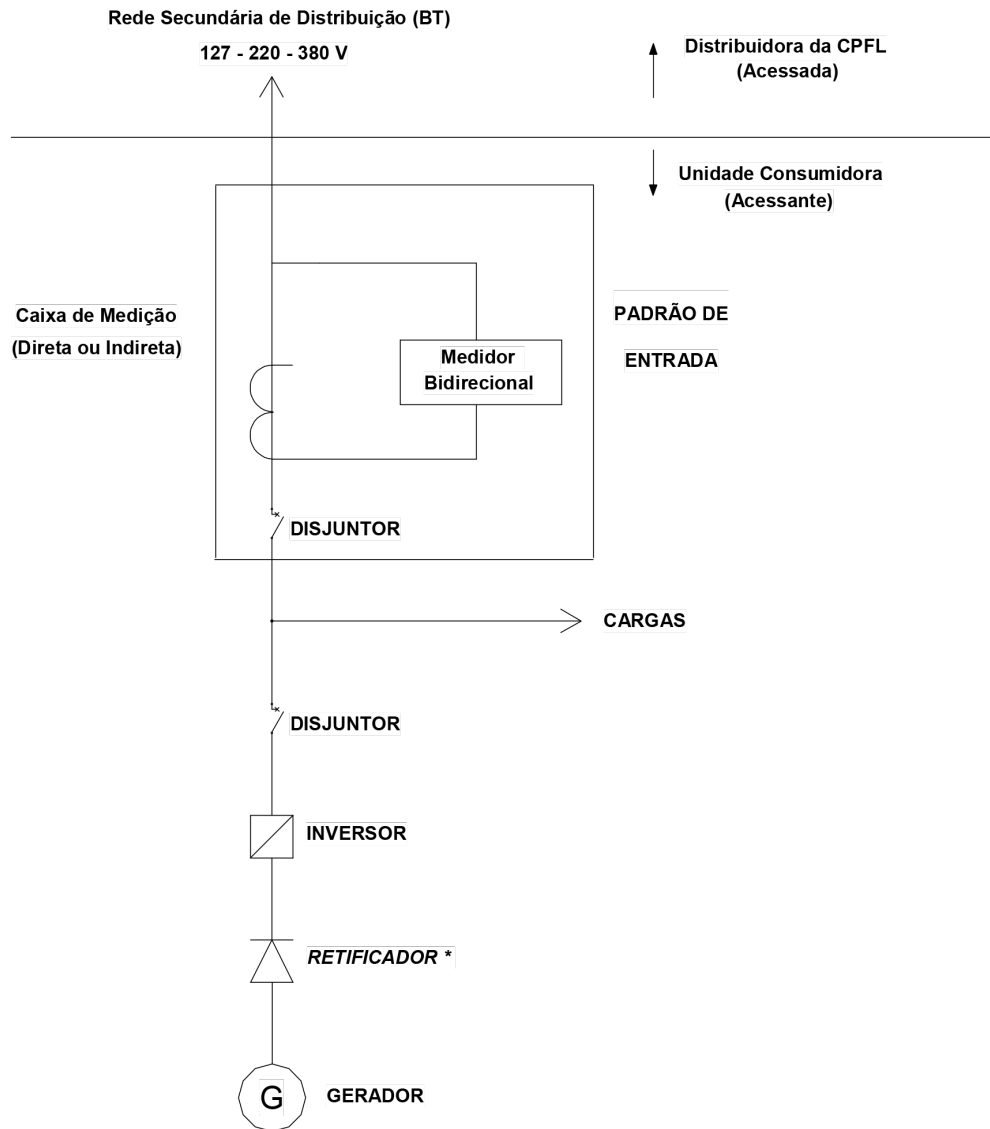
Etapa	Ação	Responsável	Prazo
3) Implantar Conexão	(a) execução de Vistoria	CPFL	(i) até 5 dias úteis, para conexões em tensão menor que 2,3kV ----- (ii) até 10 dias úteis, para conexões em tensão maior ou igual a 2,3kV e menor que 69kV ----- (iii) até 15 dias úteis, para conexões em tensão maior ou igual a 69kV
	(b) entrega ao consumidor do Relatório de Vistoria se houver pendências	Consumidor	até 3 dias úteis após a ação 4(a)
4) Aprovar Conexão	(a) adequação dos condicionantes do Relatório de Vistoria	Consumidor	a cargo do consumidor
	(b) aprovação da conexão, adequação da medição e início da compensação de energia, liberando o acesso da micro ou minigeração para efetiva conexão	CPFL	conforme prazos do item 4(a), se não forem encontradas pendências
5) Contratos	(a) Relacionamento Operacional ou Acordo Operativo	Consumidor e CPFL	Relacionamento Operacional até ação 3(a) e Acordo Operativo até ação 5(b)

Fonte: Adaptado de CPFL (2022b)

2.6.4 Diagramas Unifilares

Deverão ser encaminhados para análise do projeto de microgeração ou minigeração distribuída, os diagramas elétricos funcionais do sistema, contemplando informações detalhadas de todos os equipamentos e dispositivos utilizados.

Figura 12 – Modelo de diagrama elétrico funcional para BT



*RETIFICADOR: Obrigatório quando a central geradora for em corrente alternada.

Fonte: CPFL (2022b)

2.6.5 Placas de Advertência

A placa de advertência é um item obrigatório para aprovação do sistema na vistoria de micro ou minigeração distribuída, devendo ser instalada na tampa da caixa do medidor, garantindo sua visualização (CPFL, 2022b). Além disso, deve ser instalada outra placa idêntica a primeira, nas seguintes regiões da unidade consumidora:

- “No caso de ponto de entrega aérea, no postinho, ou parede, ou cabine com buchas de passagem, do lado da via pública, na conexão do ramal de ligação (ou serviço).”

- ❑ “No caso de conexão de unidade consumidora (UC) em edifício com múltiplas unidades (edifício de uso coletivo ou com medição agrupada), no ponto de entrega do edifício (poste) e na caixa de distribuição (se houver).”
- ❑ “No caso de ponto de entrega subterrânea, na faixa da edificação, próximo ao número do empreendimento ou imóvel, ou na parte mais alta do duto de entrada localizado no poste da CPFL” (CPFL, 2022b).

A Figura 13 representa a placa de advertência obrigatória, exigida pelas distribuidoras do grupo CPFL Energia.

Figura 13 – Placa de advertência com respectivas cotas exigidas



Fonte: CPFL (2022b)

2.7 Lei N° 14.300, de 6 de Janeiro de 2022

A Lei 14.300/2022, institui o marco legal da micro e minigeração de energia. A lei prevê que consumidores que protocolarem acesso nas distribuidoras a cerca de micro ou minigeração distribuída, com participação no Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), ou que já existirem até a data da publicação da lei, continuarão recebendo, até

31 de dezembro de 2045, os benefícios concedidos pela ANEEL. Além disso, determina as regras que serão implementadas a partir de 2045 e as transições cabíveis.

Unidades consumidoras que não se enquadrem no descrito pelo parágrafo anterior, ou seja, que iniciarem a injeção de energia ativa na rede das distribuidoras a partir do 12° mês da data de publicação da Lei 14.300/2022, deverão considerar pagamentos relativos à “remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição” (BRASIL, 2022).

Sobre o percentual gradual, deve-se considerar, segundo Brasil (2022):

- 15% (quinze por cento) a partir de 2023;
- 30% (trinta por cento) a partir de 2024;
- 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;
- 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;
- 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;
- 90% (noventa por cento) a partir de 2028;
- A regra disposta no art. 17 da Lei 14.300/2022 a partir de 2029.

Assim, após o término do período de transição de faturamento em 2029, as regras tarifárias para unidades consumidoras participantes do SCEE, deverão ser estabelecidas pela ANEEL.

Unidades consumidoras que protocolarem acesso nas distribuidoras entre o 13° e 18° mês após a data de publicação da lei, as regras tarifárias estabelecidas pela ANEEL, deverão ser aplicadas a partir de 2031.

Por último, fica instituído o Programa de Energia Renovável Social (PERS) que promove o financiamento e incentivo da instalação de sistemas fotovoltaicos e de outras fontes renováveis, destinado a consumidores de baixa renda, conforme classificação apresentada na Lei 12.212/2010, no que diz respeito à Subclasse Residencial Baixa Renda.

Capítulo 3

Modalidades de Geração

O presente capítulo, aborda as principais modalidades de geração, descrevendo-as a partir de suas características constitutivas e situações em que são frequentemente aplicadas. Ademais, são apresentados os conceitos dos principais componentes e dispositivos que integram o sistema de geração fotovoltaico, como placas, inversor e medidor bidirecional.

A Resolução Normativa N°482 de 2012, que foi posteriormente alterada pela Resolução Normativa N°687 de 2015, introduz as condições para o acesso de micro e minigeração aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Além disso, estabelece a implementação do sistema de compensação de energia elétrica para adesão dos consumidores responsáveis por unidades com micro e minigeração distribuída, consumidores integrantes de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, optantes por geração compartilhada e também da categoria de autoconsumo remoto. Excluem-se da adesão ao sistema de compensação: consumidores livres, especiais ou parcialmente livres.

A energia ativa excedente injetada, será cedida para a distribuidora em forma de empréstimo, que será repassada para a unidade consumidora em forma de crédito de energia ativa, a ser consumida por um prazo de até 60 meses.

3.1 Autoconsumo Local

Segundo Brasil (2022), o autoconsumo local é instituído como a modalidade de microgeração ou minigeração distribuída, onde o excedente de energia elétrica gerado por unidade consumidora de titularidade de um consumidor-gerador, pessoa física ou jurídica, é compensado ou creditado pela mesma unidade consumidora.

3.2 Autoconsumo Remoto

A Resolução Normativa N°687 de 2015, define a modalidade de geração de autoconsumo remoto, que caracteriza-se por unidades consumidoras sob mesma titularidade, seja de Pessoa Jurídica (incluindo matriz e filiais) ou Pessoa Física, que possui unidade geradora em localidade diferente das demais unidades consumidoras (beneficiárias). A compensação dos créditos de energia excedente é autorizada se, obrigatoriamente, todas as unidades consumidoras (geradora e beneficiárias) estiverem na mesma área de concessão da distribuidora de energia local.

3.3 Geração Compartilhada

A geração compartilhada é caracterizada pela reunião de consumidores, por meio de consórcio ou cooperativa, podendo ser composta por Pessoa Física ou Pessoa Jurídica. A reunião contempla a unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, em localidade diferente das unidades em que a energia excedente será compensada. Assim como na modalidade de autoconsumo remoto, a geração compartilhada deve ocorrer em área sob mesma concessão da distribuidora local (ANEEL, 2015).

3.4 Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras

Caracterizado pela utilização de energia elétrica de forma independente, a modalidade de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras consiste em um sistema de compensação da energia excedente gerada, onde a unidade com sistema de microgeração ou minigeração distribuída e demais unidades consumidoras beneficiárias, localizam-se em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas. Neste sentido, a fração individualizada do uso da energia deve corresponder a uma unidade consumidora, enquanto que a fração utilizada para abastecimento do uso coletivo de áreas comuns, deve ser uma unidade consumidora distinta, sob titularidade de um condomínio, administração ou do proprietário do empreendimento (ANEEL, 2015).

3.5 Sistema de Geração Fotovoltaico

3.5.1 Placas Fotovoltaicas

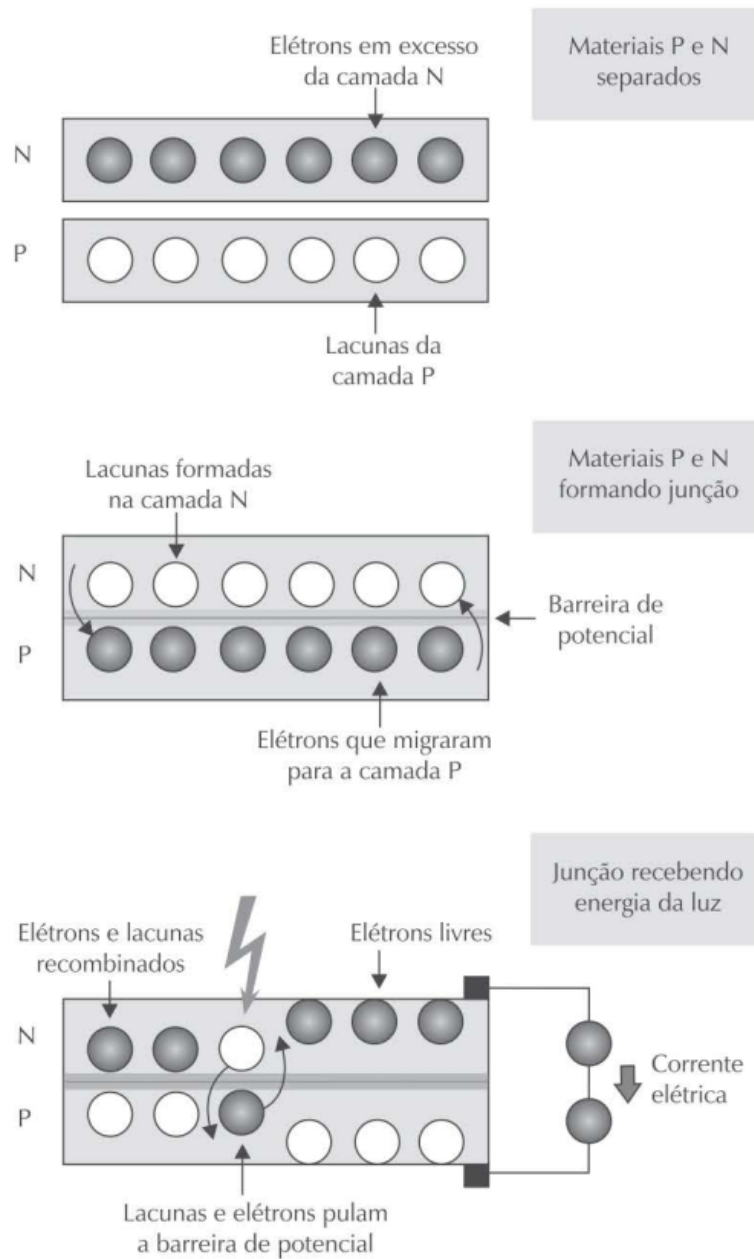
A compreensão do funcionamento das placas fotovoltaicas deve ocorrer inicialmente a níveis moleculares, onde ocorre o efeito fotoelétrico de células de materiais semicondutores

dopados. Para melhor exemplificar, uma placa fotovoltaica pode ser entendida como uma associação de células que realizam a conversão direta da luz em eletricidade.

A célula fotovoltaica é composta por material semicondutor P e N, onde o material P possui quantidade reduzida de elétrons, apresentando lacunas que serão preenchidas pelo fluxo de elétrons do material N. Esse material contém quantidade excessiva de elétrons, que são excitados através da incidência direta da luz solar. O movimento dos elétrons advindos da camada de material N para o material P, com objetivo de preenchimento das lacunas disponíveis, gera um campo elétrico, criando uma barreira de potencial entre as camadas, como descrito em Gazoli e Villalva (2012). Essa barreira pode ser denominada como zona de depleção, onde fluxo de elétrons só é permitido a partir de um nível de energia que ultrapasse a barreira criada por essa região.

A Figura 14 demonstra o funcionamento de uma célula de material semicondutor dopado, indicando a separação por meio de uma barreira de potencial.

Figura 14 – Materiais semicondutores separados por barreira de potencial



Fonte: Gazoli e Villalva (2012)

Atualmente, as tecnologias mais utilizadas para fabricação de células fotovoltaicas são a do silício monocristalino, policristalino e a do filme de silício, utilizado para designar tecnologias mais atuais como silício amorfo (aSi), silício microcristalino (μ Si), a tecnologia de telureto de cádmio (DcTe) e a tecnologia cobre-índio-gálio-selênio (CIGS). A seguir, são apresentados as principais características de cada uma:

- ❑ **Silício monocristalino:** Refere-se à fabricação de lingote de silício monocristalino obtido através do método de Czochralski, onde a organização molecular é homogênea com aspecto brilhante e uniforme. Após a produção dos lingotes, o material é

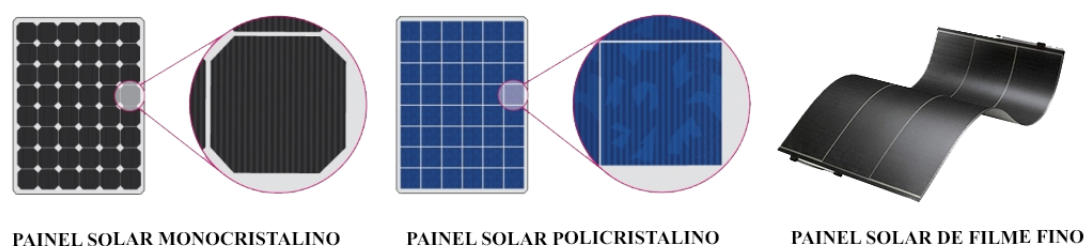
separado em pequenas partes, que passam por processos químicos de dopagem, adicionando-se impurezas para compor os materiais P e N. Por fim, são adicionados uma película metálica em uma face da célula, uma grade ou trilha metálica na outra face, e uma película antirreflexiva na face que será exposta a luz solar (GAZOLI; VILLALVA, 2012);

- ❑ **Silício policristalino:** Refere-se a fabricação de lingote de silício com outros cristais, implicando em redução de custo de material, onde a organização molecular é heterogênea com cor azul, podendo diferir pelo método antirreflexivo aplicado. Assim como no monocristalino, o processo de finalização da célula de silício policristalino deve passar por aplicação de película metálica, trilhas metálicas e aplicação de material antirreflexivo;

- ❑ **Filme de silício:** Diferentemente das células cristalinas, o filme de silício pode ser obtido através de um processo de fabricação mais barato, uma vez que utiliza deposição de camadas finas de silício e outros materiais, sob uma base rígida ou flexível. No entanto, tecnologias que utilizam filmes de silício apresentam menos eficiência e necessitam de maior área de contato para produzir o equivalente a células mono ou policristalinas;

Utilizando a Figura 15, é possível verificar as diferenças estruturais da aplicação de células obtidas pelas tecnologias de fabricação de silício monocristalino, policristalino e filme de silício, em placas fotovoltaicas.

Figura 15 – Placas fotovoltaicas de silício monocristalino, policristalino e amorfo



Fonte: NeoSolar (2022)

Por último, em Gazoli e Villalva (2012), são descritos os comparativos de eficiência entre as células em percentuais, onde os valores são dispostos na Tabela 17 a seguir.

Tabela 17 – Comparação da eficiência das diversas tecnologias de células fotovoltaicas

Material da célula fotovoltaica	Eficiência da célula em laboratório	Eficiência da célula comercial	Eficiência dos painéis comerciais
Silício monocristalino	24,7%	18%	14%
Silício policristalino	19,8%	15%	13%
Silício cristalino de filme fino	19,2%	9,5%	7,9%
Silício amorfo	13%	10,5%	7,5%
Silício micromorfo	12%	10,7%	9,1%
Célula solar híbrida	20,1%	17,3%	15,2%
CIS, CIGS	18,8%	14%	10%
Telureto de cádmio	16,4%	10%	9%

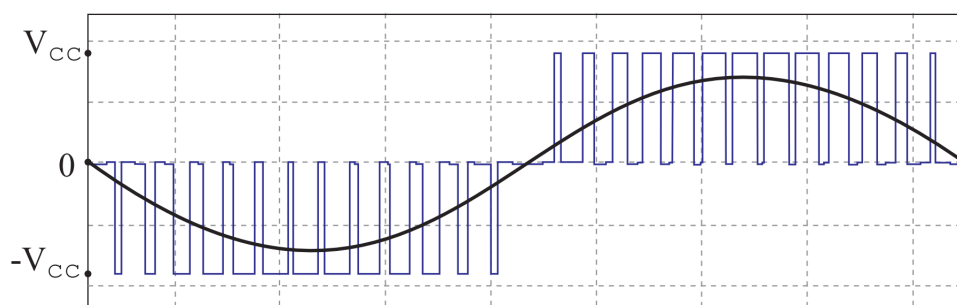
Fonte: Adaptado de Gazoli e Villalva (2012)

3.5.2 Inversor

Os conversores CC/CA, ou comumente denominados inversores, são responsáveis por transformar um sinal contínuo em alternado. Neste caso, o sistema de inversão ocorre por meio de chaveamentos de alta frequência, operando na faixa de quilohertz (kW). O sinal gerado não possui a característica de uma senoidal pura, devido ao tipo de chaveamento utilizado, sendo necessário um controle que atuará no tratamento desse sinal.

Uma das técnicas mais utilizadas para realizar essa função de controle, é a de modulação por largura de pulso (PWM – *Pulse Width Modulation*), cujo funcionamento pode ser verificado pela Figura 16.

Figura 16 – Técnica de modulação PWM



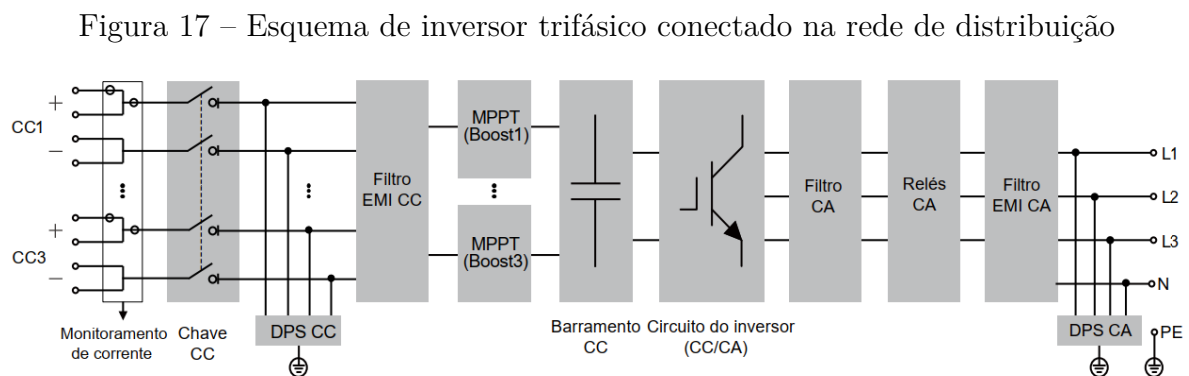
Fonte: Bacon, Campanhol e Silva (2011)

A técnica de PWM consiste em realizar vários disparos em um mesmo ciclo de uma frequência fundamental, modulando o sinal de saída do inversor, para que possua uma taxa de variação nas alternâncias mais suaves.

Utilizando essa tecnologia de conversão, baseada em chaveamentos de potência de alta frequência, é possível realizar a interface de arranjos fotovoltaicos para injeção de potência

ativa na rede de distribuição. Essa conexão é feita pelo acoplamento do inversor ao ponto de conexão comum.

A Figura 17, demonstra o diagrama de blocos da conexão do inversor SUNGROW SG25CX-SA, acoplado na rede de distribuição trifásica, onde estão indicadas as etapas de conexão. Iniciando com os componentes do lado CC do conversor, dando destaque aos MPPTs utilizados para o acoplamento das placas fotovoltaicas, o barramento CC, e o circuito de conversão, contendo as chaves semicondutoras de potência, responsáveis pela conversão CC/CA da tensão e da corrente. Iniciando com o lado CA, os componentes em destaque são os filtros CA, que podem ser de primeira ordem, segunda ou terceira ordem, e também as proteções CA aplicadas para proteção do inversor.



Fonte: (SUNGROW, 2022)

Devido a característica do chaveamento utilizado, os inversores também injetam harmônicas na rede, que podem ser reduzidas por meio de filtros ativos e passivos, com o objetivo de permanecerem dentro dos limites descritos no Módulo 8 do PRODIST.

A Figura 18 demonstra o interior de um inversor comercial, dando visibilidade ao circuito de conversão e demais componentes.

Figura 18 – Exterior e interior de um inversor comercial



Fonte: BlueSol (2022)

3.5.3 Medidor Bidirecional

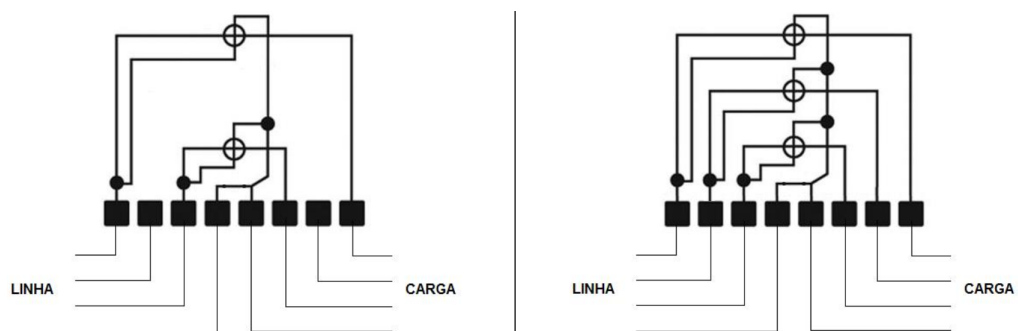
A medição de unidades consumidoras que possuem sistema de microgeração distribuída, conectada na rede elétrica, é feita através de medidores bidirecionais. Seu funcionamento consiste no uso de dois registradores que são responsáveis pelas leituras da potência que é consumida (medição de fluxo direto) e também, injetada pelo sistema na rede (medição de fluxo reverso). A utilização do medidor bidirecional é um dos requisitos da ANEEL para conexão de microgeração distribuída na rede de distribuição.

O medidor bidirecional pode ser substituído por dois medidores unidirecionais, cada um responsável pela leitura de um fluxo de potência, ficando de responsabilidade da distribuidora local instruir seus clientes sobre qual a opção mais adequada para sua unidade consumidora.

A medição deve ser feita sobre a potência ativa consumida e injetada, em quilowatt hora (kWh), onde o visor deve alternar entre os códigos 003, referente ao fluxo de potência consumido, e 103 para o fluxo injetado.

A instalação do medidor bidirecional, deve seguir a norma da distribuidora local, neste caso a GED-15303, como sendo a última etapa do processo de conexão de microgeração distribuída na rede elétrica. A substituição é de responsabilidade da distribuidora. A Figura 19 demonstra o esquema elétrico para ligação de um medidor bidirecional bifásico e trifásico, respectivamente.

Figura 19 – Esquema elétrico de medidor bidirecional bifásico e trifásico



Fonte: Nansen (2018)

Capítulo 4

Estudo de Caso

No presente capítulo, será abordado um estudo de caso de uma unidade consumidora na região de Ribeirão Preto - SP, demonstrando as etapas de implementação e homologação do sistema fotovoltaico, que devem ser realizadas diretamente com a concessionária de energia local, neste caso, a Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL.

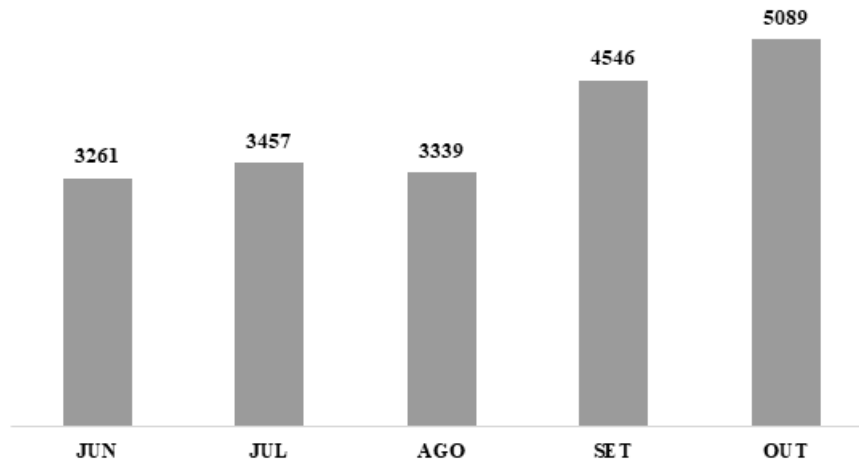
Além disso, será demonstrado um estudo comparativo das exigências das distribuidoras CPFL, Light, CEMIG e Celesc, sobre as documentações necessárias em cada etapa de análise e conexão do sistema fotovoltaico na rede.

4.1 Sistema Contratado

A partir dos dados da fatura de energia do cliente, é possível analisar o histórico de consumo da unidade consumidora a receber o sistema de microgeração ou minigeração distribuída, e realizar um cálculo de estimativa inicial sobre qual sistema irá prover energia suficiente para atingir o estado de faturamento mínimo exigido pela distribuidora, referente ao custo de disponibilidade para clientes de baixa tensão (grupo B) – equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). Do mesmo modo, consumidores em alta tensão (grupo A) serão cobrados apenas o correspondente à demanda contratada.

Para este estudo, será considerado o histórico de consumo do cliente referente ao período de junho a outubro de 2021, como descreve a Figura 20.

Figura 20 – Histórico de consumo referente ao ano de 2021 em kWh



Fonte: Autor

A partir dos dados obtidos sobre a média de consumo, o sistema proposto para o cliente será composto por um inversor de 25 kW e 57 placas fotovoltaicas de 605 W cada uma. Os dados do sistema contratado podem ser verificados na Tabela 18 a seguir.

Tabela 18 – Sistema contratado

Item	Fabricante	Modelo	Quantidade	Potência Individual (kW)	Potência em NOCT (kW)	Potência Total (kW)
Inversor	SUNGROW	SG25CX-SA	1	25	-	25
Placa Solar	Amerisolar	AS-8M120-HC-605W	57	0,605	0,455	25,935

Fonte: Autor

O uso da potência em *Nominal Operating Cell Temperature* (Temperatura Nominal de Operação da Célula), mais conhecido como NOCT das placas fotovoltaicas, é indicado para atingir condições de irradiância menores, aproximando do uso real a que serão submetidas, garantindo que a potência de geração contratada pela unidade consumidora, seja entregue. Como consequência, a quantidade de placas utilizadas no projeto é relativamente maior.

Ainda, é possível verificar os parâmetros disponíveis pelos fabricantes do inversor e das placas, cujos dados estão contidos nas Tabelas 19 e 20, respectivamente.

Tabela 19 – Parâmetros inversor SUNGROW SG25CX-SA

Descrição	SG25CX-SA
Entrada (CC)	
Máxima tensão de entrada FV	1100 V ¹
Mínima tensão de entrada FV/ Tensão de inicialização	200 V / 250 V
Tensão nominal de entrada FV	400 V
Intervalo de tensão MPP	200 V – 1000 V
Intervalo de tensão MPP para potência nominal	400 V – 850V
Número de MPPTs	3
Número de strings FV por MPPT	2
Máxima corrente de entrada FV	3 * 26 A
Máxima corrente CC de curto-circuito	3 * 40 A
Saída (CA)	
Potência aparente máxima	25 kVA a 45 °C / 27.5 kVA a 40 °C
Potência ativa máxima (FP = 1)	25 kW a 45 °C / 27.5 kW a 40 °C
Máxima corrente de saída CA	72.2 A
Tensão CA nominal	3 / N / PE, 127 / 220 V
Intervalo de tensão CA	172 – 290 V
Frequência nominal da rede / Faixa de frequência da rede	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Distorção harmônica total (THD)	< 3 % (em potência nominal)
Injeção de corrente CC	< 0.5 % I _n
Fator de potência em P _n / Fator de potência ajustável	> 0.99 / 0.8 adiantado – 0,8 atrasado
Fases de alimentação/conexão	3 / 3
Eficiência	
Eficiência máxima / eficiência europeia	97.5 % / 97.2 %
Proteção e função	
Proteção de conexão CC reversa	Sim
Monitoramento de falta à terra	Sim
Proteção contra corrente de fuga	Sim
Monitoramento de rede	Sim
Chave CC	Sim
Monitoramento de corrente da string FV	Sim
Função de recuperação de PID	Sim
Proteção contra surtos (DPS)	CC Tipo II / CA Tipo II
Dados gerais	
Dimensões (L*A*P)	740 * 645 * 310 mm
Peso	54 kg
Método de isolamento	Sem transformador
Grau de proteção / Classe de resistência à corrosão	IP66 / C5
Consumo de energia à noite	≤ 2 W
Faixa de temperatura do ambiente de operação	-30 to 60 °C (redução de potência acima de 45 °C)
Faixa de umidade relativa permitida (sem condensação)	0 – 100 %
Método de resfriamento	Ventilação forçada inteligente
Altitude máxima de operação	4.000 m (redução de potência a > 3.000 m)
Visor	LED, Bluetooth+APP
Comunicação	RS485 / Wi-Fi
Tipo de conexão CC	MC4 (Max. 6 mm ²)
Tipo de conexão CA	Terminal OT ou DT (35 - 70 mm ²)
Conformidade	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116
Suporte à rede	Função Q noturna, LVRT, HVRT, controle de potência ativa e reativa e controle de taxa de rampa de potência

¹ O inversor entra em estado de espera quando a tensão de entrada varia entre 1.000 V e 1.100 V. Se a máxima tensão CC do sistema puder exceder 1.000 V, os conectores MC4 inclusos no escopo de entrega não devem ser utilizados. Neste caso, eles devem ser substituídos por conectores MC4 Evo2.

Fonte: Adaptado de SUNGROW (2022)

Tabela 20 – Parâmetros placa Amerisolar AS-8M120-HC-605W

Descrição	AS-8M120-HC-605W
Características Elétricas no STC ¹	
Máxima potência ($P_{m\acute{a}x}$)	605 W
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	41.8 V
Corrente de curto-circuito (I_{SC})	18.50 A
Tensão de máxima potência (V_{mp})	34.9 V
Corrente de máxima potência (I_{mp})	17.34 A
Eficiência da placa (%)	21.38
Temperatura de operação	-40°C até +85°C
Tensão máxima do sistema	1000 V CC / 1500V CC
Classificação de resistência ao fogo	Tipo 1 (UL1703) / Classe C (IEC61730)
Classificação máxima do fusível em série	30 A
Características Elétricas no NOCT ²	
Máxima potência ($P_{m\acute{a}x}$)	455 W
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	39.4 V
Corrente de curto-circuito (I_{SC})	14.98 A
Tensão de máxima potência (V_{mp})	32.4 V
Corrente de máxima potência (I_{mp})	14.05 A
Características Mecânicas	
Tipo de célula	Monocristalino PERC 210*105mm
Número de células	120 (6x20)
Dimensões da placa	2172x1303x35mm
Peso	31kg
Tampa frontal	3.2 mm de vidro temperado com revestimento AR
Quadro	Liga de alumínio anodizado
Caixa de junção	IP68; 3 diodos
Cabo	4 mm ² , Vista retrato: 300 mm; Vista paisagem: 1300 mm
Conector	Compatível com MC4
Características de Temperatura	
Temperatura nominal de funcionamento da célula (NOCT)	43°C ±2°C
Coefficientes de temperatura de $P_{m\acute{a}x}$	-0.34%/°C
Coefficientes de temperatura de V_{OC}	-0.26%/°C
Coefficientes de temperatura de I_{SC}	0.05%/°C

¹ STC: Irradiância: 1000 W/m²; Temperatura de célula: 25°C; AM: 1.5;
Tolerância de $P_{m\acute{a}x}$: ±3%; Tolerância de medição: ±3%.

² NOCT: Irradiância: 800 W/m²; Temperatura ambiente: 20°C; Velocidade do vento: 1 m/s.

Fonte: Adaptado de Amerisolar (2021)

A etapa seguinte, consiste em realizar uma visita técnica até a instalação do cliente, para verificar as condições da cobertura do imóvel, local em que será realizada a fixação das placas. Ademais, é necessário verificar o estado do padrão de entrada do cliente, se está de acordo com as normas vigentes da concessionária local.

Nessa etapa, é indispensável verificar condições de sombreamento nas regiões em que serão fixadas as placas fotovoltaicas, caso ocorra sombreamento parcial ou total da região em questão, será necessário aumentar a quantidade de placas inicialmente projetadas, utilizando simulações computacionais para verificar a melhor alternativa para o cliente. No pior caso, as placas deverão ser dispostas em solo, através de estrutura de fixação adequada.

O responsável pela visita técnica deve verificar o local de instalação do inversor, que necessita ser em local adequado, livre de obstáculos. Em caso do uso de microinversores,

os equipamentos serão instalados sob as placas fotovoltaicas.

Sobre o padrão de entrada, é necessário verificar o estado de conservação da caixa de medição, dos dispositivos de proteção, se estão de acordo com as normas exigidas pela distribuidora local e se o padrão suporta a conexão do inversor. Em caso de sobrecarregamento das ligações, será necessário solicitar aumento de carga para a instalação, apresentando uma justificativa para a solicitação juntamente com cálculos elétricos, que permitirão a análise da concessionária. Em caso de alteração no padrão de entrada para aumento de carga, o cliente deverá arcar com os custos de equipamentos e reforma, onde a concessionária aprovará o novo padrão através de vistoria técnica agendada. Somente após a construção do novo padrão de entrada e aprovação da concessionária, poderá ser permitido prosseguir com o projeto de micro ou minigeração distribuída.

A seguir, os principais motivos de reprova das concessionárias sobre o padrão de entrada:

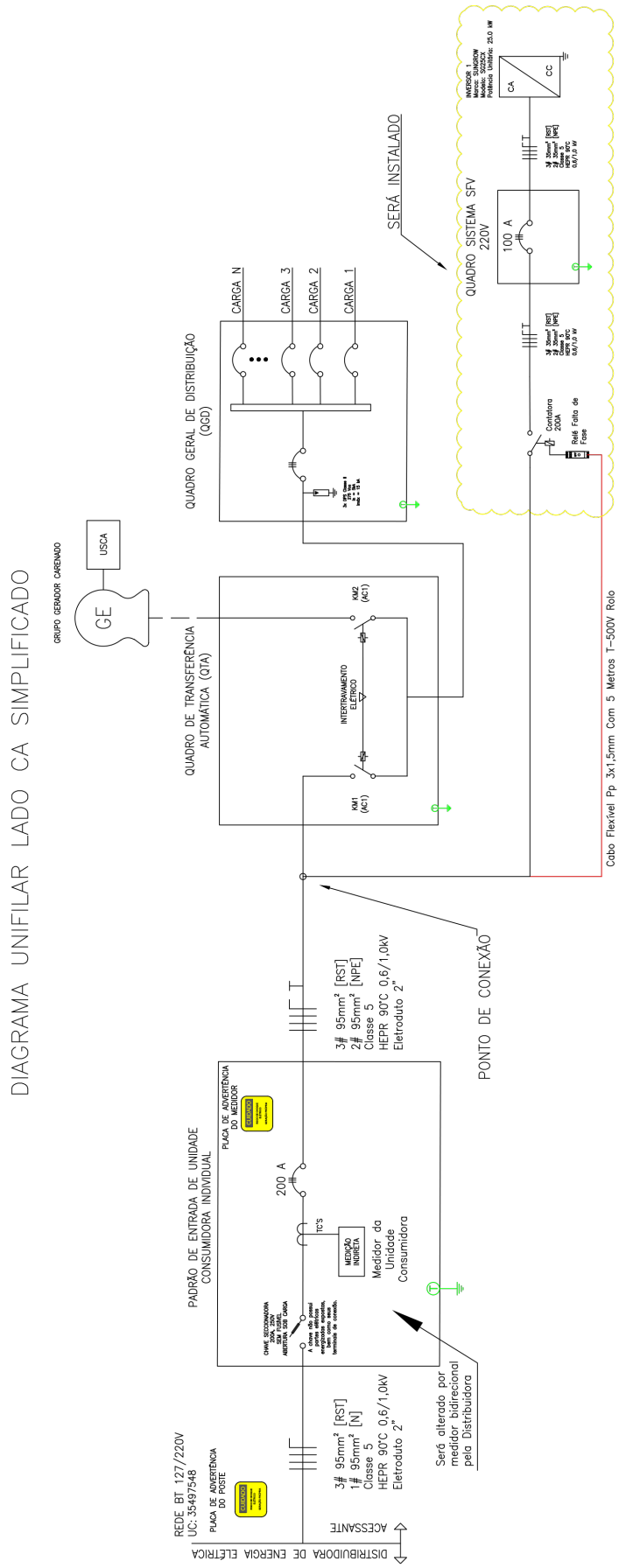
- ❑ Conjunto estrutural fora das normas vigentes;
- ❑ Dimensionamento errado de cabos e disjuntores de proteção;
- ❑ Sistema contratado a ser instalado com potência superior à carga disponibilizada para a unidade consumidora;
- ❑ Número de fases da unidade consumidora inferior a exigida pelo sistema fotovoltaico contratado;
- ❑ Disjuntor de proteção do sistema fotovoltaico superior ao disjuntor de proteção geral da unidade consumidora;
- ❑ Localização do padrão de entrada fora das normas vigentes.

4.2 Diagrama Elétrico e Vista Superior

O diagrama elétrico e a vista superior representados pelas Figuras 21, 22 e 23, respectivamente, contemplam o modelo disponível em CPFL (2022b), com mais detalhamento dos equipamentos e dispositivos utilizados no projeto de microgeração em questão, visando auxiliar a distribuidora na análise do projeto, para que a aprovação seja feita o mais rápido possível, sem a presença de reprovações.

Verifica-se que o esquema elétrico contempla a representação da instalação a partir do ponto de conexão com a rede da distribuidora, detalhando equipamentos de proteção geral do padrão de entrada da unidade consumidora, acoplamento do inversor e esquemas de proteções CA e CC, além de detalhar a distribuição da quantidade de arranjos de placas conectadas nos respectivos MPPTs do inversor.

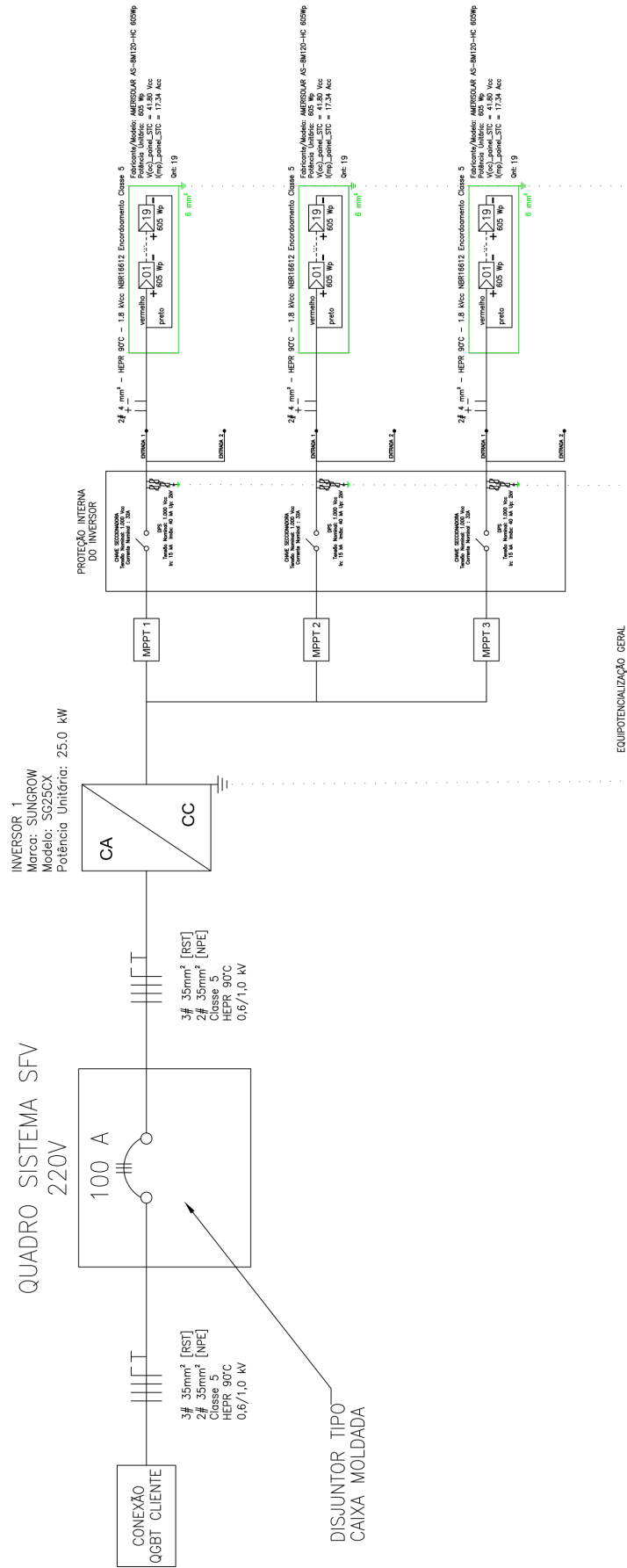
Figura 21 – Diagrama elétrico lado CA



Fonte: Autor

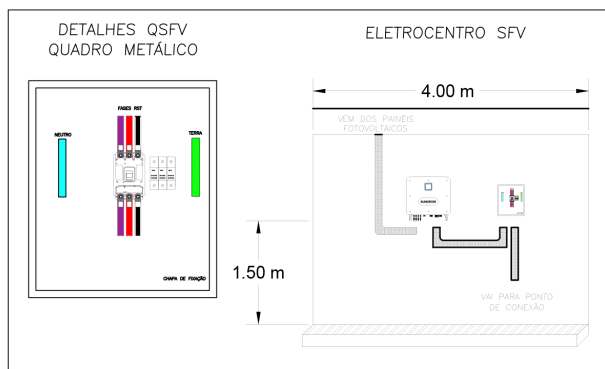
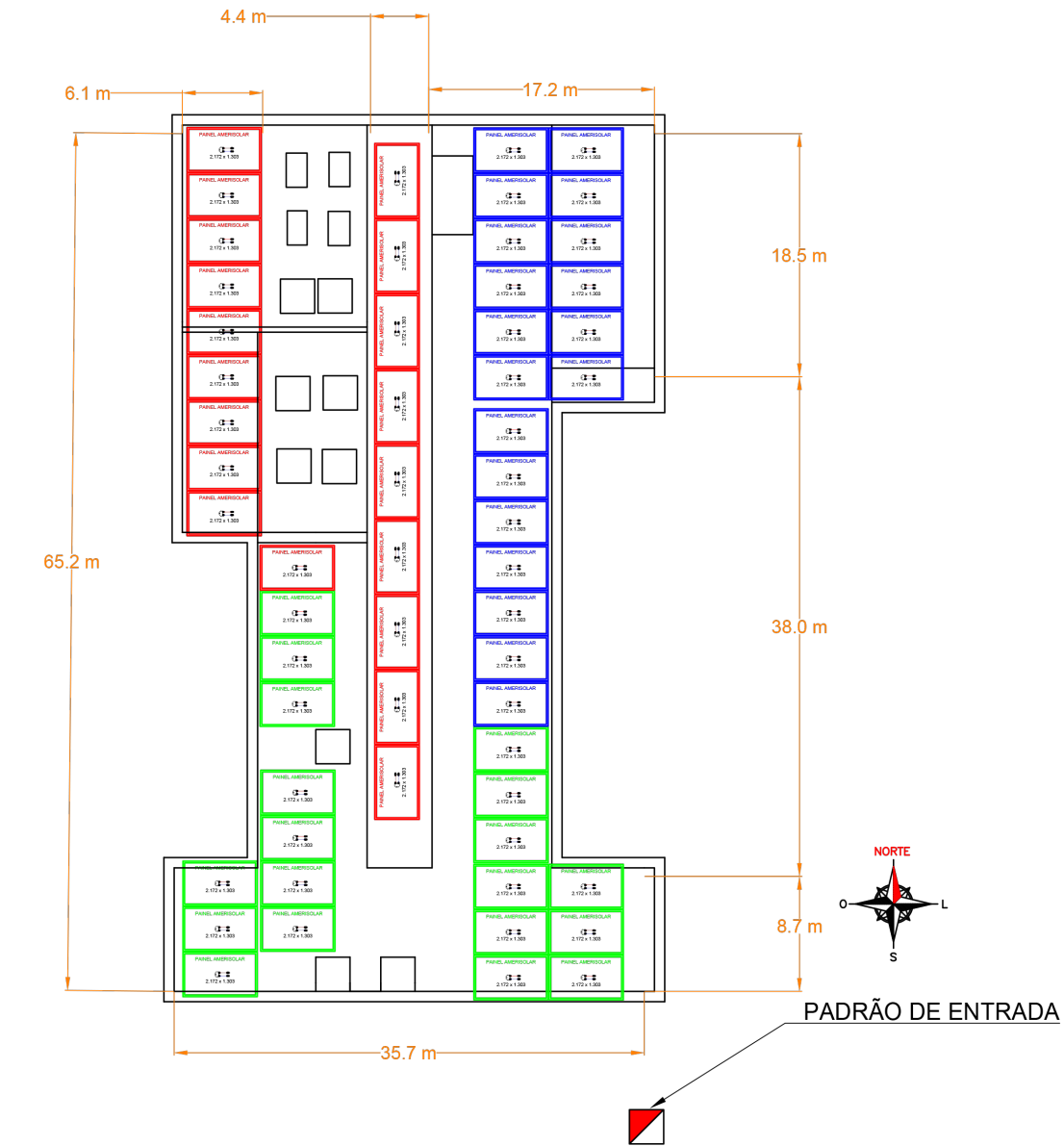
Figura 22 – Diagrama elétrico lado CC

DIAGRAMA UNIFILAR LADO SFVR – DETALHES



Fonte: Autor

Figura 23 – Vista superior da unidade consumidora com alocação de placas e eletrocentro




Fonte: Autor

4.3 Documentação Exigida pela CPFL

A Figura 24 apresenta o Anexo E.2 disponibilizado pela CPFL, para consumidores que solicitam a instalação de sistemas com potência superior a 10 kW.

Figura 24 – Preenchimento do Anexo E.2 disponibilizado pela CPFL

	Tipo de Documento: Norma Técnica
	Área de Aplicação: Distribuição
	Título do Documento: Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica

Formulário de Solicitação de Acesso para Microgeração Distribuída com Potência Superior a 10kW


Código da UC: [REDACTED]	Classe: Comercial
Titular da UC: [REDACTED]	
Rua/Av.: [REDACTED]	Nº: [REDACTED] CEP: [REDACTED]
Bairro: [REDACTED]	Cidade: Ribeirão Preto
E-mail: [REDACTED]	
Telefone: [REDACTED]	Celular: [REDACTED]
CNPJ/CPF: [REDACTED]	
2 - Dados da Unidade Consumidora	
Potência instalada (kW): 75 kW	Tensão de atendimento (V): 220
Capacidade do Disjuntor (A): 200	
Tipo de conexão: monofásica <input type="checkbox"/>	bifásica <input type="checkbox"/> trifásica <input checked="" type="checkbox"/>
Tipo de ramal: aéreo <input checked="" type="checkbox"/>	subterrâneo <input type="checkbox"/>
3 - Dados da Geração	
Potência instalada de geração (kW): 25 kW	
Tipo da Fonte de Geração:	
Hidráulica <input type="checkbox"/> Solar <input checked="" type="checkbox"/> Eólica <input type="checkbox"/> Biomassa <input type="checkbox"/> Cogeração Qualificada <input type="checkbox"/>	
Outra (especificar):	
4 - Documentação a Ser Anexada	
1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração	<input checked="" type="checkbox"/>
2. Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo	<input checked="" type="checkbox"/>
3. Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção	<input checked="" type="checkbox"/>
4. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.	<input checked="" type="checkbox"/>
5. Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg	<input checked="" type="checkbox"/>
6. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012	<input type="checkbox"/>
7. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)	<input type="checkbox"/>
8. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)	<input type="checkbox"/>
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)	
Responsável/Área:	
Endereço:	
Telefone:	
E-mail:	
6 - Solicitante	
Nome/Procurador Legal: [REDACTED]	
Telefone: [REDACTED]	
E-mail: [REDACTED]	
Ribeirão Preto-SP	____ / 1 / 2022
Local	Data Assinatura do Responsável

Fonte: Autor

A Figura 25, indica o preenchimento da ART de acordo com as exigências da CPFL.


Figura 25 – Preenchimento da anotação de responsabilidade técnica (ART)

Resolução nº 1.025/2009 - Anexo I - Modelo A



Anotação de Responsabilidade Técnica - ART
Lei nº 6.496, de 7 de dezembro de 1977

Conselho Regional de Engenharia e Agronomia do Estado de São Paulo



ART de Obra ou Serviço

████████████████████

1. Responsável Técnico

████████████████████

Título Profissional: **Engenheiro Eletricista, Engenheiro de Segurança do Trabalho** RNP: ██████████

Empresa Contratada: ██████████ Registro: ██████████

Registro: ██████████

2. Dados do Contrato

Contratante: ██████████ CPF/CNPJ: ██████████

Endereço: ██████████ N°: ██████████

Complemento: ██████████ Bairro: **JARDIM CANADÁ**

Cidade: **Ribeirão Preto** UF: **SP** CEP: ██████████

Contrato: Celebrado em: **14/01/2022** Vinculada à Art nº: ██████████

Valor: ██████████ Tipo de Contratante: ██████████

Ação Institucional: ██████████

3. Dados da Obra Serviço

Endereço: ██████████ N°: ██████████

Complemento: ██████████ Bairro: **JARDIM CANADÁ**

Cidade: **Ribeirão Preto** UF: **SP** CEP: ██████████

Data de Início: **20/01/2022**

Previsão de Término: **10/03/2022**

Coordenadas Geográficas: ██████████

Finalidade: **Comercial** Código: ██████████

CPF/CNPJ: ██████████

4. Atividade Técnica

			Quantidade	Unidade	
Elaboração	1	Projeto	Central Geradora de Energia Elétrica Solar	25,00000	quilowatt
Execução	2	Instalação	Central Geradora de Energia Elétrica Solar	25,00000	quilowatt

Após a conclusão das atividades técnicas o profissional deverá proceder a baixa desta ART

5. Observações

ELABORAÇÃO DE PROJETO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO DE 25 KW CONSTITUIDO POR 1X INVERSOR SUNGROW SG25CX-AS (DE 25 KW COM CERTIFICAÇÕES NO ANEXO DO DATASHEET DO INVERSOR) E POR 57X MÓDULOS FOTOVOLTAICOS AMERISOLAR / AS-8M120-HC-605W (DE 605WP CADA UM, TOTALIZANDO 34,485 KWP, COM SELO INMETRO).

6. Declarações

Acessibilidade: Declaro atendimento às regras de acessibilidade previstas nas normas técnicas da ABNT, na legislação específica e no Decreto nº 5.296, de 2 de dezembro de 2004.

Resolução nº 1.025/2009 - Anexo I - Modelo A

7. Entidade de Classe

0-NÃO DESTINADA

8. Assinaturas

Declaro serem verdadeiras as informações acima

Ribeirão Preto de _____ de _____

Local ██████████

████████████████████

████████████████████


9. Informações

- A presente ART encontra-se devidamente quitada conforme dados constantes no rodapé-versão do sistema, certificada pelo *Nosso Número*.

- A autenticidade deste documento pode ser verificada no site www.creasp.org.br ou www.confes.org.br

- A guarda da via assinada da ART será de responsabilidade do profissional e do contratante com o objetivo de documentar o vínculo contratual.

www.creasp.org.br
Tel: 0800 017 18 11
E-mail: acessar link Fale Conosco do site acima



Valor ART R\$ **88,78** Registrada em: **17/01/2022** Valor Pago R\$ **88,78** Nosso Numero: ██████████ Versão do sistema

Impresso em: 19/01/2022 11:38:32

Fonte: Autor

Como parte dos requisitos para submissão e análise de projeto de microgeração pela distribuidora, é indispensável o preenchimento do Formulário de Solicitação de Acesso disponibilizado pela CPFL, além da elaboração da anotação de responsabilidade técnica (ART), expedida pelo CREA, indicando que a execução do projeto e instalação dos equipamentos estão sendo realizadas mediante a supervisão de um profissional habilitado no exercício dessa atividade.

4.4 Solicitação de Acesso

A etapa de solicitação de acesso consiste em submeter a documentação exigida pela distribuidora, para que seja feita a análise do projeto de microgeração ou minigeração distribuída, dentro do período de 15 dias para projetos sem necessidade de obras na rede, e 30 dias para projetos que necessitam de obras na rede. A submissão deve ser feita através do portal de **Projetos Particulares** da CPFL, onde deverão ser anexados os seguintes documentos:

- ❑ **Certidão de registro profissional e anotações:** Documento comprobatório do exercício das atividades realizadas pelo profissional, expedido pelo site do CREA;
- ❑ **Anotação de responsabilidade técnica (ART):** Documento que comprova a responsabilidade pelo projeto e instalação do equipamento pelo profissional devidamente autorizado a exercer essa atividade. O documento deve ser devidamente preenchido e assinado pelo responsável técnico e responsável pela unidade consumidora;
- ❑ **Projeto em arquivo CAD:** O arquivo deve conter as pranchas de diagramas elétricos e vista superior da unidade consumidora, que foram demonstrados pelas Figuras 21, 22 e 23;
- ❑ **Foto do padrão de entrada:** A imagem deve contemplar o tipo de ramal de entrada da unidade consumidora (aéreo ou subterrâneo), a caixa de medição aberta (mostrando todos os medidores presentes) e devidas proteções;
- ❑ **Foto do dispositivo de proteção geral da unidade consumidora:** A imagem deve contemplar a proteção geral utilizada no padrão de entrada da unidade consumidora, devendo conter os dados e especificações do dispositivo de segurança;
- ❑ **Datasheet do inversor:** O documento deve conter todas as informações e especificações do equipamento pelo fabricante;
- ❑ **Certificado de conformidade do inversor:** Para inversores com potência nominal até 10 kW, será aceito o certificado de registro INMETRO do equipamento.

Para inversores com potência nominal superior a 10 kW, serão aceitos certificados de conformidade internacionais expedidos pelos fabricantes;

- ❑ **Anexo E.2 – Formulário de solicitação de acesso de microgeração distribuída com potência acima de 10 kW:** O documento deve ser preenchido com os dados corretos da unidade consumidora, devendo ser assinado pelo responsável pela unidade;
- ❑ **Anexo F – Dados para registro de micro e minigeradores distribuídos participantes do sistema de compensação de energia elétrica:** O documento deve ser preenchido para reconhecimento e cadastramento da unidade consumidora ao sistema de compensação de energia elétrica, além de ser entendido pela concessionária como substituto de um Memorial Descritivo da instalação, sendo descartada a necessidade do envio de qualquer outro documento com essa finalidade;
- ❑ **Anexo G – Formulário para cadastro de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação:** Documento opcional, entregue para registro de unidades consumidoras beneficiárias, por meio das modalidades de: autoconsumo remoto, geração compartilhada ou empreendimento de múltiplas unidades consumidoras;
- ❑ **Documento de identificação do responsável pela unidade consumidora:** Serão aceitos como documento de identificação para pessoa física: RG/CNH. Para pessoa jurídica: Cartão CNPJ, contrato/estatuto social e RG/CNH do sócio majoritário da empresa. Em caso de poder público, será exigido uma ata de posse.

Após cumpridas todas as exigências, será concedido um número de atividade do projeto em questão, onde o acompanhamento e as solicitações seguintes poderão ser realizadas pelo portal de **Projetos Particulares** da CPFL.

O projeto será aprovado se todos os documentos estiverem em conformidade com as normas exigidas pela distribuidora, que emitirá o Parecer de Acesso. Esse documento representa a autorização concedida pela concessionária de energia para conexão do sistema fotovoltaico na rede, no entanto, o documento não autoriza a injeção de potência na rede, e sim a conexão.

O sistema somente poderá operar após a etapa de substituição do medidor de energia atual para o medidor de energia bidirecional.

4.5 Parecer de Acesso

O Parecer de Acesso é um documento expedido pela concessionária de energia local, que concede ao consumidor a autorização para conexão do sistema de micro ou minigeração distribuída em sua rede de concessão. O documento possui validade de 120 dias a

contar da data de emissão, permitindo que o consumidor, dentro desse período, realize a instalação do sistema de acordo com as normas exigidas e solicite a vistoria e troca do medidor de sua unidade consumidora para o bidirecional.

Está presente no documento, todas as especificações do sistema aprovado pela distribuidora (marca e modelo de equipamentos, potência nominal e etc), em conjunto com todos os dados enviados na etapa de solicitação de acesso. Caso o consumidor opte por alterar as especificações do projeto, deverá retornar a etapa anterior e solicitar nova análise para a concessionária. O projeto será reprovado se o sistema instalado diferir de qualquer especificação apresentada e aprovada na etapa de solicitação de acesso.

4.6 Solicitação de Vistoria

A vistoria de micro ou minigeração distribuída, poderá ser solicitada quando o Parecer de Acesso for emitido e o sistema já estiver completamente instalado (ausência de pendências), permanecendo obrigatoriamente desligado. O grupo CPFL Energia, solicita que seja enviado junto ao pedido de vistoria os seguintes documentos:

- ❑ Anotação de responsabilidade técnica (ART);
- ❑ Carta de solicitação de vistoria;
- ❑ Relatório fotográfico de vistoria: O relatório deverá conter fotos de toda a instalação do sistema, placas fotovoltaicas fixadas, padrão de entrada dentro das normas da distribuidora contemplando as placas de advertência descritas em CPFL (2022b), etiqueta dos equipamentos, dispositivos de proteção externos ao inversor e dispositivos de proteção geral da unidade consumidora.

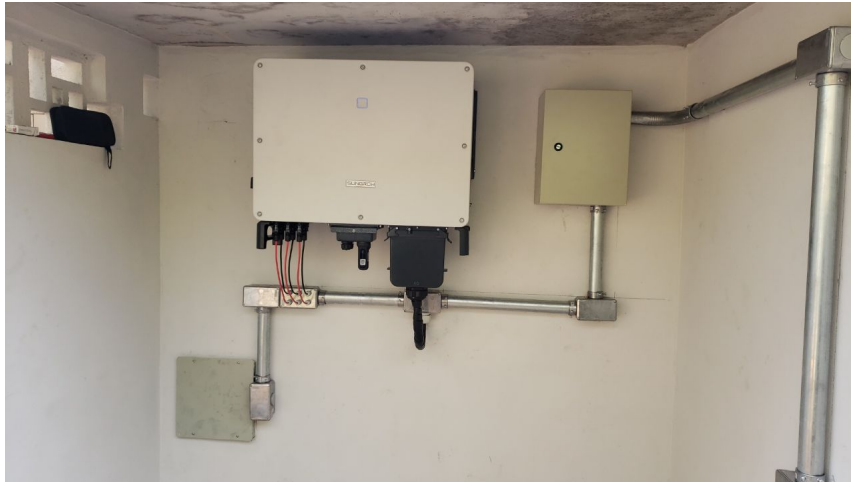
O prazo para a distribuidora realizar o procedimento é de até, segundo (CPFL, 2022b):

- ❑ 5 dias úteis: para conexão em tensão menor que 2,3 kV;
- ❑ 10 dias úteis: para conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV e menor que 69 kV;
- ❑ 15 dias úteis: para conexão em tensão maior que 69 kV.

Caso seja constatada alguma pendência na vistoria, a distribuidora enviará ao cliente em até 3 dias úteis, um relatório contemplando os motivos da reprova e providências corretivas necessárias. Após correção, uma nova vistoria poderá ser solicitada para a CPFL.

A Figura 26 demonstra o eletrocentro do sistema fotovoltaico contratado, onde é possível verificar o inversor fixado na parede interna da unidade consumidora, contendo também a caixa de proteções externas, incluindo disjuntor, como demonstrado no diagrama elétrico da Figura 22.

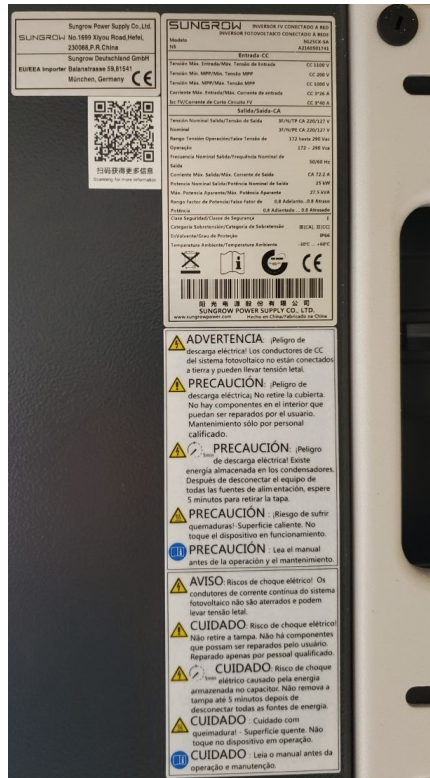
Figura 26 – Vista frontal do inversor com proteções externas



Fonte: Autor

Como parte dos requisitos para solicitação de vistoria, é indispensável o envio da etiqueta do inversor, representado pela Figura 27, onde estão contidas informações e especificações técnicas do equipamento, o fabricante, modelo e número de série, que posteriormente serão utilizados para inserir os parâmetros de configuração do inversor e criar o acesso do usuário na plataforma de monitoramento de geração, de maneira remota.

Figura 27 – Etiqueta de especificações do inversor



Fonte: Autor

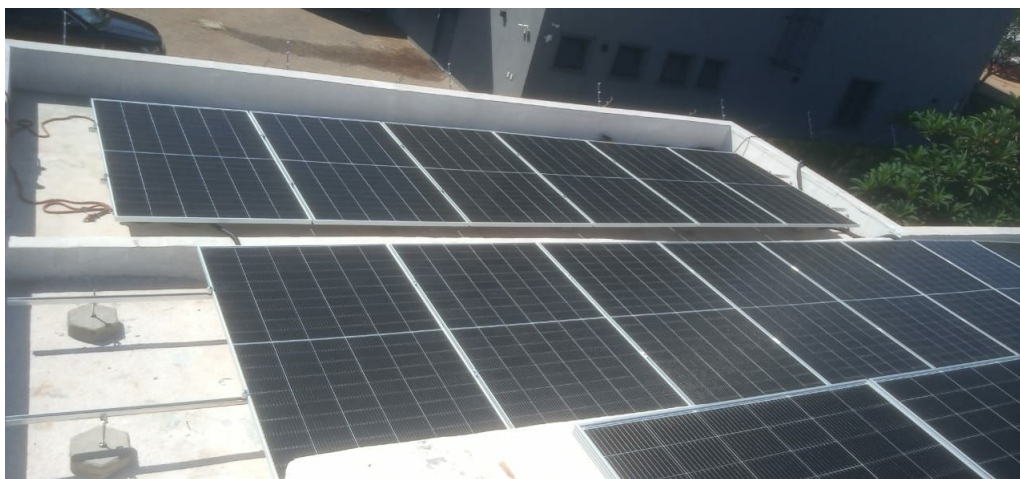
As fotos representadas pelas Figuras 28 e 29, demonstram o arranjo das placas fotovoltaicas que foram instaladas no telhado da unidade consumidora. É possível verificar que a disposição segue o projeto descrito na vista superior, contido na Figura 23.

Figura 28 – Foto das placas fixadas em telhado (a)



Fonte: Autor

Figura 29 – Foto das placas fixadas em telhado (b)



Fonte: Autor

O padrão de entrada deve estar de acordo com a GED-13 da CPFL. A Figura 30a apresenta uma foto do poste da unidade consumidora, com caixa de medição metálica acoplada, a foto deve contemplar as placas de advertência, como demonstrado pela Figura 13 disponível na GED-13. Ainda de acordo com a norma, uma das placas deve ser colocada na entrada de energia da unidade consumidora, presa por cinta metálica, como descrito na Figura 30b, e também, outra placa de mesmo modelo deve ser acoplada na tampa externa da caixa do medidor de energia, que pode ser verificado pela Figura 30c.

Figura 30 – Padrão de entrada da unidade consumidora



(a) Vista frontal do padrão de entrada aéreo com caixa de medição



(b) Vista focada na placa de advertência fixada na entrada de energia



(c) Vista focada na placa de advertência fixada na caixa de medição

Fonte: Autor

Ainda como item obrigatório para composição do relatório de vistoria, deve-se anexar uma foto do disjuntor geral presente no padrão de entrada de energia, representado pela Figura 31. O disjuntor deve ser dimensionado de acordo com a Tabela 1 A, presente na GED-13, e deve estar de acordo com o projeto apresentado para a distribuidora na etapa de solicitação de acesso. Qualquer divergência acarretará na reprova da vistoria de microgeração.

Figura 31 – Proteção geral da unidade consumidora



Fonte: Autor

4.7 Solicitação de Substituição do Medidor para Bidirecional

Após aprovação da vistoria do sistema pela CPFL, uma nota de serviço será gerada automaticamente para a realização da substituição do medidor de energia atual, da unidade consumidora, para o medidor de energia bidirecional. O prazo para realização é de até 5 dias úteis a contar da abertura de nota de serviço para execução, sendo necessário estar presente no dia e local da instalação, um responsável pela unidade. Caso a equipe da concessionária em tentativa de contato, não seja atendida, a troca do medidor não será realizada, devendo o cliente solicitar nova tentativa através de um dos canais de atendimento do grupo CPFL Energia.

A troca do medidor é de responsabilidade da distribuidora, onde o consumidor não necessita arcar com custos de instalação ou equipamentos.

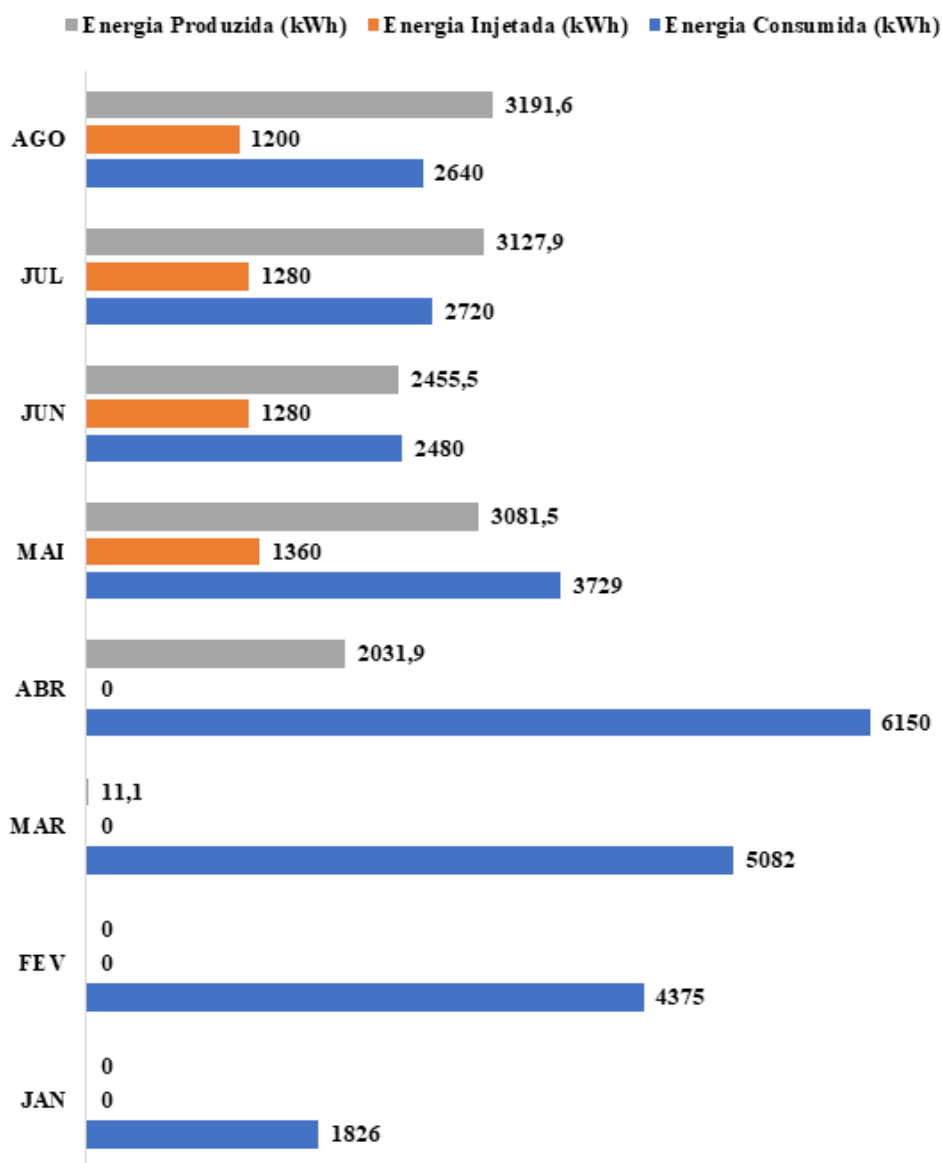
4.8 Monitoramento de Geração

O fabricante do inversor, disponibiliza uma plataforma de acompanhamento de geração em tempo real, com dados sendo transmitidos por conexão sem fio Wi-fi, para uma nuvem

de armazenamento. A plataforma permite ainda, a geração de relatórios automáticos referentes a um período desejado, seja diário, mensal ou anual. Com a implementação dessa tecnologia, é possível verificar se o sistema contratado está gerando energia de maneira adequada.

A Figura 32 apresenta um relatório do período de janeiro de 2022 até agosto de 2022, onde estão sendo discriminados os dados de geração, consumo e injeção de potência ativa na rede elétrica de distribuição.

Figura 32 – Comparação entre energia gerada, consumida e injetada na rede de distribuição no período de 2022

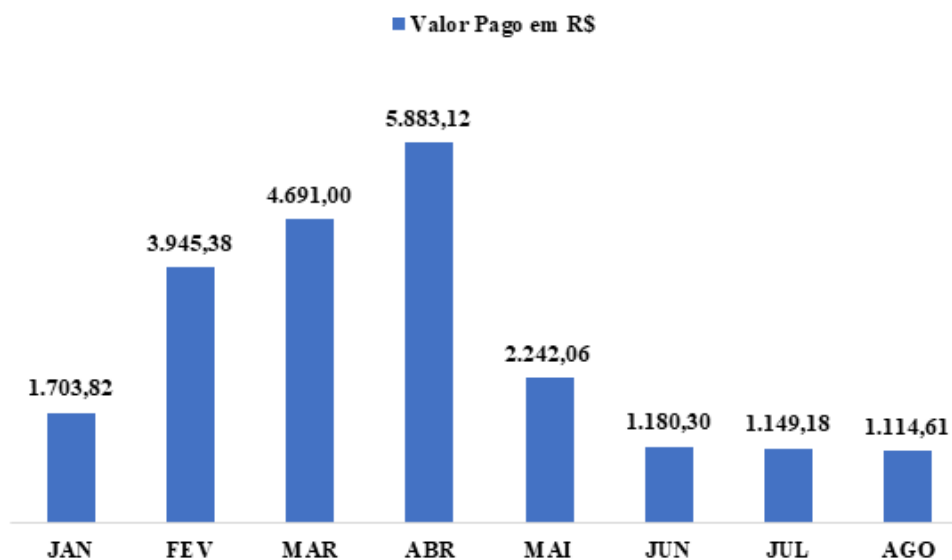


Fonte: Autor

O sistema iniciou a operação no final do mês de março, e desde então, demonstra-se

eficiente, refletindo de maneira positiva na redução do valor gasto com a fatura de energia mensal, como demonstra a Figura 33.

Figura 33 – Valores das faturas de energia expressa em R\$, referentes ao período de 2022



Fonte: Autor

A partir dos valores obtidos no gráfico anterior, é possível calcular o valor médio pago nas faturas referentes ao período de janeiro a abril (antes do sistema entrar em operação), obtendo-se uma média de R\$ 4.055,83. O valor médio referente ao período de maio a agosto (após o sistema entrar em operação) é de R\$ 1.421,54, indicando uma redução de 64,95% no valor médio pago em faturas de energia no ano de 2022.

4.9 Comparativo de Exigências entre CPFL, Light, CEMIG e Celesc

Após estudo realizado, verificando as normas das distribuidoras CPFL, Light, CEMIG e Celesc, é possível exemplificar as diferenças das documentações exigidas para cada etapa do processo de conexão de sistemas de micro ou minigeração distribuída, em suas respectivas áreas de concessão.

A Tabela 21 contém a síntese da documentação exigida em cada etapa, para efeito único e exclusivamente comparativo entre as principais distribuidoras de energia elétrica em território nacional. É válido ressaltar, que a comparação não possui efeitos pejorativos de discriminação ou de caráter negativo sobre quaisquer distribuidoras aqui relatadas, mas sim, demonstrar que todas seguem rigorosamente as normativas descritas no Capítulo 2 (Normativas) deste documento (e outras que não foram citadas), cabendo além disso,

instituir seu próprio nível de exigência, garantindo que a conexão de sistemas de micro e minigeração distribuída seja feita com segurança, assegurando o funcionamento ótimo da rede sob concessão das distribuidoras, a demais consumidores atendidos, entregando energia elétrica de qualidade, dentro dos limites permitidos.

As células identificadas com “X” na Tabela 21, indicam a obrigatoriedade da documentação naquela etapa em questão.

Tabela 21 – Síntese comparativa das exigências da CPFL, Light, CEMIG e Celesc

Etapa	Documentação	CPFL	Light	CEMIG	Celesc
Solicitação de Acesso	Certidão CREA	X	X	X	X
	ART	X	X	X	X ¹
	Memorial Descritivo	-	X	X	X
	Diagramas Elétricos	X	X	X	X ²
	Fotos do Padrão de Entrada e Proteções	X	-	-	-
	Datasheet do Inversor e Certificado de Conformidade	X	X	X	X
	Formulário de Solicitação de Acesso	X	X	X	X ³
	Formulário de Registro para Micro e Minigeração Distribuída	X	X	X	X ³
	Formulário de Cadastro de Unidades Beneficiárias	X	X	X	X ³
	Documento de Identificação do Responsável pela Unidade	X	X	X	X
Solicitação de Vistoria	Relatório Fotográfico de Vistoria	X	-	-	X
	Carta de Solicitação de Vistoria	X	-	-	-
	ART	X	-	-	X
	Parecer de Acesso	-	-	-	X
	Relacionamento Operacional	-	-	-	X
	Autorização de Recebimento de Fatura por E-mail	-	-	-	X
Solicitação de Substituição do Medidor para Bidirecional	Questionário de Risco (Covid-19)	-	-	-	X
	Necessário Solicitação Após Aprovação da Vistoria	-	X	-	-

¹ A ART deve ser preenchida conforme consta na Instrução I-432.0004 - Requisitos para conexão de micro ou minigeradores de energia ao sistema elétrico da Celesc Distribuição.

² O diagrama elétrico deve ser simplificado, seguindo o modelo disponível na I-432.0004.

³ Deverão ser preenchidos diretamente na plataforma **PEP WEB CELESC**, com acesso do projetista.

Fonte: Autor

A seguir, as principais normas técnicas referentes a cada distribuidora, para conexão

de sistemas de micro e minigeração distribuída na rede sob concessão, em baixa tensão (tensão secundária):

CPFL:

- ❑ GED-10126 – Fornecimento em Tensão Secundária de Distribuição - Ramal de Entrada Subterrâneo;
- ❑ GED-119 – Fornecimento de Energia Elétrica a Edifícios de uso Coletivo;
- ❑ GED-13 – Fornecimento em Tensão Secundária de Distribuição;
- ❑ GED-15303 – Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

Light:

- ❑ Recon-BT – Regulamentação para o Fornecimento de Energia Elétrica para os Consumidores Atendidos em Baixa Tensão;
- ❑ Procedimentos para a Conexão de Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da Light SESA – Até Classe 36,2kV.

CEMIG:

- ❑ ND.5.1 – Fornecimento de energia elétrica em tensão secundária - Rede de distribuição aérea - edificações individuais;
- ❑ ND.5.2 – Fornecimento de energia elétrica em tensão secundária - Rede de distribuição aérea - edificações coletivas;
- ❑ ND.5.30 – Requisitos para a conexão de acessantes ao sistema de Distribuição Cemig D - Conexão em Baixa Tensão.

Celesc:

- ❑ N-321-0001 – Fornecimento de energia elétrica em tensão secundária de distribuição;
- ❑ NT03 – Fornecimento de energia a edifícios de uso coletivo;
- ❑ Instrução I-432.0004 – Requisitos para conexão de micro ou minigeradores de energia ao sistema elétrico da Celesc Distribuição.

Conclusão

O desenvolvimento do presente estudo possibilitou a compreensão de aspectos mais detalhados sobre os procedimentos para conexão de fontes de micro e minigeração distribuída na rede elétrica, indicando através de uma implementação prática, a aplicação de normativas regulamentadoras para que as operações sejam executadas com segurança, garantindo a entrega de equipamentos com certificado de testes para padrões estabelecidos, proporcionando a geração de energia elétrica de qualidade por meio de uma fonte renovável e com elevado índice de crescimento.

A adoção de um marco legal para a micro e minigeração distribuída no Brasil, é de extrema importância para regulamentação do setor, e incentivar o uso desse tipo de fonte de energia, resulta em um impacto positivo na matriz elétrica nacional, pois possibilita maior diversificação e menos dependência de fontes não renováveis de energia, como por exemplo: termoelétricas.

O avanço em tecnologias de conversão baseadas na eletrônica de potência, indica que a área está em expansão com elevado nível de pesquisa, garantindo que a eficiência dos equipamentos sejam ainda maiores.

O estudo de caso demonstrou que a implementação de um sistema fotovoltaico pode reduzir o valor pago em faturas de energia elétrica, de maneira parcial ou ainda, definitiva, onde será cobrado apenas o valor referente à fatura mínima da unidade consumidora. Assim, o sistema do cliente apresentado neste trabalho, foi dimensionado para que os gastos com faturas de energia elétrica fossem reduzidos de maneira parcial, indicando uma redução de 64,95% entre os valores médios gastos com fatura de energia, antes e após o início de sua operação, podendo ainda realizar uma expansão do sistema fotovoltaico futuramente.

A essa expansão, é válido indicar que a potência de geração de um sistema contratado, não pode exceder o limite da carga disponibilizada para a unidade consumidora, pela concessionária de energia. Neste caso, a unidade possui 75 kW de carga disponibilizada, indicando que a expansão poderá ser realizada, porém, deve-se respeitar o limite de 50

kW, devido a existência de um sistema de 25 kW homologado e em funcionamento. Para que seja feita a expansão do sistema, a concessionária de energia exige a elaboração de um novo projeto, indicando o local em que as placas serão posicionadas, além de realizar novamente o procedimento de homologação para o novo sistema contratado.

O estudo comparativo entre as documentações exigidas pelas principais distribuidoras do país, para conexão de fontes de microgeração distribuída na rede sob concessão, indica que apesar da variação de níveis de exigências, todas as concessionárias de energia seguem os modelos implementados pela ANEEL, garantindo padronização, segurança e qualidade nos serviços prestados aos consumidores, referente a transmissão e distribuição de energia elétrica.

Trabalhos Futuros

Algumas sugestões para trabalhos futuros são apresentadas:

- ❑ Cálculo do *payback* do sistema contratado pelo cliente;
- ❑ Cálculo da eficiência das placas, devido a perdas por sombreamento e características do material utilizado na fabricação;
- ❑ Comparação entre inversores comerciais de mesma potência, classificando-os de acordo com características de componentes internos utilizados, proteções e qualidade da energia gerada.

Referências

- AMERISOLAR. **AS-8M120-HC-605W**. 2021. Disponível em: <<https://amerisolar-usa.com.br/wp-content/uploads/2021/11/10.-AS-8M120-HC-Module-Specification-Ex-189.pdf>>. Acesso em: 12 set. de 2022.
- ANEEL. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, Rio de Janeiro, RJ, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 10 set. de 2022.
- _____. Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, Rio de Janeiro, RJ, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 10 set. de 2022.
- _____. **Módulo 3 – Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, 2021.
- _____. **Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, 2021.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR IEC 62116: Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Rio de Janeiro, 2012.
- _____. **ABNT NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. Rio de Janeiro, 2013.
- _____. **ABNT NBR 16274: Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. Rio de Janeiro, 2014.
- BACON, V. D.; CAMPANHOL, L. B. G.; SILVA, S. A. O. Análise comparativa das técnicas spwm e svm aplicadas a um inversor de tensão trifásico. **UNOPAR Cient. Exatas Technol.**, Londrina, v. 10, n. 1, p. 5–14, Nov 2011.
- BADONI, M.; SINGH, A.; SINGH, B. Power quality enhancement using euclidean direction search based control technique. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 67, n. 3, p. 2231–2240, 2020.
- BLUESOL. **Inversor Solar: Informações Essenciais para Quem Vai Instalar**. BlueSol Energia Solar, 20 de fev. de 2022, 2022. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/inversor-solar-saiba-tudo/>>. Acesso em: 06 out. de 2022.

- BRASIL. Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 1960. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/1950-1969/l3782.htm>. Acesso em: 24 mar. de 2022.
- _____. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 1996. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9427cons.htm>. Acesso em: 30 mar. de 2022.
- _____. Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 1997. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2335.htm>. Acesso em: 30 mar. de 2022.
- _____. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 1997. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm>. Acesso em: 24 mar. de 2022.
- _____. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 1998. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19648cons.htm>. Acesso em: 31 mar. de 2022.
- _____. Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 2000. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D3520compilado.htm>. Acesso em: 24 mar. de 2022.
- _____. Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 2004. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5081.htm>. Acesso em: 31 mar. de 2022.
- _____. Decreto nº 5.175, de 09 de agosto de 2004. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 2004. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5175.htm>. Acesso em: 25 mar. de 2022.
- _____. Decreto nº 5.177, de 12 de agosto de 2004. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 2004. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5177.htm>. Acesso em: 10 mai. de 2022.
- _____. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 2004. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm>. Acesso em: 12 mai. de 2022.
- _____. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 2004. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm>. Acesso em: 25 mar. de 2022.
- _____. Lei nº 13.844, de 18 de junho de 2019. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 2019. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2019/lei/L13844.htm>. Acesso em: 24 mar. de 2022.
- _____. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 2022. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm>. Acesso em: 19 set. de 2022.

CASARIN, R. **CCEE: Produção de energia solar cresce quase 100% no Brasil em fevereiro**. Portal Solar, 15 de mar. de 2022, 2022. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/noticias/operacao-e-expansao/oem/ccee-producao-de-energia-solar-cresce-quase-100-no-brasil-em-fevereiro>>. Acesso em: 15 mar. de 2022.

CASARO, M. M.; MARTINS, D. C. Modelo de arranjo fotovoltaico destinado a análise em eletrônica de potência via simulação. **Instituto de Eletrônica de Potência, Universidade Federal de Santa Catarina, SOBRAEP - Associação Brasileira de Eletrônica de Potência**, v. 13, n. 3, p. 141–146, 2008.

CPFL. **GED-13 – Fornecimento em Tensão Secundária de Distribuição**. Campinas, SP, 2022.

_____. **GED-15303 – Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. Campinas, SP, 2022.

FREITAS, S. S. A. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos**. Dissertação (Mestrado), 2008.

GAZOLI, J. R.; VILLALVA, M. **Energia solar fotovoltaica conceitos e aplicações**. São Paulo: Érica, 2012.

NANSEN. **Manual de Instruções – VECTOR® 3 P A/VECTOR® 3 P AR**. 2018. Disponível em: <https://cdn.awsli.com.br/1161/1161030/arquivos/Manual-VECTOR%203%20P%20AR_PA%20Trifasico%20e%20Bifasico.pdf>. Acesso em: 20 set. de 2022.

NEOSOLAR. **PLACA SOLAR FOTOVOLTAICA: TUDO SOBRE**. NeoSolar, 18 de jan. de 2022, 2022. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/placa-solar-fotovoltaica>>. Acesso em: 22 set. de 2022.

PERAZA, D. G. **Estudo de Viabilidade da Instalação de Usinas Solares Fotovoltaicas no Estado do Rio Grande do Sul**. Dissertação (Mestrado), 2013.

SINGH, B.; JAYAPRAKASH, P.; KOTHARI, D. P. A t-connected transformer and three-leg vsc based dstatcom for power quality improvement. **IEEE Transactions on Power Electronics**, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), v. 23, n. 6, p. 2710–2718, 2008.

Solar Energy. **Como funciona a Energia Solar**. Solar Energy, 10 de mar. de 2022, 2022. Disponível em: <<https://solarenergy.com.br/saiba-como-funciona-a-energia-solar/>>. Acesso em: 06 out. de 2022.

SUNGROW. **SG25CX-SA**. 2022. Disponível em: <https://br.sungrowpower.com/upload/file/20220630/DS_SG25CX-SA%20Datasheet_V1.1.1_PT.pdf.pdf>. Acesso em: 12 set. de 2022.

VILLALVA, M. G. **Conversor Eletrônico de Potência Trifásico para Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica**. Tese (Doutorado), 2010.