



Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Departamento de Engenharia Elétrica

Trabalho de Conclusão de Curso
**Comparação entre Critérios das Concessionárias Para
Conexão de Inversores às Redes de Distribuição**

Diego Costa de Oliveira

Campina Grande, PB
Abril de 2019

Diego Costa de Oliveira

Comparação entre Critérios das Concessionárias Para Conexão de Inversores às Redes de Distribuição

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à coordenação do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, Campus Campina Grande, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Energia Solar Fotovoltaica

Orientador: Edmar Candeia Gurjão

Campina Grande, PB
Abril de 2019

Diego Costa de Oliveira

Comparação entre Critérios das Concessionárias Para Conexão de Inversores às Redes de Distribuição

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado a coordenação do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, Campus Campina Grande, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em ____/____/____

Professor Avaliador
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Edmar Candeia Gurjão
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador

No que diz respeito ao empenho, ao compromisso, ao esforço, à dedicação, não existe meio termo. Ou você faz uma coisa bem feita ou não faz.

Ayrton Senna.

Agradecimentos

Agradeço a Deus, aos meus pais, Radir Carneiro e Marta Geruza, meu Irmão Rickyson Costa, minha namorada Myhally Kyvya que me apoiaram em toda minha trajetória.

A minha família e em especial, ao Fabio Moura e minha avó Helena que se encontram ao lado do senhor, tenho certeza que estão muito felizes por esta etapa em minha vida,

Aos meus grandes amigos, em especial Alan Felinto, Ridley Gleidstan, Emanuel Lopes, Gabriel Moreira, Elize Lawrence, Phablo Vinícius, Abmael Vilar, José Wallison, Rafael Paiva, Gutemberg Nóbrega, Ricardo Nóbrega, Julle Emerson, Jandilson Almeida, Kaio Freitas, Kaio Nikelisson, Josué Marcos, Brenda Lorrany.

Aos professores Edmar Candeia, Andréa Rodrigues e Mônica Coura aos quais são excelentes referências pra mim.

Enfim, agradeço a todos que passaram por minha vida até então, e contribuíram para a construção de quem sou hoje e estou me tornando.

*O sucesso é ir de
fracasso em fracasso
sem perder o
entusiasmo.*

Winston Churchill

Resumo

Entre os integrantes necessários para o funcionamento de um sistema de energia solar fotovoltaica *on-grid*, tem-se como essencial o inversor fotovoltaico. Neste trabalho são apresentados os critérios técnicos e operacionais a serem atendidos para conexão destes inversores às redes de distribuição em conformidade com as versões vigentes dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica Nacional (PRODIST), resoluções normativas da Agência Nacional de Engenharia Elétrica (ANEEL), certificações do INMETRO, normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) e internacionais. Além disso, realizou-se uma comparação desses requerimentos para cada concessionária e conclui-se que todas estão de acordo com as regulamentações vigentes, sendo algumas mais detalhadas e exigentes que as outras.

Palavras Chave: Energia Solar Fotovoltaica, Inversores, Critérios Técnicos.

Abstract

Among the components needed for the operation of an on-grid photovoltaic solar energy system, the photovoltaic inverter is essential. This work presents the technical and operational criteria requested for the connection of these inverters to the energy distribution power system in accordance with the current versions of the National Electricity Distribution Procedures (PRODIST), normative resolutions of the National Agency of Electrical Engineering (ANEEL), certifications of INMETRO, standards of the Brazilian Association of Technical Norms (ABNT) and international standards. In addition, a comparison of these requirements was made for each concessionaire and it concluded that all are in accordance with the current regulation, some being more detailed and demanding than the others.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy, Inverters, Technical Criteria.

Lista de Figuras

Figura 1 – Sistema Interligado Nacional (SIN)	15
Figura 2 – Matriz elétrica brasileira	16
Figura 3 – Sistema fotovoltaico conectado à rede	18
Figura 4 - Dispositivo de Seccionamento Visível - DSV	21
Figura 5 - Transformador de Acoplamento	22
Figura 6 - Sistema elétrico trifásico equilibrado	24
Figura 7 - Medidor bidirecional.....	26
Figura 8 - Curva do fator de potência em função da potência ativa de saída do inversor.....	30
Figura 9 - Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6 kW	30
Figura 10 - Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede para desconexão por variação de frequência	32
Figura 11 – Logomarca Chesp.....	57

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Requisitos mínimos de proteção em função da potência instalada	20
Tabela 2 - Limite de distorção harmônica de corrente	28
Tabela 3 - Faixas de fator de potência	29
Tabela 4 - Tempo máximo de desligamento em função dos níveis de tensão.....	31
Tabela 5 - Funções de proteção e segurança do inversor EDP.....	36
Tabela 6 - Ajuste do fator de potência.....	36
Tabela 7- Funções de proteção do inversor Energisa	37
Tabela 8 - Unidades consumidoras atendidas em 220/127 V	37
Tabela 9 - Unidades consumidoras atendidas em 380/220 V	38
Tabela 10 - Unidades consumidoras atendidas em 230/115V.....	38
Tabela 11 - Unidades consumidoras atendidas em 254 e 440V	38
Tabela 12 - Ajuste do fator de potência.....	39
Tabela 13 - Funções de proteção do inversor Neoenergia.....	40
Tabela 14 - Ajuste do fator de potência.....	40
Tabela 15 - Funções de proteção do inversor Eletrobras.....	41
Tabela 16 - Tipo de conexão em função da potência instalada	41
Tabela 17 - Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão	41
Tabela 18 - Ajuste do fator de potência.....	42
Tabela 19 - Funções de proteção do inversor Equatorial	43
Tabela 20 - Forma de conexão no ponto de entrega em função da potência.....	43
Tabela 21 - Forma de conexão no ponto de entrega em função da potência.....	44
Tabela 22 - Ajuste do fator de potência.....	44
Tabela 23 - Funções de proteção do inversor Cemig	45
Tabela 24 - Funções de proteção e segurança do inversor EDP.....	45
Tabela 25 - Funções de proteção e segurança do inversor Energisa	46
Tabela 26 Ajuste do fator de potência	47
Tabela 27 - Funções de proteção e segurança do inversor Neoenergia.....	47
Tabela 28 - Ajuste do fator de potência.....	48
Tabela 29 - Funções de proteção e segurança do inversor Eletrobras.....	48
Tabela 30 - Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão	49
Tabela 31 - Funções de proteção e segurança do inversor Equatorial.....	50
Tabela 32 - Forma de Conexão em Função da Potência	50
Tabela 33 - Referências das distorções harmônicas totais de tensão	51
Tabela 34 - Ajuste do fator de potência.....	51
Tabela 35 - Funções de proteção e segurança do inversor Cemig.....	52
Tabela 36 - Ajuste do fator de potência.....	52
Tabela 37 - Limites de corrente Harmônica por Consumidor (conforme norma IEEE 519) ...	53
Tabela 38 - Funções de proteção e segurança do inversor Iguazu Energia.....	53
Tabela 39 - Tensão de Conexão em Função da potência instalada.	54
Tabela 40 - Funções de proteção e segurança do inversor Cocel.....	55
Tabela 41 - Tensão de Conexão em Função da potência instalada.	55
Tabela 42 - Funções de proteção e segurança do inversor COOPERALIANÇA	56

Tabela 43 - Tensão de Conexão em Função da potência instalada	56
Tabela 44 - Funções de proteção e segurança do inversor Copel.....	58
Tabela 45 - Tensão de Conexão em Função da potência instalada	58
Tabela 48 - Funções de proteção e segurança do inversor Mux.....	61
Tabela 50 - Funções de proteção e segurança do inversor CEB-D	62
Tabela 51 - Nível de tensão de conexão em função da potência instalada.....	62
Tabela 52 - Ajuste do fator de potência.....	63
Tabela 54 - Nível de tensão de conexão em função da potência instalada.....	65
Tabela 55 - Tempo máximo de desligamento em função dos níveis de tensão.....	65
Tabela 62 - Funções de proteção e segurança do inversor Hidropan	70
Tabela 64 - Funções de proteção e segurança do inversor Eletrocar.....	71
Tabela 65 - Nível de tensão de conexão em função da potência instalada.....	71
Tabela 66 - Funções de proteção e segurança do inversor CPFL.....	72
Tabela 67 - Limite de distorção harmônica de tensão	72
Tabela 68 - Limites para ordens ímpares múltiplas de 3	73
Tabela 71 - Funções de proteção e segurança do inversor Enel São Paulo.....	74
Tabela 72 - Forma de conexão em função da potência instalada	74
Tabela 73 - Tempo máximo de desligamento em função dos níveis de tensão.....	75
Tabela 76 - Forma de Conexão Enel Rio	76
Tabela 77 - Forma de Conexão Enel Ceará.....	76
Tabela 78 - Forma de Conexão Enel Goiás	76
Tabela 79 - Ajustes de sobretensão e subtensão para baixa tensão	77
Tabela 81 - Ajustes de sobrefrequência e subfrequência	77
Tabela 83 - Funções de proteção e segurança do inversor Light.....	79

Lista de Abreviaturas e Siglas

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

SIN Sistema Interligado Nacional

ONS Operador Nacional do Sistema

ABSOLAR Associação Brasileira de Energia Solar

PRODIST Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas

INMETRO Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia

NBR Norma Brasileira

UFCG Universidade Federal de Campina Grande

IBGE Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

kWh Quilowatt-hora

W Watt

CC Corrente Contínua

CA Corrente Alternada

Sumário

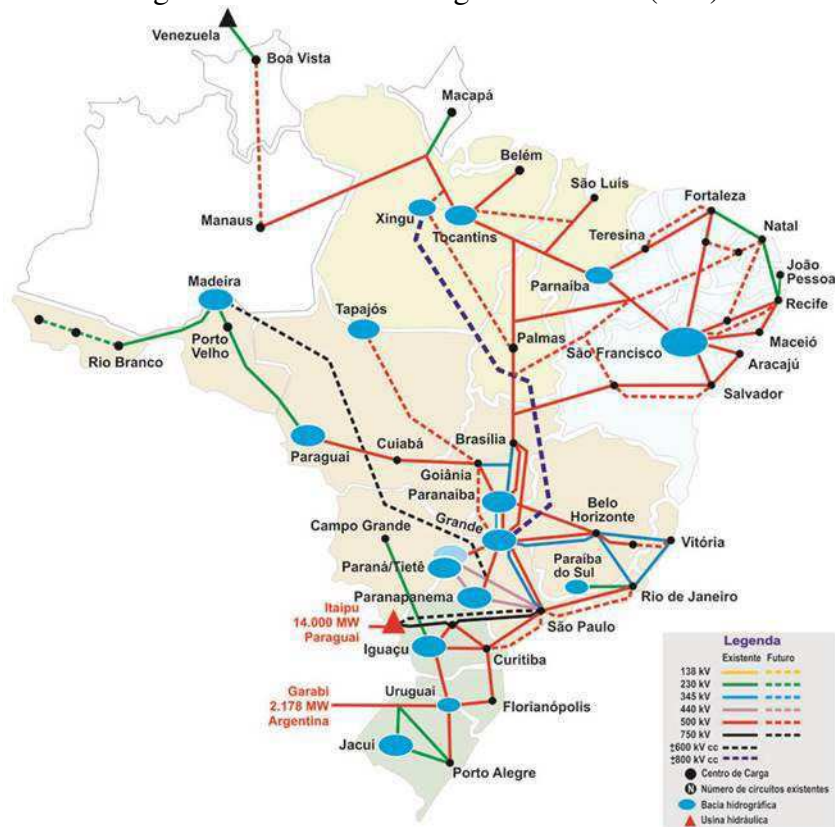
1. INTRODUÇÃO	15
2. OBJETIVOS.....	19
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
3.1. Requisitos de Proteção	20
3.1.1. Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV)	21
3.1.2. Elemento de Interrupção (EI)	22
3.1.3. Transformador de Acoplamento	22
3.1.4. Proteção de Sub e Sobretensão	22
3.1.5. Proteção de Sub e Sobrefrequência	23
3.1.6. Proteção contra desequilíbrio de corrente	23
3.1.7. Proteção contra desbalanço de tensão	24
3.1.8. Sobrecorrente Direcional	24
3.1.9. Sobrecorrente com Restrição de Tensão	24
3.1.10. Relé de Sincronismo	24
3.1.11. Anti-Ilhamento	25
3.1.12. Medição	26
3.2. Requisitos de qualidade	26
3.2.1. Tensão em Regime Permanente	27
3.2.2. Cintilação.....	27
3.2.3. Faixa Operacional de Frequência	27
3.2.4. Proteção de Injeção de Componente C.C. na rede elétrica.....	28
3.2.5. Harmônicos e Distorção da Forma de Onda.....	28
3.2.6. Harmônicos de Tensão	28
3.2.7. Harmônicos de Corrente	28
3.2.8. Fator de Potência	29
3.3. Requisitos de Segurança	30
3.3.1. Perda de Tensão da Rede.....	31
3.3.2. Variações de Tensão	31
3.3.3. Variações de Frequência.....	31
3.3.4. Proteção Anti-Ilhamento.....	33
3.3.5. Reconexão	33

3.3.6.	Aterramento	33
3.3.7.	Proteção contra Curto-Circuito.....	33
3.3.8.	Isolação e Seccionamento.....	34
3.3.9.	Religamento Automático de Rede	34
3.3.10.	Sinalização de Segurança.....	34
4.	MATERIAIS E MÉTODOS	34
4.1.	Normas Para Microgeração Distribuída.....	35
4.2.	Norma Para Minigeração Distribuída	45
4.3.	Norma Única para Mini e Microgeração Distribuída	53
5.	resultados e discussões	81
6.	Considerações finais.....	83
7.	Referências	84

1. INTRODUÇÃO

O Brasil possui uma área territorial de 8.510.820 km² (IBGE, 2018) formada por vinte e seis estados federados e o distrito federal. A geração e transmissão de energia elétrica é constituído por quatro subsistemas Nordeste (NE), Sul (S), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) e a maior parte da região Norte (N), sendo estes conectados entre si pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) ilustrado na Figura 1 e operado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) de forma a buscar ter um fluxo de energia permanente entre as regiões com menor custo, maior estabilidade e eficácia. Sendo o agente regulador da geração, transmissão e distribuição a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Figura 1 – Sistema Interligado Nacional (SIN)

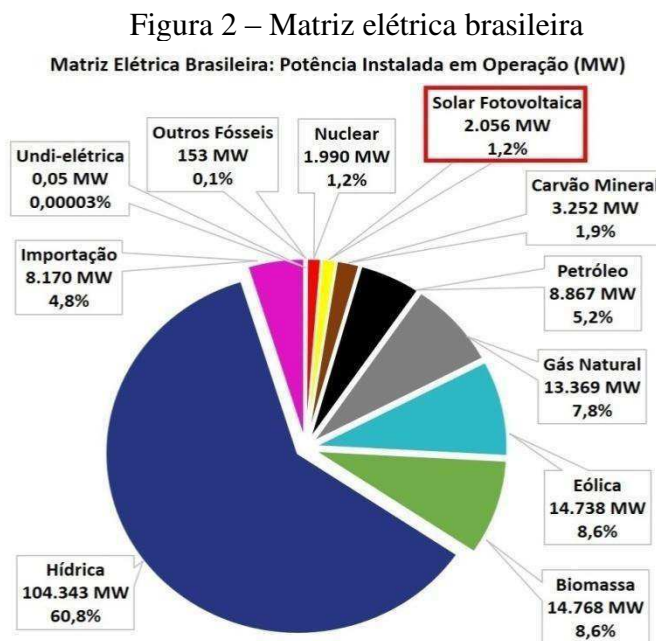


Fonte: (ONS)

O setor brasileiro de distribuição de energia elétrica é formado por 63 concessionárias, sendo responsáveis pela operação e administração de média e baixa tensão, tensões inferiores a 230 kV.

A matriz elétrica nacional é composta majoritariamente por fontes hídricas com 104,343 MW (60,8%), em seguida a eólica com 14,738 MW (8,6%), biomassa com 14,768

MW (8,6%), gás natural com 13,369 MW (7,8%), nuclear com 1,990 MW (1,2%), petróleo com 8,667 MW (5,2%), carvão mineral com 3,252 MW (1,9%) e a solar fotovoltaica com apenas 2,056 MW (1,2%) tornando-se a 7ª maior fonte do Brasil conforme ilustrado na Figura 2.



Fonte: (ANEEL/ABSOLAR, 2019)

A produção de energia elétrica através da radiação solar vem ganhando espaço no Brasil nestes últimos anos, sendo uma fonte alternativa, sustentável, simples de instalar e com diversas linhas de financiamento específicas públicas e privadas para o consumidor. Esta junção da oferta de diversas linhas de financiamento específicas com a necessidade de pouca manutenção, posição geográfica do país, redução dos custos dos componentes do projeto, como módulos fotovoltaicos e inversores de frequência, aumento do rendimento dos sistemas solares, elevação das tarifas das concessionárias resultaram em possibilidades de atender o consumidor industrial, rural, comercial, residencial e assim, resultar no acelerado crescimento do setor.

Além disso, a resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 da ANEEL, é pioneira em estabelecer condições e definições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, ao sistema de compensação de energia elétrica e créditos energéticos. No dia 11 de Dezembro de 2012 foi revisada com a resolução normativa nº 517, em 24 de Novembro de 2015 foi aprimorada

para a resolução normativa n° 687, a qual entrou em vigor em 1° de Março de 2016 e foi atualizada para resolução normativa n° 786 em Novembro de 2017 com melhores incentivos para o mercado da geração distribuída, como: o aumento da validade dos créditos energéticos para cinco anos, criação das modalidades geração compartilhada, autoconsumo remoto e a elevação do limite de potência instalada de 1 MW para 5 MW.

Créditos energéticos são os excedentes de geração, medidos em kWh, dos sistemas de geração após o cálculo da diferença entre energia gerada e energia consumida, as modalidades geração compartilhada e autoconsumo remoto permitem que os créditos energéticos possam ser utilizados por outras unidades consumidoras em locais distintos ou que consórcios possam ser formados e definido o percentual de energia destinada a cada unidade participante do consórcio.

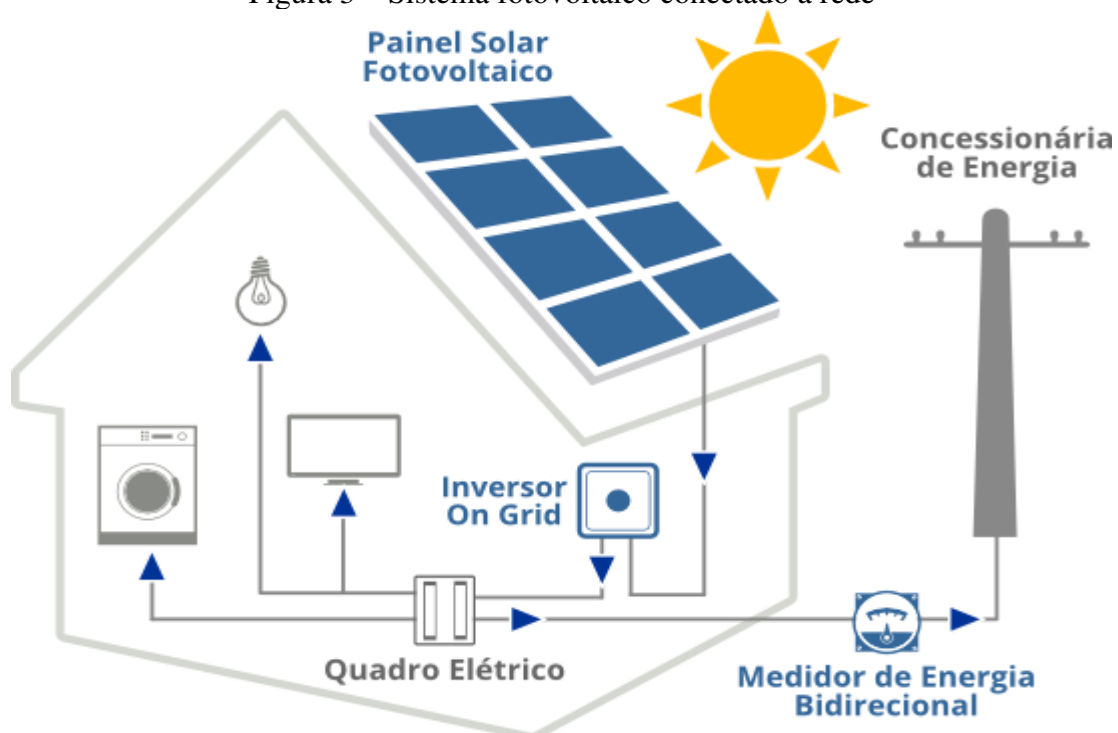
As concessionárias estabeleceram requisitos mínimos e as diretrizes necessárias para os acessantes em baixa e média tensão conectarem seus sistemas solares fotovoltaicos as suas redes de distribuição utilizando como referência a padronização e normatização dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), normas técnicas brasileiras e normas internacionais. De forma a garantir a não ocorrência de procedimentos irregulares que alterem a qualidade de energia dos consumidores, riscos a pessoas e bens, e interferências prejudiciais ao sistema elétrico.

Nos sistemas de geração de energia solar fotovoltaica, há possibilidades de utilizar diversos tipos de inversores: inversores desconectados (*Off-grid*), conectados (*Grid-tie/String inverter*), híbridos, centrais e micro inversores, os quais são selecionados a depender do tipo de sistema a ser instalado. Sua função fundamental é converter a tensão e corrente contínua (CC) produzida pelos módulos em tensão e corrente alternada (CA), de forma que possa ser utilizada pelos acessantes em suas residências e a parcela excedente ser injetada na rede elétrica, como também garantir a segurança do sistema, monitorar a energia produzida pelos módulos e consumida pela unidade.

Em sistemas autônomos, são utilizados inversores desconectados da rede elétrica, denominados *off-grid*, neste tipo de sistema se faz necessário o uso de um banco de baterias e um controlador de carga, ao qual os módulos fotovoltaicos são conectados e é feito o gerenciamento da corrente elétrica que alimenta as baterias e o inversor.

Já em sistemas conectados à rede elétrica, normalmente na microgeração e minigeração utiliza-se inversores denominados *On-grid*, os quais funcionam em sincronismo de tensão e frequência com a rede elétrica e fornecem correntes elétricas alternadas em suas saídas, conforme ilustrado na Figura 3. Em sistemas de grande porte, geralmente utiliza-se inversores centrais, como indústrias e usinas com potência instalada acima de 100 kWp e em sistemas de baixa potência, inferiores a 1 kWp podem ser utilizados os micros inversores, aos quais utiliza-se um dispositivo por módulo ou par de módulos. Já os inversores solares híbridos juntam as características do sistema *On-grid* com *Off-grid*, aos quais injetam energia a rede elétrica como também são conectados a um banco de baterias.

Figura 3 – Sistema fotovoltaico conectado à rede



Fonte:(Sabrina Niskier, 2018)

Para conectar os inversores às redes de distribuição se faz necessário que suas especificações atendam as normas brasileiras registradas e emitidas pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), procedimentos e resoluções vigentes do PRODIST, que estejam em conformidade com o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO) com número de registro concedido e atender critérios e padrões da concessionária local.

O objetivo destes critérios é evitar que o paralelismo das instalações dos acessantes com a rede distribuição afetem a qualidade dos serviços, segurança dos

consumidores, provoquem danos aos equipamentos conectados à rede, comprometam a segurança das equipes de manutenção da rede, como também facilitar o fluxo de informações e auxiliar no entendimento aos interessados no setor com relação aos requisitos mínimos e diretrizes necessárias para alteração de conexões existentes ou realizar novas conexões em baixa e média tensão.

Os requisitos de proteção com seus respectivos códigos *American National Standards Institute* (ANSI) para sistemas que se conectem à rede por meio de inversores dependem da potência instaladas da geração, são estes: o elemento de desconexão (DSV), elemento de interrupção, transformador de acoplamento, proteção de subtensão (27), proteção de sobretensão (59), proteção de subfrequência (81U), proteção de sobrefrequência (81O), proteção de sobrecorrente (50/51), rele de sincronismo (25), rele de tempo de reconexão (62), limites de distorção harmônica de corrente. Sendo o ilhamento da geração não permitido sob qualquer circunstância.

Sendo assim, este trabalho de conclusão de curso tem por objetivo detalhar estas especificações e comparar os critérios de conexão entre as concessionárias.

2. OBJETIVOS

Este trabalho de conclusão de curso tem por objetivo detalhar os requisitos de qualidade, segurança e proteção para a conexão de inversores de frequência às redes de distribuição, e compará-los entre as concessionárias.

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Há requisitos de qualidade, segurança e proteção a serem atendidos para os sistemas de micro e minigeração distribuída se conectarem à rede de distribuição com seus respectivos ajustes para unidades consumidoras que façam adesão ao sistema de compensação de energia elétrica em baixa e média tensão, sendo eles obrigatórios e/ou opcionais. Há equipamentos em que as proteções estão inseridas neles mesmo, e quando não, utiliza-se dispositivos externos para as funções não contempladas. A redundância das proteções é desnecessária para microgeração distribuída (Módulo 3 PRODIST Seção 3.7).

As instalações e equipamentos precisam estar em conformidade com os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, atender as resoluções normativas da ANEEL, certificados pela portaria nº 004/2011 do INMETRO, critérios técnicos da ABNT e com as normas e padrões da concessionária local.

Os inversores utilizados com certificados de conformidade, ou número de concessão do INMETRO devem expressar atendimento às seguintes normas técnicas da ABNT ou internacionais equivalentes:

- NBR 16149:2013 – Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;
- NBR 16150:2013 – Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimentos de ensaio de conformidade;
- NBR IEC 62116:2012 – Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica;
- Norma americana IEEE 1547 – *Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems.*

3.1. Requisitos de Proteção

Os requisitos de proteção considerando a potência nominal do sistema a serem instalados no ponto de conexão são: Elemento de desconexão (DSV), elemento de interrupção, transformador de acoplamento, proteção de sub e sobretensão, proteção de sub e sobrefrequência, sobrecorrente direcional, relé de sincronismo e anti-ilhamento.

Nos sistemas que se conectem à rede através de inversores, os requisitos mínimos de proteção no ponto de conexão estão indicados na Tabela 1 conforme seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST.

Tabela 1 - Requisitos mínimos de proteção em função da potência instalada

Requisitos de proteção	Potência instalada		
	$PI \leq 75$ kW	$75 \leq PI \leq 500$ kW	$500 < PI \leq 5$ MW
Elemento de desconexão (DSV)	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim

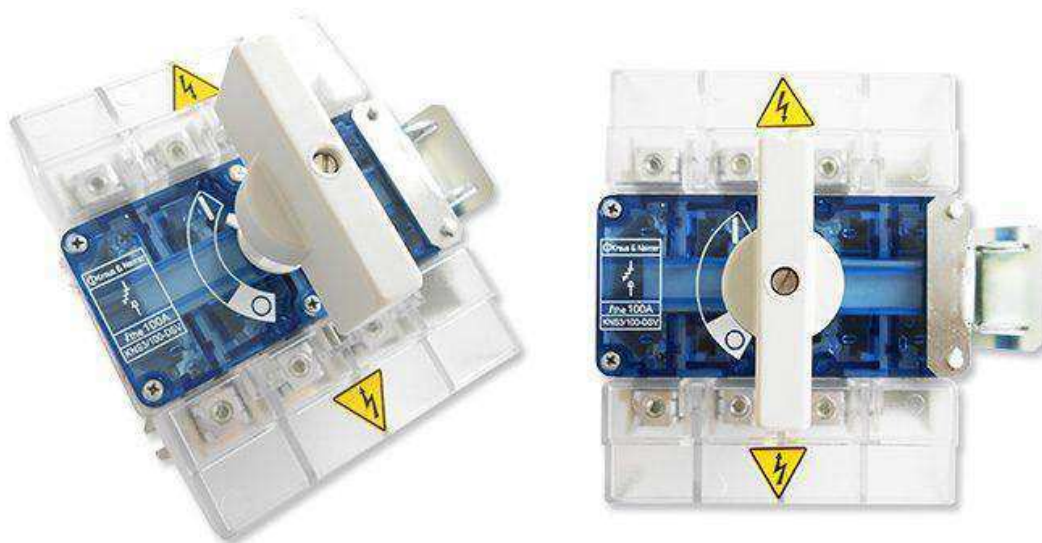
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Medição	Medidor bidirecional	Medidor 4 quadrantes	Medidor 4 quadrantes

Fonte: (Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST)

3.1.1. Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV)

Chave seccionadora visível e acessível ilustrada na Figura 4 instalada junto ao padrão de entrada que a concessionária tem acesso, e assim durante manutenção em seu sistema garante a desconexão da central geradora. Entretanto, para microgeradores e minigeradores que se conectem à rede por meio de inversores não há necessidade conforme item 4.4 da seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST. Sendo assim, reduz os custos e complexidade desses sistemas tendo que os inversores são programados para desconectarem da rede em casa de falta de energia.

Figura 4 - Dispositivo de Seccionamento Visível - DSV



Fonte: (Kraus&Naimer)

Caso seja utilizada deverá ser compatível com a potência do micro/minigeração, ter indicação da posição (Liga/Desliga) em português, possuir características elétrica como: tensão nominal, corrente nominal de operação e corrente máxima suportável de acordo com o dispositivo de proteção e ser abrigada em caixa metálica ou polimérica com grau de proteção mínimo IP 54.

As normas de referência das chaves seccionadoras são: IEC 609471 e IEC 60947-

3.

3.1.2. Elemento de Interrupção (EI)

O EI é um elemento de interrupção automático constituído por um disjuntor (Código 52) sobre o qual atuarão os elementos de proteção para microgeradores distribuídos e por comando e/ou proteção para minigeradores distribuídos. Devem garantir que faltas na instalação do acessante não perturbem o correto funcionamento da rede de distribuição e que defeitos na rede de distribuição não coloquem em risco as instalações da geração, promovendo a abertura do disjuntor em determinado tempo e desconectando-se da rede, garantindo que o disjuntor não seja religado até que a tensão da rede esteja estável.

Na baixa tensão o inversor eletrônico é usualmente o elemento de interrupção da conexão do sistema de geração, já em média tensão tem-se um disjuntor ou religador para proteção de minigeradores distribuídos.

3.1.3. Transformador de Acoplamento

Transformador de interface entre a unidade consumidora e rede de distribuição ilustrado na Figura 5, é necessário para garantir um melhor acoplamento entre os níveis de tensão dos sistemas fotovoltaicos e os limites admitidos no sistema de distribuição, aumentar a segurança e durabilidade do sistema.

Figura 5 - Transformador de Acoplamento



Fonte: (Pólux Transformadores)

3.1.4. Proteção de Sub e Sobretensão

Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte sobtensões ou sobretensões e produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção (Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST).

A função de código 27 – Relé de subtensão é uma função interna dos inversores responsável por monitorar os valores eficazes de tensão no ponto de conexão promovendo a atuação do elemento de interrupção quando os valores limites mínimos de tensão ajustados forem ultrapassados em determinado intervalo de tempo. Já a função de código 59 – Relé de sobretensão promove a atuação quando os valores limites máximos de tensão ajustados forem ultrapassados em determinado intervalo de tempo.

3.1.5. Proteção de Sub e Sobrefrequência

Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte subfrequências e sobrefrequências e produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção (Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST).

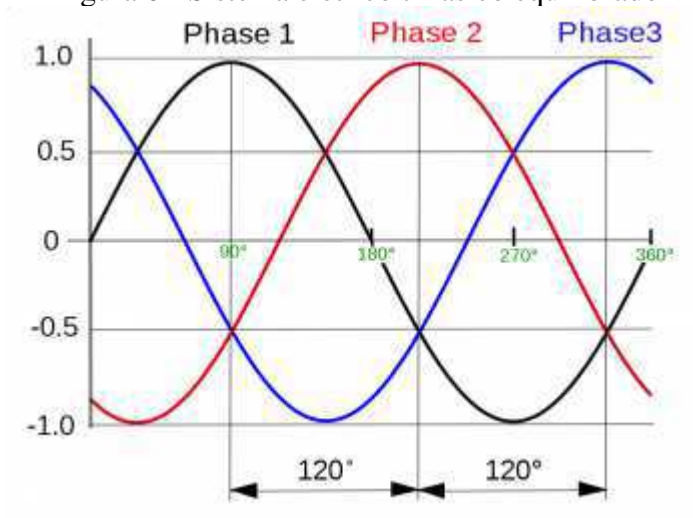
A função de código 81(O/U) – Relé de frequência (Sub ou Sobrefrequência) monitora a frequência no ponto de conexão, com amostras de tensão de no mínimo um ciclo e opera quando a frequência da rede desvia do valor nominal, 60 Hz por um determinado tempo, diferente dos valores estabelecidos na configuração do inversor ou instantaneamente após ultrapassar uma faixa de frequência predeterminada.

3.1.6. Proteção contra desequilíbrio de corrente

Uma das condições necessárias para o equilíbrio ou simetria em um sistema elétrico é que as correntes sejam senoidais, com mesma amplitude e estejam defasadas entre si de 120° conforme Figura 6. Há desequilíbrio quando fases apresentam distintos valores em módulo como em fase e a identificação pode ser feita por diferentes métodos.

A função de código 46 – Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente é um relé de operação de retaguarda para proteção do sistema de distribuição e microgeração distribuída. Se houver um desequilíbrio de corrente proveniente do sistema de distribuição, o paralelismo é desfeito protegendo o sistema da minigeração distribuída, como também se o desequilíbrio de corrente tiver origem no sistema de geração distribuída, o paralelismo também é desfeito para proteger os equipamentos do sistema de distribuição e em seguida, o sistema de proteção do gerador o desliga.

Figura 6 - Sistema elétrico trifásico equilibrado



Fonte: (deMotor)

3.1.7. Proteção contra desbalanço de tensão

Desequilíbrio de tensão é a diferença entre os valores eficazes das tensões de fase do circuito dividido pela média dos valores eficazes de tensões, ou pela razão entre a componente de sequência zero pela componente de sequência positiva das tensões e a identificação pode ser feita por diferentes métodos. Pode se utilizar o método das componentes simétricas, método do máximo desvio da tensão.

A função de código 47 – Relé de reversão ou desbalanceamento de tensão é utilizada para evitar aberturas indevidas de equipamentos de proteção, por motivos de desequilíbrio de tensão, ou inversão de sequência de fases.

3.1.8. Sobrecorrente Direcional

A função de código 67 – Relé de sobrecorrente direcional de fase tem sua atuação quando é detectada uma corrente de falta tanto na rede da concessionária como nas instalações do acessante, com valor maior do que o seu pré-ajustado.

3.1.9. Sobrecorrente com Restrição de Tensão

A função de código 51V – sobrecorrente com restrição de tensão é uma função opcional temporizada para monitorar componentes de corrente e tensão dos sistemas de geração.

3.1.10. Relé de Sincronismo

Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte diferenças de ângulo de fase, tensão, frequência 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 (Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST).

A função de código 25 – Relé de Sincronismo é uma proteção interna dos inversores responsável por permitir o paralelismo de dois circuitos quando ambos estiverem dentro de limites preestabelecidos de tensão, frequência e ângulo de fase. Empregada para monitorar a diferença no ponto de conexão e realizar o sincronismo com a frequência da rede produzindo uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção, e assim só ocorra a conexão com a rede após o sincronismo ter sido atingido.

- Diferença de ângulo de fase: 10°;
- Diferença de tensão: 10 %;
- Diferença de frequência: 0,3 Hz.

3.1.11. Anti-Ilhamento

Ilhamento é uma operação em que a central geradora supre uma poção eletricamente isolada do sistema de distribuição da acessada. Não sendo permitida sob hipótese alguma. Elementos de proteção que monitoram a tensão da rede de distribuição devem impedir o fechamento do disjuntor que faz a interligação enquanto a rede estiver desenergizada. A geração através da proteção anti-ilhamento deve cessar o fornecimento de energia em até um intervalo de tempo após o ilhamento.

No caso de operação em ilha do acessante, 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 (Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST).

A função de código (81 df/dt) - ROCOF (Rate of Change Of frequency), relé de taxa de variação de frequência, é considerado uma técnica sensível e confiável para detectar ilhamento quando a variação de frequência é relativamente lenta, o que acontece normalmente quando o desbalanço de potência ativa entre geração e carga é pequena, no sistema isolado. Pode-se também utilizar um temporizador para melhorar a sensibilidade e evitar a atuação indevida desta função.

Como também a função de código 78 – Relé de medição de ângulo de fase/proteção contra falta de sincronismo, para comandar o desligamento do disjuntor de acoplamento de rede caso o ângulo de fase da rede de distribuição e do sistema de geração ultrapasse o valor predeterminado

3.1.12. Medição

De acordo com seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST o sistema de medição bidirecional ilustrado na Figura 7 deve no mínimo diferenciar a energia elétrica ativa consumida (fluxo direto) da energia ativa injetada na rede (fluxo reverso) e atender às mesmas especificações exigidas para unidades consumidoras conectadas no mesmo nível de tensão da microgeração ou minigeração distribuída, acrescido da funcionalidade de medição bidirecional de energia elétrica ativa.

A concessionária é responsável por adquirir e instalar o sistema de medição, sem custos para acessante no caso de microgeração distribuída, assim como pela sua operação e manutenção. Incluindo custos de eventual substituição, independente do cliente ser novo ou existente, exceto a caixa de medição e seus acessórios que é responsabilidade do cliente (ANELL PRODIST Módulo 3 Seção 3.7 item 7.2).

Figura 7 - Medidor bidirecional



Fonte: (blog.bluesol.com.br)

Os medidores devem ser instalados em local de livre e de fácil acesso, iluminado, ventilado, o mais próximo possível do ponto de conexão, conforme normas técnicas da distribuidora local.

3.2. Requisitos de qualidade

Em sistemas de geração distribuída se faz necessário o atendimento de parâmetros

de qualidade de energia regidas na seção 8.1 do módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, do PRODIST para fornecimento de energia às concessionárias e as cargas locais. Estes parâmetros são: Tensão em regime permanente, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência.

Quando identificado desvios dos padrões estabelecidos por essas normas, deve-se cessar o fornecimento de energia elétrica à rede da distribuidora e assim não prejudicar os níveis de qualidade da rede ou de qualquer cliente a ela conectado.

Esses requisitos são referenciados e medidos na interface rede/ponto de conexão comum, exceto quando houver indicação de outro ponto.

3.2.1. Tensão em Regime Permanente

Independentemente do sistema ser polifásico ou monofásico quando a tensão eficaz nominal da rede local no ponto de conexão estiver fora da faixa adequada de tensão conforme as Tabelas 01 à 12 da seção 8.1 do Módulo 8 do PRODIST, e exigências da concessionária local, o sistema de geração distribuída deve identificar esta condição anormal e parar de fornecer energia à rede como também monitorar os parâmetros da rede e permitir a “reconexão” do sistema em determinado intervalo de tempo quando as condições normais forem restabelecidas.

Normalmente, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede não regulam a tensão, e sim a corrente injetada na rede. Assim, esta faixa operacional normal de tensão é selecionada como uma função de proteção em resposta as condições anormais da rede.

3.2.2. Cintilação

Cintilação corresponde a variações luminosas resultantes de pequenas flutuações de tensão originadas pelo funcionamento de cargas variáveis de grande porte, como motores elétricos e máquinas de solda.

O sistema fotovoltaico em operação não pode causar cintilação acima dos limites definidos nas seções das IEC 61000-3-3 (Sistemas com corrente inferior a 16 A), IEC 61000-3-11 (Sistemas com corrente superior a 16 A e inferior a 75A) e IEC/TS 61000-3-5 (Sistemas com corrente superior a 75 A).

3.2.3. Faixa Operacional de Frequência

Os sistemas de geração distribuída devem operar em sincronismo com a rede elétrica e dentro dos limites de variação de frequência. Quando a frequência da rede assumir

valores abaixo ou acima do especificado o sistema de geração distribuída deve interromper fornecimento de energia à rede elétrica em até um tempo específico.

3.2.4. Proteção de Injeção de Componente C.C. na rede elétrica

O sistema de geração distribuída deve parar o fornecimento de energia à rede em até 1 s se a injeção de componente C.C. (Corrente Contínua) for superior a 0,5% da corrente nominal do inversor. O sistema de geração distribuída com transformador com separação galvânica em 60 Hz não precisa ter proteções adicionais para atender a esse requisito (ABNT NBR 16149:2013 item 4.4).

3.2.5. Harmônicos e Distorção da Forma de Onda

As distorções harmônicas são fenômenos associados a deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental com seus valores máximos e individuais toleráveis (Seção 8.1 do Módulo 8 do PRODIST).

A distorção harmônica total (THD) é a soma das distorções harmônicas individuais, de corrente ou tensão, em relação ao valor da componente fundamental expressando o desvio da onda em relação ao padrão ideal.

Os níveis aceitáveis de distorção harmônica de tensão e corrente dependem das características da rede de distribuição, do tipo de serviço, das cargas conectadas e dos procedimentos adotados na operação de rede (NBR 16149:2014 item 4.6).

3.2.6. Harmônicos de Tensão

A distorção harmônica total no ponto de conexão aos sistemas de distribuição de tensão deve ser limitada aos valores indicados na Tabela 2 do PRODIST módulo 8 seção 8.1.

3.2.7. Harmônicos de Corrente

A injeção de energia por sistemas fotovoltaicos deve ser com baixos níveis de distorção harmônica de corrente, de modo que não afete os equipamentos conectados à rede.

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, em relação à corrente fundamental na potência nominal do inversor. Cada harmônica individual deve estar limitada aos valores apresentados na Tabela 2 (NBR 16149:2013 tabela 1).

Tabela 2 - 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: (NBR 16149:2013 Tabela 1)

3.2.8. Fator de Potência

É a relação entre a potência ativa (kW) e potência aparente (kVA) da instalação, e indica a parcela da energia que está sendo convertida em trabalho útil.

O inversor do sistema fotovoltaico com fator de potência configurado de fábrica em 1 deve operar dentro de faixas de potência da Tabela 3 quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20% de sua potência nominal. Após uma alteração na potência ativa, deve-se ajustar a potência reativa de saída automaticamente, para corresponder ao FP predefinido em no máximo 10 segundos.

Tabela 3 - Faixas de fator de potência

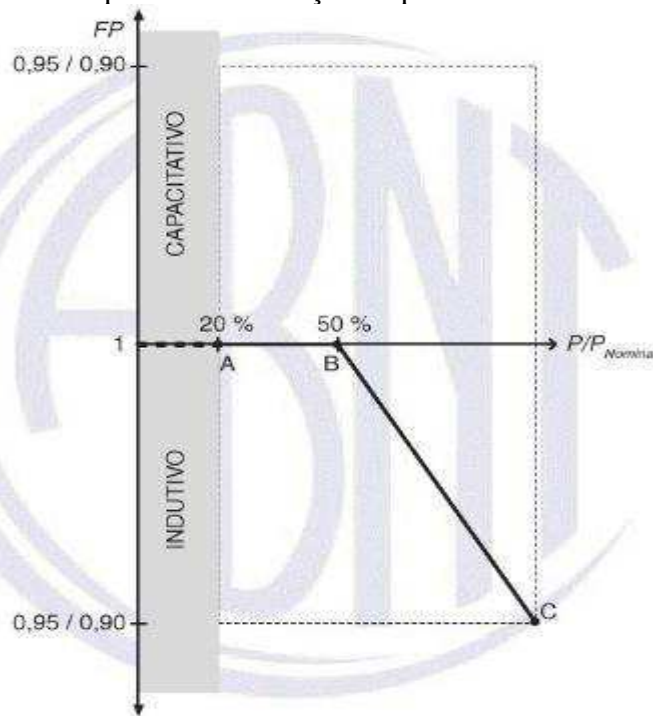
Potência Nominal	Faixa de fator de potência	Configurado de Fábrica
$P \leq 3 \text{ kW}$	0,98 indutivo até 0,98 capacitivo	1
$3 \text{ kW} < P \leq 6 \text{ kW}$	0,98 indutivo até 0,98 capacitivo	1
$P > 6 \text{ kW}$	0,98 indutivo até 0,98 capacitivo	1

Fonte: (ABNT NBR 16149:2013 seção 4.7)

No sistema fotovoltaico com potência nominal maior que 3 kW e menor ou igual a 6 kW, há também a possibilidade de operar de acordo com a Figura 8 e com fator de potência ajustável de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo.

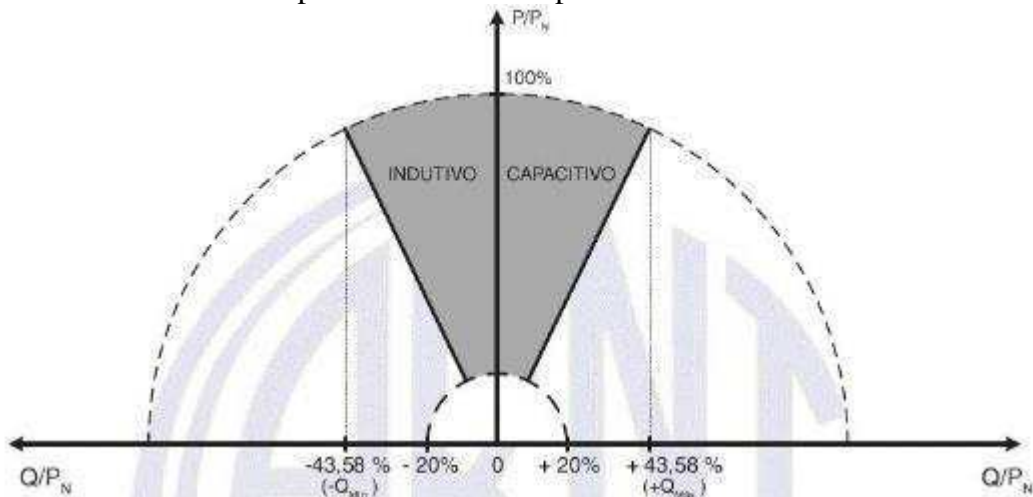
No sistema fotovoltaico com potência nominal maior que 6 kW há também a possibilidade de acordo com a Figura 8 e com fator de potência ajustável entre 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo ou com o controle da potência reativa conforme Figura 9.

Figura 8 - Curva do fator de potência em função da potência ativa de saída do inversor



Fonte: (ABNT NBR 16149:2013 item 4.7.2)

Figura 9 - Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6 kW



Fonte: (ABNT NBR 16149:2013 item 4.7.3)

3.3. Requisitos de Segurança

Informações e considerações para operação segura e correta dos sistemas de geração distribuída conectados à rede elétrica. A função de proteção dos equipamentos pode ser executada por um dispositivo interno ou externo ao inversor conectado à rede.

É necessária a instalação de dispositivo de proteção contra surtos (DPS) de acordo e projetado com base na norma ABNT NBR 5419:2015.

3.3.1. Perda de Tensão da Rede

Para se evitar o ilhamento do sistema de geração distribuída, ao qual não é permitido em hipótese alguma em média ou baixa tensão, o sistema conectado à rede deve interromper o fornecimento de energia à rede em um tempo limite especificado quando a mesma estiver fora de operação, cabendo ao consumidor responsabilidade civil ou criminal caso isso venha a acontecer e sem nenhuma responsabilidade da concessionária por danos materiais ou humanos.

3.3.2. Variações de Tensão

A atuação dos sistemas de geração distribuída após perceberem uma condição anormal de tensão, eficaz e medida no ponto de conexão, e cessar o fornecimento à rede está ilustrada na Tabela 4.

Tabela 4 - Tempo máximo de desligamento em função dos níveis de tensão

Tensão no ponto de conexão comum (% em relação à V nominal)	Tempo máximo de desligamento
$v < 80\%$	0,4 s
$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação
$v > 110\%$	0,2 s

Fonte: (NBR 16149:2013 ITEM 5.2.1)

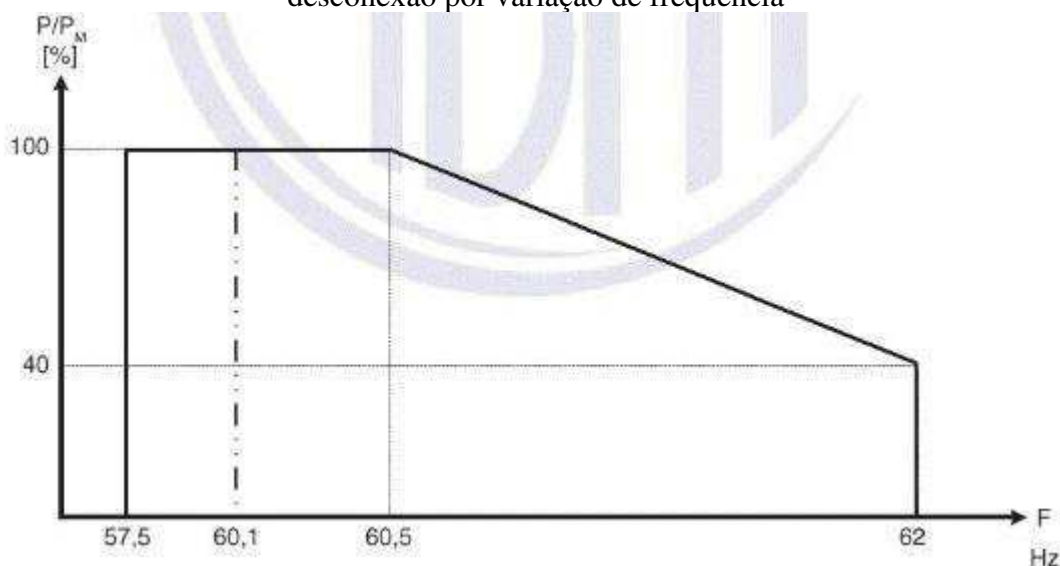
Tensões referentes à tensão nominal da rede local e com tempos de atrasos para evitar desconexões excessivas e desnecessárias. Recomenda-se também, considerar a queda de tensão entre os terminais do inversor e o ponto comum de conexão.

3.3.3. Variações de Frequência

Para variações de frequência acima ou abaixo de limites definidos, denominadas condições anormais, pode-se formar um ilhamento do sistema de geração. Sendo assim, em resposta se faz necessário a desconexão completa do sistema da rede elétrica da concessionária para garantir a segurança das equipes de manutenção, evitar danos as instalações e aos equipamentos conectados à rede.

Em uma determinada faixa de frequência o sistema deve reduzir a potência ativa injetada (P) na rede em função da máxima potência ativa (P_M) da central gerador. A Figura 10 ilustra a curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede.

Figura 10 - Curva de operação do sistema fotovoltaico em função da frequência da rede para desconexão por variação de frequência



Fonte: (ABNT NBR 16149:2013 item 5.2.2)

Quando a frequência da rede assume valores inferiores a 57,5 Hz e superiores a 62 Hz deve-se interromper o fornecimento de energia à rede elétrica em até 0,2 s, só retomando o fornecimento de energia quando a frequência retornar para 59,9 Hz ou 60,1 Hz após o tempo de reconexão exigido pela concessionária local. Como também, quando a frequência da rede ultrapassar 60,5Hz e permanecer abaixo de 62Hz, a redução de potência ativa injetada da rede deve obedecer a seguinte equação (ABNT NBR 16149:2013 item 5.2.2):

$$\Delta P = [f_{rede} - (f_{nominal} + 0,5)] \times R$$

Em que:

ΔP = Variação da potência ativa injetada (em %) em relação à potência ativa injetada no momento em que a frequência excede 60,5 Hz;

f_{rede} = Frequência da rede;

$f_{nominal}$ = Frequência nominal da rede;

R = É a taxa de redução desejada da potência ativa injetada (em %/Hz), ajustada em 40 %/Hz A resolução de medição de frequência deve ser $\leq 0,01$ Hz.

Se, após iniciado o processo de redução da potência ativa, a frequência da rede reduzir, o sistema de geração distribuída deve manter o menor valor de potência ativa atingido (PM - $\Delta P_{Máximo}$) durante o aumento de frequência. O Sistema de geração distribuída só

deve aumentar a potência ativa injetada na quando a frequência da rede retornar para a faixa 60Hz +/- 0,05Hz por, no mínimo, 300 segundos. O gradiente de elevação da potência ativa injetada na rede deve ser inferior a 20% de PM por minuto (ABNT NBR 16149:2013 item 5.2.2).

3.3.4. Proteção Anti-Ilhamento

Em até 2 segundos após uma eventual falta na rede, o sistema de geração deve desligar-se através do inversor e isolar a geração da rede (ABNT NBR 16149:2013 item 5.3). O inversor deve garantir o sincronismo da geração com a rede e evitar conexões indevidas.

Em nenhuma hipótese é permitido o ilhamento de sistemas conectados à rede como também os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos devem atender a ABNT NBR IEC 62116.

3.3.5. Reconexão

Na ocorrência de uma condição anormal da rede e conseqüentemente o sistema de geração distribuída se desconectar, a reconexão deve ser estabelecida em um período mínimo de 20 s a 300 s após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.

Este tempo depende das condições locais da rede (ABNT NBR 16149:2013 item 5.4).

3.3.6. Aterramento

Se faz necessário o aterramento das instalações da unidade geradora conforme limites estabelecidos pela NBR 5410, padrões e normas da concessionária local, de modo que atenda aos requisitos de segurança pessoal e de equipamentos.

O estudo relativo do sistema de aterramento é de responsabilidade do responsável técnico pelo projeto e em conformidade com a IEC 60364-7-712.

3.3.7. Proteção contra Curto-Circuito

O sistema de geração distribuída deve possuir dispositivo de proteção contra sobrecorrentes, e assim limitar e interromper o fornecimento de energia, como também proteger a rede da concessionária e o sistema do consumidor, instalado antes da medição na posição vertical com conectado sempre em seus bornes superiores no padrão de entrada da energia e coordenada com a proteção geral da unidade consumidora.

Deve estar em conformidade com a IEC 60364-7-712.

3.3.8. Isolação e Seccionamento

Método de isolação e seccionamento (DSV) do equipamento de interface com a rede devem ser disponibilizados quando necessário, entretanto para microgeradores e minigeradores que se conectem à rede por meio de inversores não é necessário para muitas concessionárias.

Quando disponibilizado, deve ser em conformidade com a IEC 60364-7-712.

3.3.9. Religamento Automático de Rede

O sistema de micro e minigeração deve ser capaz de suportar um religamento automático fora de fase na pior condição possível (em oposição de fase). O tempo de religamento automático varia de acordo com o sistema de proteção adotado e o tipo de rede de distribuição (urbano ou rural).

3.3.10. Sinalização de Segurança

O acessante deve instalar no ponto de conexão, junto ao padrão de entrada, sinalização indicativa da existência na unidade consumidora de geração própria através de placa de advertência (ANEEL PRODIST Módulo 3 Seção 3.7 item 6.1.1).

Deve ser instalada a sinalização de segurança com a mensagem: Cuidado – Risco de choque elétrico – Geração própria. Confeccionada e instalada conforme modelo técnico da concessionária local.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

Em função da tensão de conexão para unidades consumidoras em baixa e média tensão têm-se distintos tipos de padrões de entrada a depender da potência da geração instalada.

Além da padronização da entrada de serviço da unidade consumidora, caso haja necessidade, tanto para instalações existentes como para novas instalações conforme normas da concessionária local têm-se os requisitos de proteção com seus respectivos tempos máximos de atuação. O propósito dos tempos de atuação é garantir que distúrbios de curta duração não interrompam a injeção de energia na rede, evitando desconexões excessivas e desnecessárias e ajustes diferentes dos recomendados devem ser submetidos à avaliação da acessada.

A potência instalada da microgeração distribuída fica limitada a potência

disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será instalada. Esta potência disponibilizada é o resultado do produto da corrente do disjuntor geral do padrão de entrada pela tensão nominal, observando o fator referente ao número de fases, expressa em quilovolt-ampère (kVA). No art. 27 da resolução normativa n° 414, de 9 de setembro de 2010, o consumidor pode solicitar o aumento da potência disponibilizada, sendo dispensado o aumento da carga instalada. Para empreendimento de múltiplas unidades consumidoras será a potência disponibilizada pela distribuidora para o atendimento do empreendimento. Para a minigeração consiste na demanda contratada.

A potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central gerador será conectada, nos termos do inciso LX, art. 2° da Resolução Normativa n° 414, de 9 de setembro de 2010, conforme reproduzido a seguir:

“LX – Potência disponibilizada: potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos da unidade consumidora, segundo os critérios estabelecidos nesta resolução, e configurada com base nos seguintes parâmetros:

- a) Unidade consumidora do grupo A: a demanda contratada, expressa em quilowatts (kW); e
- b) Unidade consumidora do grupo B: a resultante da multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observando o fator específico referente ao número de fases, expressa em quilovolt-ampère (kVA), “

Caso o consumidor deseje instalar central geradora com potência superior a este limite deve solicitar o aumento da potência disponibilizada, nos art. 27 da Resolução Normativa n° 414, de 9 de setembro de 2010, sendo dispensado o aumento da carga instalada.


Podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica os consumidores responsáveis por unidade consumidora com microgeração distribuída, integrante de múltiplas unidades consumidoras, caracterizada com geração compartilhada ou autoconsumo remoto.

4.1. Normas Para Microgeração Distribuída

Os requisitos para sistemas de microgeração distribuída, potência instalada menor ou igual a 75 kW, com adesão ao sistema de compensação de energia elétrica conectados à rede de distribuição através de inversores de frequência para diferentes concessionárias.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para as concessionárias do grupo EDP no Brasil em baixa tensão: EDP Espírito Santo e EDP São Paulo estão na Tabela 5.

Tabela 5 - Funções de proteção e segurança do inversor EDP

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	≥ 20 e ≤ 300 s

Fonte: (PT.DT.PDN.03.14.012)

A atuação dos sistemas de geração distribuída após perceberem uma condição anormal de tensão, eficaz e medida no ponto de conexão está ilustrada na Tabela 4.

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração. As harmônicas individuais devem estar limitadas aos valores apresentados na Tabela 2.

O ajuste da potência reativa de saída automaticamente do sistema de geração distribuída quando a potência ativa injetada na rede ser superior a 20% da potência nominal do inversor, este deve variar a contribuição de reativos na rede para corresponder ao fator de potência conforme Tabela 6.

Tabela 6 - Ajuste do fator de potência


Potência Nominal	Faixa de fator de potência
$P \leq 3$ kW	Fator de potência igual a 1 com faixa de tolerância entre 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo
3 kW $< P \leq 6$ kW	Ajustável entre 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo
$P > 6$ kW	Ajustável entre 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo

Fonte: (PT.DT.PDN.03.14.012)

O sistema de medição utilizado é o medidor eletrônico bidirecional, mas fica a critério da concessionária do grupo EDP a instalação do sistema de telemedição. Em que para coleta remota das leituras do fluxo direto e reverso do medidor eletrônico bidirecional, é um instalado uma URC – Unidade Remota de Controle.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para as concessionárias do grupo Energisa: Energisa Minas Gerais (EMG), Energisa Sergipe (ESE), Energisa Mato Grosso (EMT), Energisa Mato Grosso do Sul(EMS), Energisa Nova Friburgo (ENF), Energisa Sul-Sudeste (ESS), Energisa Tocantins (ETO), Energisa Paraíba (EPB), Energisa Borborema (EBO) e as distribuidoras compradas recentemente pelo grupo Energisa Eletrobras Distribuidora Acre (ELETROACRE), Eletrobras Distribuidora Rondônia (CERON) estão na Tabela 7.

Tabela 7- Funções de proteção do inversor Energisa

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s
Tensão nominal de operação	1 p.u.	-
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	≥ 180 s

Fonte: (NDU 013 Energisa)

A forma de conexão na baixa tensão em função da potência instalada para unidades consumidoras atendidas está nas Tabelas 8 a 11. Se a potência de geração instalada for acima dos valores que constam nas Tabelas é necessário alterar o tipo de padrão de entrada da unidade consumidora.

Tabela 8 - Unidades consumidoras atendidas em 220/127 V

Concessionárias do Grupo Energisa	Tensão de Conexão (V)	Potência Geração Instalada (kW)	Tipo de Padrão de Entrada da Unidade Consumidora
EMG / ESSE / EMT / EMS / ENF	220/127	Até 8,8	Monofásico, bifásico ou Trifásico
	220	8,8 a 17,7	Bifásico ou Trifásico
	220	>17,7	Trifásico

--	--	--	--

Fonte: (NDU 013 Energisa)

Tabela 9 - Unidades consumidoras atendidas em 380/220 V

Concessionárias do Grupo Energisa	Tensão de Conexão (V)	Potência Geração Instalada (kW)	Tipo de Padrão de Entrada da Unidade Consumidora
EBO / EPB / ENF / ETO / ESE / EMT	220	Até 15,4	Monofásico, bifásico ou Trifásico
	380	15,4 a 26,30	Bifásico ou Trifásico
	380	>17,7	Trifásico

Fonte: (NDU 013 Energisa)

Tabela 10 - Unidades consumidoras atendidas em 230/115V

Concessionárias do Grupo Energisa	Tensão de Conexão (V)	Potência Geração Instalada (kW)	Tipo de Padrão de Entrada da Unidade Consumidora
EMG / ESE / ESS	230/115	Até 8,05	Monofásico, bifásico
		8,05 a 23,00	Bifásico
ENF	230	Até 23,00	Monofásico

Fonte: (NDU 013 Energisa)

Tabela 11 - Unidades consumidoras atendidas em 254 e 440V

Concessionárias do Grupo Energisa	Tensão de Conexão (V)	Potência Geração Instalada (kW)	Tipo de Padrão de Entrada da Unidade Consumidora

EMT / ESS	254	Até 23,00	Monofásico, bifásico
ETO	440	Até 23,00	Bifásico

Fonte: (NDU 013 Energisa)

A atuação dos sistemas de geração distribuída após perceberem uma condição anormal de tensão, eficaz e medida no ponto de conexão está ilustrada na Tabela 4.

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração. As harmônicas individuais devem estar limitadas aos valores apresentados na Tabela 2.

O ajuste da potência reativa de saída automaticamente do sistema de geração distribuída quando a potência ativa injetada na rede ser superior a 20% da potência nominal do inversor, este deve variar a contribuição de reativos na rede para corresponder ao fator de potência em, no máximo 10 segundos conforme Tabela 12.

Tabela 12 - Ajuste do fator de potência

Potência Nominal	Faixa de fator de potência
$P \leq 3 \text{ kW}$	Fator de potência igual a 1 com faixa de tolerância entre 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo
$3 \text{ kW} < P \leq 6 \text{ kW}$	Ajustável entre 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo
$P > 6 \text{ kW}$	Ajustável entre 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo

Fonte: (NDU 013 Energisa)

No sistema de medição é utilizado um medidor bidirecional ao qual a distribuidora é responsável por adquirir e instalar o sistema de medição sem custos para o acessante, assim como pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição. O dispositivo de seccionamento visível (DSV) é dispensado.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para as concessionárias do grupo Neoenergia: Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN), Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA) e a Elektro Eletricidade e Serviços (ELEKTRO) estão na Tabela 13.

Tabela 13 - Funções de proteção do inversor Neoenergia

		
parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	≥ 180 s

Fonte: (ND3 0002 Neoenergia)

A atuação dos sistemas de geração distribuída após perceberem uma condição anormal de tensão, eficaz e medida no ponto de conexão está ilustrada na Tabela 4.

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração. As harmônicas individuais devem estar limitadas aos valores apresentados na Tabela 2.

O ajuste da potência reativa de saída automaticamente do sistema de geração distribuída quando a potência ativa injetada na rede ser superior a 20% da potência nominal do inversor, este deve variar a contribuição de reativos na rede para corresponder ao fator de potência em, no máximo 10 segundos conforme Tabela 14.

Tabela 14 - Ajuste do fator de potência

Potência Nominal	Faixa de fator de potência
$P \leq 3 \text{ kW}$	Fator de potência igual a 1 com faixa de tolerância entre 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo
$3 \text{ kW} < P \leq 6 \text{ kW}$	Ajustável entre 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo
$P > 6 \text{ kW}$	Ajustável entre 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo


Fonte: (NDE 0002 Neoenergia)

O sistema de medição de energia é o bidirecional, entretanto, pode também ser realizado por meio de dois medidores unidirecionais: um para aferir a energia elétrica ativa consumida (fluxo direto) e outro para a gerada (fluxo reverso) desde que seja a alternativa de menor custo e solicitada pelo titular da unidade consumidora. E o dispositivo de seccionamento visível (DSV) é dispensado.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para as concessionárias do antigo grupo Eletrobras, atualmente pertencentes ao Consórcio Oliveira Energia e Atem: Eletrobras Distribuição Amazonas (Amazonas Energia),

e Eletrobras Distribuição Roraima (Boa Vista) estão na Tabela 15.

Tabela 15 - Funções de proteção do inversor Eletrobras

 Eletrobras		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	≥ 20 e ≤ 300 s

Fonte: (NDEE Microgeração Eletrobras)

A forma de conexão na baixa tensão em função da potência instalada para unidades consumidoras está na Tabela 16.

Tabela 16 - Tipo de conexão em função da potência instalada

Tensão do Sistema	Tipo de Conexão	Potência da geração
380/220	Monofásico	≤ 15 kW
	Trifásico	> 15 a 75 kW
220/127 e 240/120	Monofásico	≤ 7,5 kW
	Bifásico	> 7,5 a 15 kW
	Trifásico	≥ 15 a 75 kW
240/120 a 2 e 3 Fios	Monofásico	≤ 7,5 kW
	Bifásico	> 7,5 a 37,5 kW

Fonte: (NDEE Microgeração Eletrobras)

A distorção harmônica total (DHT) de tensão deve ser inferior a 10%, na potência nominal do sistema de microgeração distribuída, conforme PRODIST módulo 8 item 4.6.1. cada harmônica individual deve estar limitada aos valores apresentados na Tabela 17.

Tabela 17 - Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão	
Ímpares não múltiplas de 3	$V_n \leq 1kV$	
	5°	7,5%
	7°	6,5%
	11°	4,5%

	13°	4%
	17°	2,5%
	19°	2%
	23°	2%
	25°	2%
	>25°	1,5%
ímpares múltiplas de 3	3°	6,5%
	9°	2%
	15°	1%
	21°	1%
	>21°	1%
Pares	2°	2,5%
	4°	1,5%
	6°	1%
	8°	1%
	10°	1%
	12°	1%
	>12°	1%

Fonte: (NDEE Microgeração Eletrobras)

O ajuste da potência reativa de saída automaticamente do sistema de geração distribuída quando a potência ativa injetada na rede ser superior a 20% da potência nominal do gerador, o inversor deve variar a contribuição de reativos na rede para corresponder ao fator de potência em, no máximo 10 segundos conforme Tabela 18.

Tabela 18 - Ajuste do fator de potência


Potência Nominal	Faixa de fator de potência
$P \leq 6 \text{ kW}$	Entre 0,92 e 1 indutivo ou entre 1 e 0,92 capacitivo
$P > 6 \text{ kW}$	Indicado no parecer de acesso

Fonte: (NDEE Microgeração Eletrobras)

No sistema de medição é utilizado um medidor bidirecional ao qual a distribuidora é responsável por adquirir e instalar o sistema de medição sem custos para o acessante, assim como pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição. O dispositivo de seccionamento visível (DSV) é dispensado.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para as concessionárias do grupo Equatorial Energia, Companhia Energética do Maranhão (CEMAR), Centrais Elétricas do Pará (CELPA), Companhia Energética do Piauí (CEPISA) e Equatorial Energia Alagoas (CEAL) estão na Tabela 19.

Tabela 19 - Funções de proteção do inversor Equatorial

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	≥ 180 s

Fonte: (NT. 020.EQTL)

A forma de conexão na baixa tensão em função da potência instalada para unidades consumidoras está na Tabela 20 e sendo definida a quantidade de fases e o nível de tensão de conexão da central geradora pela concessionária, em função das características técnicas da rede e em conformidade com a regulamentação vigente.

Tabela 20 - Forma de conexão no ponto de entrega em função da potência

Concessionária	Carga da UC	Potência da Microgeração	Conexão no Ponto de Entrega	Tensão no Ponto de Entrega
CELPA	≤ 10 kW	≤ 10 kW	Monofásico	127 V
	10 kW a 15 kW	11 kW a 15 kW	Bifásico	220 V
	15 a 75 kW	16 a 75 kW	Trifásico	220 V
CEMAR	≤ 12 kW	≤ 12 kW	Monofásico	220 V
	12 a 75 kW	13 a 75 kW	Trifásico	380V

Fonte: (NT. 020.EQTL)

A atuação dos sistemas de geração distribuída após perceberem uma condição anormal de tensão, eficaz e medida no ponto de conexão está ilustrada na Tabela 4.

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração. As harmônicas individuais devem estar limitadas aos valores apresentados na Tabela 2.

Os acessantes devem ser interligados ao sistema elétrico de baixa tensão no ponto de conexão (ponto de entrega) da unidade consumidora, conforme Tabela 40, caso o acessante deseje migrar de monofásico para bifásico ou trifásico em função dos equipamentos para conexão à rede de distribuição deverá solicitar aumento da potência disponibilizada (NT. 020.EQTL).

Tabela 21 - Forma de conexão no ponto de entrega em função da potência

Concessionária	Carga da UC	Potência da Microgeração	Conexão no Ponto de Entrega	Tensão no Ponto de Entrega
CELPA	≤ 10 kW	≤ 10 kW	Monofásico	127 V
	10 kW a 15 kW	11 kW a 15 kW	Bifásico	220 V
	15 a 75 kW	16 a 75 kW	Trifásico	220 V
CEMAR	≤ 12 kW	≤ 12 kW	Monofásico	220 V
	12 a 75 kW	13 a 75 kW	Trifásico	380V

Fonte: (NT. 020.EQTL)

O ajuste da potência reativa de saída automaticamente do sistema de geração distribuída quando a potência ativa injetada na rede ser superior a 20% da potência nominal do inversor, este deve variar a contribuição de reativos na rede para corresponder ao fator de potência em, no máximo 10 segundos conforme Tabela 22.

Tabela 22 - Ajuste do fator de potência


Potência Nominal	Faixa de fator de potência
$P \leq 3$ kW	Fator de potência igual a 1 com faixa de tolerância entre 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo
3 kW < $P \leq 6$ kW	Fator de potência igual a 1 com faixa de tolerância entre 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo
$P > 6$ kW	Fator de potência igual a 1 com faixa de tolerância entre 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo e opcionalmente, na faixa de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo.

Fonte: (NT. 020.EQTL)

No sistema de medição é utilizado um medidor bidirecional ao qual a distribuidora é responsável por adquirir e instalar o sistema de medição sem custos para o acessante, assim como pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição. O dispositivo de seccionamento visível (DSV) é dispensado.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) estão na Tabela 23 em conformidade com norma NBR 16149 conforme escrito na ND.5.30.

Tabela 23 - Funções de proteção do inversor Cemig

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	≥ 20 e ≤ 300 s

Fonte: (ND.5.30)


O sistema de medição de energia utilizado deverá ser o bidirecional, ou seja, medir a energia ativa injetada na rede e a energia ativa consumida da rede. Para clientes já existentes será substituído pela CEMIG, para novos clientes será instalado

4.2. Norma Para Minigeração Distribuída

Os requisitos para sistemas de minigeração distribuída, potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW, com adesão ao sistema de compensação de energia elétrica conectados à rede de distribuição através de inversores de frequência para diferentes concessionárias.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para as concessionárias do grupo EDP no Brasil em média ou alta tensão: EDP Espírito Santo e EDP São Paulo são as Tabela 24 em conformidade com norma NBR 16149 conforme escrito na PT.DT.PDN.03.14.011.

Tabela 24 - Funções de proteção e segurança do inversor EDP

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	Definido pela acessada em estudos específicos

Fonte: (PT.DT.PDN.03.14.011)


O nível de tensão de conexão e a quantidade de fases da central geradora é definido pelas EDP em função das características técnicas da rede e em conformidade com a regulamentação vigente e o Módulo 3 do PRODIST com limites de variação de tensão em regime permanente no ponto de conexão de acordo com Módulo 8 do PRODIST.

O fator de potência no ponto de conexão é definido pela EDP através de estudos específicos, respeitando-se o limite de 0,92 capacitivo a 0,92 indutivo.

A diferença entre custos do sistema de medição convencional para o do sistema de compensação de energia elétrica é de responsabilidades do acessante, ressarcidos a distribuidora, responsável por sua operação e manutenção. O dispositivo de seccionamento visível (DSV) é dispensado.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para as concessionárias do grupo Energisa: Energisa Minas Gerais (EMG), Energisa Sergipe (ESE), Energisa Mato Grosso (EMT), Energisa Mato Grosso do Sul(EMS), Energisa Nova Friburgo (ENF), Energisa Sul-Sudeste (ESS), Energisa Tocantins (ETO), Energisa Paraíba (EPB), Energisa Borborema (EBO)) e as distribuidoras compradas recentemente pelo grupo Energisa Eletrobras Distribuidora Acre (ELETROACRE), Eletrobras Distribuidora Rondônia (CERON) e estão na Tabela 25.

Tabela 25 - Funções de proteção e segurança do inversor Energisa

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	≥ 180 s

Fonte: (NDU 015 Energisa)

A atuação dos sistemas de geração distribuída após perceberem uma condição anormal de tensão, eficaz e medida no ponto de conexão está ilustrada na Tabela 4.

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, na potência

nominal do sistema de geração. As harmônicas individuais devem estar limitadas aos valores apresentados na Tabela 2.

O ajuste da potência reativa de saída automaticamente do sistema de geração distribuída quando a potência ativa injetada na rede ser superior a 20% da potência nominal do inversor, este deve variar a contribuição de reativos na rede para corresponder ao fator de potência em, no máximo 10 segundos conforme Tabela 26.

Tabela 26 Ajuste do fator de potência

Potência Nominal	Faixa de fator de potência
$P \leq 3 \text{ kW}$	Fator de potência igual a 1 com faixa de tolerância entre 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo
$3 \text{ kW} < P \leq 6 \text{ kW}$	Fator de potência ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo
$P > 6 \text{ kW}$	Fator de potência ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo

Fonte: (NDU 015 Energisa)

No sistema de medição é utilizado um medidor bidirecional ou medidor de quatro quadrantes, sendo a Energisa responsável pela aquisição e instalação do sistema de medição, sem custos para o acessante, assim como pela sua operação e manutenção, O dispositivo de seccionamento visível (DSV) é dispensado.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para as concessionárias do grupo Neoenergia: Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN), Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA) e a Elektro Eletricidade e Serviços (ELEKTRO) estão na Tabela 27.

Tabela 27 - Funções de proteção e segurança do inversor Neoenergia

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	$\geq 180 \text{ s}$

Fonte: (ND3 0111 Neoenergia)

A atuação dos sistemas de geração distribuída após perceberem uma condição anormal de tensão, eficaz e medida no ponto de conexão está ilustrada na Tabela 4.

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração. As harmônicas individuais devem estar limitadas aos valores apresentados na Tabela 2.

O ajuste da potência reativa de saída automaticamente do sistema de geração distribuída quando a potência ativa injetada na rede ser superior a 20% da potência nominal do inversor, este deve variar a contribuição de reativos na rede para corresponder ao fator de potência em, no máximo 10 segundos conforme Tabela 28.

Tabela 28 - Ajuste do fator de potência


Potência Nominal	Faixa de fator de potência
$P \leq 3 \text{ kW}$	Fator de potência igual a 1 com faixa de tolerância entre 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo
$3 \text{ kW} < P \leq 6 \text{ kW}$	Fator de potência ajustável de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo
$P > 6 \text{ kW}$	Fator de potência ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo

Fonte: (ND3 0111 Neoenergia)

No sistema de medição é utilizado o de quatro quadrantes, sendo a concessionária do Grupo Neoenergia responsável pela instalação do sistema de medição, e a diferença entre os custos deste medidor e o convencional é de responsabilidade do cliente.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para as concessionárias do grupo Eletrobras, atualmente pertencentes ao Consórcio Oliveira Energia e Atem: Eletrobras Distribuição Amazonas (Amazonas Energia), e Eletrobras Distribuição Roraima (Boa Vista) estão na Tabela 29.

Tabela 29 - Funções de proteção e segurança do inversor Eletrobras

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s

Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	≥ 20 e ≤ 300 s

Fonte: (NDEE Minigeração Eletrobras)

A distorção harmônica total (DHT) de tensão deve ser inferior a 10%, na potência nominal do sistema de microgeração distribuída, conforme PRODIST módulo 8 item 4.6.1. cada harmônica individual deve estar limitada aos valores apresentados na Tabela 30.

Tabela 30 - Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão
Ímpares não múltiplas de 3	1 kV < V _n ≤ 13,8 kV
	6%
	5%
	3,5%
	3%
	2%
	1,5%
	1,5%
	1,5%
	1%
ímpares múltiplas de 3	5%
	1,5%
	0,5%
	0,5%
	0,5%
Pares	2%
	1%
	0,5%
	0,5%
	0,5%
	0,5%

Fonte: (NDEE Minigeração Eletrobras)


O ajuste da potência reativa de saída automaticamente do sistema de geração distribuída após alteração na potência ativa, o inversor deve variar a contribuição de reativos na rede para corresponder ao fator de potência em, no máximo 10 segundos.

O fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 e 1 indutivo ou 1 e 0,92 capacitivo. Sendo o ajuste do fator de potência para potência nominal da geração indicado no parecer de acesso.

No sistema de medição é utilizado é o bidirecional, sendo a concessionária do Grupo Eletrobras responsável pela instalação do sistema de medição, e a diferença entre os custos deste medidor e o convencional é de responsabilidade do cliente. Como também, o acessante poderá adquirir o medidor bidirecional, desde que siga as especificações mínima do Anexo VII da norma de conexão de acessante à rede de distribuição em média tensão da Eletrobras e ser reembolsado na fatura de energia do valor de compra de um medidor convencional.

Para as concessionárias do grupo Equatorial Energia, Companhia Energética do Maranhão (CEMAR), Centrais Elétricas do Pará (CELPA), Companhia Energética do Piauí (CEPISA) e Equatorial Energia Alagoas (CEAL) estão na Tabela 31.

Tabela 31 - Funções de proteção e segurança do inversor Equatorial

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	≥ 20 e ≤ 300 s

Fonte: (NT. 021.EQTL)

A forma de conexão em função da potência está na Tabela 32 em função do padrão da rede de conexão, configuração da rede local e seus respectivos níveis de tensão.

Tabela 32 - Forma de Conexão em Função da Potência

Demanda Contratada (kW)	Potência da Minigeração (kW)	Tensão de Atendimento (kV)	Forma de Conexão
≤ 300 kW	≤ 300 kW	13,8 ou 34,5	SE Aérea (poste)
> 300 kW e ≤ 2500 kW	> 300 kW e ≤ 2500 kW	13,8 ou 34,5	SE Abrigada
> 2500 kW	> 2500 kW	69 kV, 138 kV ou conforme Parecer de Acesso	SE padrão 69 ou 138 ou Conforme parecer de Acesso

Fonte: (NT. 021.EQTL)

A atuação dos sistemas de geração distribuída após perceberem uma condição anormal de tensão, eficaz e medida no ponto de conexão está ilustrada na Tabela 4.

Os valores máximos de distorção harmônica total de tensão para o ponto de conexão do acessante ao sistema de distribuição estão na Tabela 33.

Tabela 33 - Referências das distorções harmônicas totais de tensão

Tensão Nominal do Barramento	Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT)
$1 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	8%
$69 \text{ kV} \leq V_n \leq 230 \text{ kV}$	5%

Fonte: (NT. 021.EQTL)

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração. As harmônicas individuais devem estar limitadas aos valores apresentados na Tabela 16.

O ajuste da potência reativa de saída automaticamente do sistema de geração distribuída quando a potência ativa injetada na rede ser superior a 20% da potência nominal do inversor, este deve variar a contribuição de reativos na rede para corresponder ao fator de potência em, no máximo 10 segundos conforme Tabela 34. O inversor deve vir parametrizado de fábrica com FP igual a 1.

Tabela 34 - Ajuste do fator de potência

Potência Nominal	Faixa de fator de potência
$P \leq 3 \text{ kW}$	Fator de potência igual a 1 com faixa de tolerância entre 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo
$3 \text{ kW} < P \leq 6 \text{ kW}$	Fator de potência igual a 1 com faixa de tolerância entre 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo
$P > 6 \text{ kW}$	Fator de potência igual a 1 com faixa de tolerância entre 0,98 indutivo até 0,90 capacitivo e opcionalmente, na faixa de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo.


Fonte: (NT. 021.EQTL)

O sistema de medição é o bidirecional de quatro quadrantes, em que a concessionária é responsável por adquirir e instalar o sistema de medição sem custos para o acessante, assim como pela sua operação e manutenção. Dispositivo de seccionamento visível é dispensado.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de

ajustes para a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) estão na Tabela 35 em conformidade com norma NBR 16149 conforme escrito na ND.5.31. A Cemig D em função da coordenação da proteção das instalações do consumidor com as proteções de sua rede pode definir ajustes diferentes dos recomendados.

Tabela 35 - Funções de proteção e segurança do inversor Cemig

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	≥ 20 e ≤ 300 s

Fonte: (ND.5.31)

O ajuste da potência reativa de saída automaticamente do sistema de geração distribuída em sua potência ativa nominal corresponde ao fator de potência indutivo de 0,95. Tendo seus ajustes de potência reativa conforme Tabela 36 e contribuir para o controle da tensão de forma indireta.

Tabela 36 - Ajuste do fator de potência

Faixa Potência Ativa Injetada em relação à Potência Nominal	Faixa de fator de potência
0 a 20%	Fator de potência unitário
20 a 100%	Fator de potência ajustável dentro da faixa de 0,95 indutivo a 1.

Fonte: (ND.5.31)

Com base na Norma Internacional 519 da IEEE e limites estabelecidos no PRODIST a Cemig D estabeleceu limites de distorção harmônica para os acessantes da Tabela 37. A grandeza TDD (*Total Demand Distortion*) é a distorção harmônica total de corrente, em % da demanda máxima da carga e para cada faixa de ordem harmônica, os limites são definidos em valores percentuais da fundamental.

Tabela 37 - Limites de corrente Harmônica por Consumidor (conforme norma IEEE 519)

Limites percentuais por consumidor para distorção harmônica de corrente $V \leq 34,5$ kV (Baseados na Norma IEEE - 519)						
K = I_{sc}/I_{carga}	Valores percentuais das correntes harmônicas					TDD (%)
	$h \leq 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$h \geq 35$	
$K \leq 20$	4	2	1,5	0,6	0,3	5
$20 < K \leq 50$	7	3,5	2,5	1	0,5	8
$50 < K \leq 100$	10	4,5	4	1,5	0,7	12
$100 < K \leq 1000$	12	5,5	5	2	1	15
$K \geq 1000$	15	7	6	2,5	1,4	20

Fonte: (ND.5.31)


Sistema de medição indireta em 4 quadrantes com medição distinta da energia ativa e reativa consumida e/ou injetada na rede.

4.3. Norma Única para Mini e Microgeração Distribuída

Os requisitos para sistemas de micro ou minigeração distribuída, com adesão ao sistema de compensação de energia elétrica conectados à rede de distribuição através de inversores de frequência para diferentes concessionárias.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para a conexão de unidades consumidoras com mini ou microgeração distribuidora de energia elétrica ao sistema de distribuição da Iguazu Distribuidora de Energia Elétrica em baixa e média tensão estão na Tabela 38.

Tabela 38 - Funções de proteção e segurança do inversor Iguazu Energia

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	2 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	2 s
Sobrecorrente (50/51)	Conforme padrão de entrada	
Sincronismo (25)	10° 10% tensão 0,3 Hz	
Anti-ilhamento	-	Ativa
Tempo de reconexão	-	≥ 20 e ≤ 300 s

Fonte: (NT_IEnergia_MigroMinigeração)

Para tensão de conexão deve ser considerada a potência instalada no acessante,

conforme Tabela 39, para sistemas com potência instalada acima de 75 kW, deverá ser instalado um transformador de acoplamento.

Tabela 39 - Tensão de Conexão em Função da potência instalada.

Potência Instalada (kW)	Nível de Tensão de Conexão
≤ 15	Baixa tensão (monofásico, bifásico e trifásico)
> 15 e ≤ 25	Baixa tensão (bifásico e trifásico)
> 25 e ≤ 75	Baixa tensão (Trifásico)
> 75 e ≤ 3000	Média Tensão

Fonte: (NT_IEnergia_MigroMinigeração)

As adequações no padrão de entrada do acessante para instalação da micro ou minigeração distribuída são de responsabilidades do acessante. Em baixa tensão (BT), a Iguaçu Energia substituirá o medidor de energia existente na unidade consumidora por um bidirecional (quatro quadrantes). Há como opção também a instalação de dois medidores de energia unidirecionais.

A atuação dos sistemas de geração distribuída após perceberem uma condição anormal de tensão, eficaz e medida no ponto de conexão está ilustrada na Tabela 4.

Caso a conexão ocorra em média tensão, o acessante deverá prever a instalação, junto ao seu equipamento de geração, de um modem GPRS, para telesupervisão/telecontrole por parte da Iguaçu Energia. Outros meios de comunicação com o COD (Centro de Operação da Distribuição Iguaçu Energia). Para tanto, o inversor terá que possuir a funcionalidade de acesso remoto (via DNP3, ou outro).

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração. As harmônicas individuais devem estar limitadas aos valores apresentados na Tabela 2. Os harmônicos pares nessas faixas devem ser inferiores a 25% dos limites inferiores dos harmônicos ímpares.

Uma caixa de seccionamento com grau de proteção mínima IP 53 deve ser instalada após a conexão do padrão de entrada da micro ou minigeração distribuída para acesso da Iguaçu Energisa em caso de manutenção na rede elétrica contendo em seu interior um dispositivo de proteção contra surtos (DPS) e o dispositivo de seccionamento visível (DPS) e externamente uma placa de advertência com os seguintes dizeres : “CUIDADO – RISCO DE CHOQUE ELÉTRICO – GERAÇÃO PRÓPRIA”.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para a conexão de unidades consumidoras com mini ou microgeração distribuidora de energia elétrica ao sistema de distribuição da Companhia Campolarguense de Energia Elétrica em baixa e média tensão estão na Tabela 40.

Tabela 40 - Funções de proteção e segurança do inversor Cotel

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	180 s

Fonte: (NTC-031)

Para tensão de conexão da micro ou minigeração distribuída deve ser considerada a potência instalada no acessante, conforme tabela 41, para sistemas com potência instalada acima de 75 kW, deverá ser instalado um transformador de acoplamento.

Tabela 41 - Tensão de Conexão em Função da potência instalada.

Potência Instalada (kW)	Nível de Tensão de Conexão
≤ 10	Baixa tensão (monofásico, bifásico e trifásico)
> 10 e ≤ 25	Baixa tensão (Trifásico)
> 25 e ≤ 75	Baixa tensão (Trifásico)
> 75 e ≤ 3000	Média Tensão (Trifásico)


Fonte: (NTC-031)

A atuação dos sistemas de geração distribuída após perceberem uma condição anormal de tensão, eficaz e medida no ponto de conexão está ilustrada na Tabela 4.

O sistema de medição de energia utilizado deverá ser o bidirecional, com registradores independentes, um para energia ativa consumida e outra para energia ativa injetada na rede. Em baixa tensão, a medição bidirecional poderá, a critério da COCEL, ser realizada por dois medidores unidirecionais. Sendo o acessante responsável por ressarcir os custos referentes à concessionária.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para a conexão de unidades consumidoras com mini ou microgeração distribuidora de energia elétrica ao sistema de distribuição da COOPERALIANÇA, em baixa e média tensão estão na Tabela 42.

Tabela 42 - Funções de proteção e segurança do inversor COOPERALIANÇA

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s
Sobrecorrente (50/51)	Conforme padrão de entrada	
Sincronismo (25)	10° 10% tensão 0,3 Hz	
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	≥ 20 e ≤ 300 s

Fonte: (FECO-G-03)

Considerando a potência instalada no acessante, tem-se a tensão de conexão conforme Tabela 43. Em sistemas com potência instalada acima de 75 kW, deverá ser instalado um transformador de acoplamento.

Tabela 43 - Tensão de Conexão em Função da potência instalada

Potência Instalada (kW)	Nível de Tensão de Conexão
≤ 15	Baixa tensão (monofásico, bifásico e trifásico)
> 15 e ≤ 25	Baixa tensão (Bifásico ou trifásico)
> 25 e ≤ 75	Baixa tensão (Trifásico)
> 75 e ≤ 1000	Média Tensão (Trifásico)

Fonte: (FECO-G-03)

O padrão de entrada do acessante da micro e minigeração distribuída deverá ter a instalação uma caixa com Dispositivo para Seccionamento Visível (DSV) e estar em conformidade com os requisitos apresentados da norma FECO-G-03.

A atuação dos sistemas de geração distribuída após perceberem uma condição anormal de tensão, eficaz e medida no ponto de conexão está ilustrada na Tabela 4.

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração. As harmônicas individuais devem estar limitadas aos valores apresentados na Tabela 2. Os harmônicos pares nessas faixas devem ser inferiores a 25% dos limites inferiores dos harmônicos ímpares:

O sistema de medição de energia utilizado deverá ser o bidirecional (quatro quadrantes), com registradores independentes, um para energia ativa consumida e outra para energia ativa injetada na rede. A medição bidirecional poderá, a critério da COOPERALIANÇA, ser realizada por dois medidores unidirecionais e o padrão de entrada deverá ter uma caixa com Dispositivo de Seccionamento Visível.

O acesso para Micro e Minigeração distribuída para Companhia Hidroelétrica São Patrício - Chesp é feito por meio do preenchimento de um dos formulários de solicitação disponíveis do site da Chesp, junto dos documentos relacionados no formulário e encaminhados via e-mail.

Figura 11 – Logomarca Chesp




Fonte: (Chesp, 2019)

Para as cidades Carmo do Rio Verde, Uruana, Rianópolis e São Patrício para o e-mail da regional Sul, para as cidades Ceres, Rialma e Santa Isabel para o e-mail da regional Centro e para as cidades de Nova Glória e Ipiranga de Goiás para o e-mail da regional Norte.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para a conexão de unidades consumidoras com mini ou microgeração distribuidora de energia elétrica ao sistema de distribuição da Companhia Paranaense de Energia - COPEL, em baixa e média tensão estão na Tabela 44.

Tabela 44 - Funções de proteção e segurança do inversor Copel

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.92 p.u.	2 s
Sobretensão (59)	1.05 p.u.	5 s
Subfrequência (81U)	56,5 Hz	Instantâneo
	58,5 Hz	10 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	30 s
	66 Hz	Instantâneo
Anti-ilhamento	-	Não informado
Tempo de reconexão	-	≥ 120 s

Fonte: (NTC – 905200)

Considerando a potência instalada no acessante, tem-se a tensão de conexão conforme Tabela 45. Em sistemas com potência instalada acima de 75 kW, deverá ser instalado um transformador de acoplamento.

Tabela 45 - Tensão de Conexão em Função da potência instalada

Potência Instalada (kW)	Tipos de Conexão
≤ 75	Baixa tensão
> 75 e ≤ 300	Baixa tensão (Trifásico)
> 300 e ≤ 500	Média Tensão (Trifásico)
> 500	Média Tensão (Trifásico)

Fonte: (NTC-905200)

As distorções harmônicas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental estão na Tabela 14. O fator de potência nominal é definido pela Copel através de estudos específicos, respeitando-se o limite de 0,92 capacitivo e 0,92 indutivo presentes no acordo operativo ou relacionamento operacional.

Em unidades consumidoras de BT será acrescido do uso do medidor bidirecional, o qual deverá possuir, no mínimo, dois registradores de forma a diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede. Nas unidades consumidoras atendidas em MT ou AT, será acrescido do uso do medidor de 4 quadrantes.

Para microgeração distribuída a COPEL é responsável técnica e financeiramente pelo sistema de medição, e para minigeração distribuída e geração compartilhada os custos de

adequação são de responsabilidade do acessante.

Para conexão de unidades consumidoras com mini ou microgeração distribuidora de energia elétrica ao sistema de distribuição da Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE-D em baixa e média tensão deve-se preencher um formulário com os seguintes itens:


- Quantidade de módulos;
- Fabricante dos módulos;
- Modelo dos módulos;
- Área dos arranjos (m²);
- Quantidade de inversores;
- Fabricante de inversores;
- Modelo do inversor;
- Potência dos módulos (kWp);
- Potência dos inversores (kWp).

Em resposta à solicitação de acesso, solicitada de acordo com Módulo 3 do Prodist, é emitido pela distribuidora o parecer de acesso e informado as condições para o acesso e requisitos técnicos para a conexão das instalações de micro ou minigeração ao sistema elétrico da distribuidora.

As consultas/solicitações de acesso podem ser entregues pessoalmente nas área de atendimento da concessionária como também enviadas por e-mail no formato “.pdf”.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para a conexão de unidades consumidoras com mini ou microgeração distribuidora de energia elétrica ao sistema de distribuição da Centrais Elétricas de Santa Catarina – CELESC Distribuição em baixa e média tensão estão na Tabela 46.

Tabela 46 - Funções de proteção e segurança do inversor Celesc

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s
Sobrecorrente (50/51)	Conforme padrão de entrada	

Sincronismo (25)	10° 10% tensão 0,3 Hz	
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	Conforme sistema de proteção e sistema de rede

Fonte: (I-432.0004)

A tensão de conexão em função da potência disponibilizada para unidade consumidora está na Tabela 47.

Tabela 47 - Nível de tensão de conexão em função da potência instalada

Potência Instalada (kW)	Nível de tensão da conexão
≤ 15	Baixa tensão (monofásico, bifásico ou trifásico)
> 15 e ≤ 25	Baixa tensão (bifásico ou trifásico)
> 25 e ≤ 75	Baixa Tensão (trifásico)
> 75 e ≤ 5000	Média Tensão (trifásico)

Fonte: (I-432.0004)

Para sistemas com potência superior a 75 kW, deverá ser instalado um transformador de acoplamento, ao qual pode ser o transformador que atende à unidade consumidora e a instalação de um transformador adicional fica a critério do projetista.

A atuação dos sistemas de geração distribuída após perceberem uma condição anormal de tensão, eficaz e medida no ponto de conexão está ilustrada na Tabela 4.

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração. As harmônicas individuais devem estar limitadas aos valores apresentados na Tabela 2. Os harmônicos pares nessas faixas devem ser inferiores a 25% dos limites inferiores dos harmônicos ímpares:


Sendo a conexão em média tensão, o acessante deverá prever a instalação, junto ao seu equipamento de geração ou de conexão, de um equipamento de comunicação, a ser definido pela Celesc, que permita a supervisão/telecontrole por parte da Celesc. O inversor ou equipamento de proteção da conexão terá que possuir a funcionalidade de acesso remoto (via DNP3, ou outro).

No sistema de medição a Celesc instalará um medidor de energia bidirecional, em substituição ao medidor instalado na unidade consumidora. Como também, por conveniência técnica, a Celesc poderá optar pela instalação de dois medidores de energia unidirecionais. O

acessante da minigeração é responsável pela diferença entre os custos dos componentes do sistema de medição requeridos para o sistema de compensação de energia elétrica e dos componentes do sistema de medição convencional utilizados em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para a conexão de unidades consumidoras com mini ou microgeração distribuidora de energia elétrica ao sistema de distribuição da Mux Energia em baixa e média tensão estão na Tabela 48.

Tabela 46 - Funções de proteção e segurança do inversor Mux

 MUX energia		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0,8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	59,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	180 s

Fonte: (ITM 36)

A tensão de conexão em função da potência disponibilizada para unidade consumidora está na Tabela 49:

Tabela 49 - Nível de tensão de conexão em função da potência instalada.

Potência Instalada (kW)	Nível de tensão da conexão
< 10	Baixa tensão (monofásico, bifásico ou trifásico)
≥ 10 e ≤ 75	Baixa tensão (trifásico)
> 75 e ≤ 1000	Baixa Tensão (trifásico)

Fonte: (ITM 36)

A atuação dos sistemas de geração distribuída após percebem uma condição anormal de tensão, eficaz e medida no ponto de conexão, e cessar o fornecimento à rede está ilustrada na Tabela 6.

O sistema de medição de energia é o bidirecional, entretanto, para instalações em baixa tensão, a medição em baixa tensão poderá, a critério da Mux Energia, ser realizada por

meio de dois medidores unidirecionais: um para aferir a energia elétrica ativa consumida (fluxo direto) e outro para a gerada (fluxo reverso). O acessante é responsável por ressarcir os custos referentes às adequações do sistema de medição necessárias para implantar o sistema de compensação de energia elétrica.

É obrigatório o uso da chave seccionadora visível (DSV) para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção no sistema da Mux energia.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para a conexão de unidades consumidoras com mini ou microgeração distribuidora de energia elétrica ao sistema da Companhia Elétrica de Brasília Distribuição – CEB-D em baixa e média tensão estão na Tabela 50.

Tabela 47 - Funções de proteção e segurança do inversor CEB-D

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	≥180 s

Fonte: (NTD 6.09)

A tensão de conexão em função da potência disponibilizada para unidade consumidora está na Tabela 51.

Tabela 48 - Nível de tensão de conexão em função da potência instalada

Potência Instalada (kW)	Nível de tensão da conexão
< 10	Monofásico, bifásico ou trifásico
≥ 10 e ≤ 15	Bifásico ou trifásico
> 15	Trifásico
< 30	Monofásico

Fonte: (NTD 6.09)

Para a potência instalada menor que 30 kW em rede de distribuição rural monofásica com transformador exclusivo a forma de conexão é monofásico.

A atuação dos sistemas de geração distribuída após perceberem uma condição anormal de tensão, eficaz e medida no ponto de conexão está ilustrada na Tabela 4.

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração. As harmônicas individuais devem estar limitadas aos valores apresentados na Tabela 2. Os harmônicos pares nessas faixas devem ser inferiores a 25% dos limites inferiores dos harmônicos ímpares.

O ajuste da potência reativa de saída automaticamente do sistema de geração distribuída quando a potência ativa injetada na rede ser superior a 20% da potência nominal do inversor, este deve variar a contribuição de reativos na rede para corresponder ao fator de potência em, no máximo 10 segundos conforme Tabela 52.

Tabela 49 - Ajuste do fator de potência

Potência Nominal	Faixa de fator de potência
$P \leq 3 \text{ kW}$	Fator de potência igual a 1 com faixa de tolerância entre 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo
$3 \text{ kW} < P \leq 6 \text{ kW}$	Fator de potência ajustável de 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo
$P > 6 \text{ kW}$	Fator de potência ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo

Fonte: (NTD 6.09)

O sistema de medição de energia utilizado deverá ser o bidirecional, mas o acessante em baixa tensão pode optar por dois medidores unidirecionais, um para medir a energia ativa injetada na rede e outro para a energia consumida da rede. A opção do sistema de medição deve ser informada obrigatoriamente no projeto de geração distribuída.

A CEB-D é responsável pela aquisição e instalação do sistema de medição, entretanto para os casos de minigeração o acessante é responsável por ressarcir a distribuidora pelos custos de adequação desse sistema. O dispositivo de seccionamento visível não é obrigatório para sistemas de geração que se conectem através de inversores.

As funções de proteção e segurança para a conexão de unidades consumidoras com mini ou microgeração distribuidora de energia elétrica ao sistema da Nova Palma Energia em baixa tensão são:

- Relé de sobrecorrente de fase e de neutro instantânea e temporizada (50 E 51);
- Relé de subtensão (27) em todas as fases com variação de 10% da

nominal;


- Relé de sobretensão (59) em todas as fases com variação de 10% da nominal.
- Relé de sobrefrequência com variação admitida de 60,5 Hz (81O);
- Relé de subfrequência com variação admitida de 59,5 Hz (81U);
- Rele de variação (derivada) de frequência (81d);
- Relé de medição de ângulo de fase/proteção contra falta de sincronismo (78);
- Relé de verificação de sincronismo (25);

E em média tensão, pode se fazer necessário proteções complementares além das estabelecidas para o acesso à rede de baixa tensão dependendo das características de acesso e tipos de fontes de geração informadas após a solicitação de acesso.

A medição de energia é feita por dois medidores unidirecionais com catraca fornecidos pela concessionária, devendo o quadro de medição dispor de espaço para dois medidores com bornes protegidos através de uma caixa de proteção CP4 ou duas caixas de proteção CP2.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para a conexão de unidades consumidoras com mini ou microgeração distribuidora de energia elétrica ao sistema de distribuição da DMED em baixa e média tensão estão na Tabela 53.

Tabela 53 - Funções de proteção e segurança do inversor DME

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	2 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	Não informado
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	Não informado
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	≥ 180 s

Fonte: (NT 07 05 014)

A tensão de conexão em função da potência disponibilizada para unidade

consumidora está na Tabela 54.

Tabela 50 - Nível de tensão de conexão em função da potência instalada

Potência Instalada (kW)	Nível de tensão da conexão
≤ 75	Baixa tensão
> 75 e ≤ 300	Média tensão (Trifásico)
> 300 e ≤ 500	Média tensão (Trifásico)
> 500	Não informado

Fonte: (NT 07 05 014)

A atuação dos sistemas de geração distribuída após perceberem uma condição anormal de tensão, eficaz e medida no ponto de conexão, e cessar o fornecimento à rede está ilustrada na Tabela 55.

Tabela 51 - Tempo máximo de desligamento em função dos níveis de tensão

Tensão no ponto de conexão comum (% em relação à V nominal)	Tempo máximo de desligamento
$v < 80\%$	2 s
$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação
$v > 110\%$	0,2 s

Fonte: (NT 07 05 014)

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração. As harmônicas individuais devem estar limitadas aos valores apresentados na Tabela 2. Os harmônicos pares nessas faixas devem ser inferiores a 25% dos limites inferiores dos harmônicos ímpares.

Conforme a potência ativa gerada, o inversor deve variar a contribuição de reativos na rede conforme Tabela 56 quando a potência gerada for superior a 50% da potência nominal do gerador. Abaixo de 50% o fator de potência deve ser o mais próximo de um.

Tabela 56 - Ajuste do fator de potência


Potência Nominal	Faixa de fator de potência
$P \leq 3$ kW	Entre 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo
3 kW $\leq P \leq 6$ kW	Entre 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo
$P > 6$ kW	Entre 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo

Fonte: (NT 07 05 014)

O sistema de medição utilizado é o medidor bidirecional, pode-se também utilizar dois medidores unidirecionais, desde que os mesmos impeçam o registro de energia nos momentos em que o fluxo das potências se der em sentido contrário ao que o medidor deve medir.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para a conexão de unidades consumidoras com mini ou microgeração distribuidora de energia elétrica ao sistema elétrico da Empresa Força e Luz de Urussanga – EFLUL em baixa e média tensão estão na Tabela 57.

Tabela 57 - Funções de proteção e segurança do inversor EFLUL

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s
Sobrecorrente (50/51)	Conforme padrão de entrada	
Sincronismo (25)	10° 10% tensão 0,3 Hz	
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	Não informado

Fonte: (NTE 002)

A tensão de conexão em função da potência disponibilizada para unidade consumidora está na Tabela 58.

Tabela 58 - Nível de tensão de conexão em função da potência instalada

Potência Instalada (kW)	Nível de tensão da conexão
≤ 15	Baixa tensão (monofásico, bifásico ou trifásico)
> 15 e ≤ 25	Baixa tensão (Bifásico ou trifásico)
> 25 e ≤ 75	Baixa tensão (Trifásico)
> 75 e ≤ 5000	Média tensão (Trifásico)

Fonte: (NTE 002)

Para sistemas com potência instalada superior a 75 kW, deverá ser instalado um transformador de acoplamento.

A atuação dos sistemas de geração distribuída após perceberem uma condição anormal de tensão, eficaz e medida no ponto de conexão está ilustrada na Tabela 4.

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração. As harmônicas individuais devem estar limitadas aos valores apresentados na Tabela 2. Os harmônicos pares nessas faixas devem ser inferiores a 25% dos limites inferiores dos harmônicos ímpares:

O sistema de medição de energia é o bidirecional, entretanto, pode também ser realizado por meio de dois medidores unidirecionais: um para aferir a energia elétrica ativa consumida (fluxo direto) e outro para a gerada (fluxo reverso). O acessante de minigeração é responsável por ressarcir as diferenças entre os custos componentes de compensação e os de sistemas de medição convencional referentes às adequações do sistema de medição necessárias para implantar o sistema de compensação de energia elétrica.

É obrigatório o uso da chave seccionadora visível (DSV) instalada em uma caixa de seccionamento junto ao padrão de entrada.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para a conexão de unidades consumidoras com mini ou microgeração distribuidora de energia elétrica da rede de distribuição da Companhia Sul Sergipana de Eletricidade – SULGIPE em baixa e média tensão estão na Tabela 59.

Tabela 59 - Funções de proteção e segurança do inversor Sulgipe

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	59,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	≥ 180 s

Fonte: (NT D33)

A tensão na qual será conectada o sistema de micro ou minigeração distribuída em função da potência instalada:

- Menor ou igual a 8 kW em 127 V ou igual a 15 kW em 220 V, em baixa tensão de distribuição e sistema monofásico;
- Menor ou igual a 20 kW em 220/127 V e menor ou igual a 25 kW em 389/220 V, em baixa tensão de distribuição e sistema bifásico;
- Maior que 20 kW até 75 kW em 220/127 V e maior que 25 kW até 75 kW em 380/220 V, em baixa tensão de distribuição e somente conexão trifásico;
- Acima de 75 kW de potência instalada até 2500 kW de demanda, em média tensão de distribuição e somente conexão trifásico;
- Acima de 2500 kW de demanda, em alta tensão de distribuição e somente conexão trifásico.


A atuação dos sistemas de geração distribuída após perceberem uma condição anormal de tensão, eficaz e medida no ponto de conexão está ilustrada na Tabela 4.

O sistema de medição de energia utilizado deverá ser o bidirecional, mas a critério da SULGIPE, em instalações de baixa tensão a medição bidirecional pode ser realizada por dois medidores unidirecionais, um para registrar a energia elétrica ativa consumida e o outro para registrar a gerada

A distribuidora é responsável por adquirir e instalar o sistema de medição, sem custos no caso de microgeração distribuída, entretanto para os casos de minigeração o acessante é responsável por ressarcir a distribuidora pelos custos de adequação desse sistema. A chave seccionadora não é necessária para instalações que se conectem à rede através de inversores.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para a conexão de unidades consumidoras com mini ou microgeração distribuidora de energia elétrica ao sistema elétrico da Empresa Luz e Força Santa Maria em baixa e média tensão estão na Tabela 60.

Tabela 60 - Funções de proteção e segurança do inversor Santa Maria

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	59,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	≥ 180 s

Fonte: (Norma_mini_microgeracaodistribuida_ELFSM)

A tensão de conexão em função da potência disponibilizada para unidade consumidora está na Tabela 61.

Tabela 61 - Nível de tensão de conexão em função da potência instalada

Potência Instalada (kW)	Nível de tensão da conexão
< 10	Baixa tensão (monofásico, bifásico ou trifásico)
≥ 10 e ≤ 75	Baixa tensão (Trifásico)
> 75 e ≤ 1000	Média tensão (Trifásico)

Fonte: [Norma_mini_microgeracaodistribuida_ELFSM]


A atuação dos sistemas de geração distribuída após perceberem uma condição anormal de tensão, eficaz e medida no ponto de conexão está ilustrada na Tabela 4.

O sistema de medição de energia utilizado deverá ser o bidirecional, mas a critério da Santa Maria, em instalações de baixa tensão a medição bidirecional pode ser realizada por dois medidores unidirecionais, um para registrar a energia elétrica ativa consumida e o outro para registrar a gerada. Em clientes existentes, a diferença entre os custos do medidor bidirecional e o medidor convencional é de responsabilidade do cliente.

O dispositivo de seccionamento visível (DSV) não é dispensado para os sistemas de geração distribuída.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para a conexão de unidades consumidoras com mini ou microgeração distribuída de elétrica à rede elétrica Hidroelétrica Panambi em baixa e média tensão estão na Tabela 62.

Tabela 52 - Funções de proteção e segurança do inversor Hidropan

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	Não informado
Anti-ilhamento	-	1 s
Tempo de reconexão	-	≥ 180 s

Fonte: (NormaMicroMiniGeracaoHID2013)

Havendo divergências entre estes critérios e as normas brasileiras, prevalecerá sempre o conteúdo das normas brasileiras e suas revisões vigentes (NormaMicroMiniGeracaoHID2013).

A atuação dos sistemas de geração distribuída após perceberem uma condição anormal de tensão, eficaz e medida no ponto de conexão está ilustrada na Tabela 4.

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5% da potência nominal do sistema de geração, e as harmônicas individuais devem estar limitadas conforme Tabela 2.

O sistema de geração distribuída deve operar preferencialmente com fator de potência unitário e quando a potência gerada for superior a 20% da potência nominal do gerador, o inversor deve variar a contribuição de reativos na rede conforme Tabela 63.

Tabela 63 - Ajuste do fator de potência

Potência Nominal	Faixa de fator de potência
$P \leq 3 \text{ kW}$	Entre 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo
$3 \text{ kW} < P \leq 6 \text{ kW}$	Entre 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo
$P > 6 \text{ kW}$	Entre 0,92 indutivo até 0,92 capacitivo


Fonte: (NormaMicroMiniGeracaoHID2013)

São repassados ao consumidor através da fatura de energia elétrica os custos referentes a adequação do sistema de medição convencional para o bidirecional.

O dispositivo de seccionamento visível (DSV) deve ser instalado dentro da caixa de medição a jusante do disjuntor geral. O sistema de proteção do acessante deve dispor minimamente das seguintes funções:

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para a conexão de unidades consumidoras com mini ou microgeração distribuída de elétrica ao sistema elétrico da Centrais Elétricas de Carazinho - Eletrocar em baixa e média tensão estão na Tabela 64.

Tabela 53 - Funções de proteção e segurança do inversor Eletrocar

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	59,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	≥ 180 s

Fonte: (Norma Micro e minigeração distribuída Eletrocar)

A tensão de conexão em função da potência instalada no acessante está na Tabela 65.

Tabela 54 - Nível de tensão de conexão em função da potência instalada

Potência Instalada (kW)	Nível de tensão da conexão
< 10	Baixa tensão (monofásico, bifásico ou trifásico)
≥ 10 e ≤ 75	Baixa tensão (Trifásico)
> 75 e ≤ 1000	Média tensão (Trifásico)

Fonte: (Norma Micro e minigeração distribuída Eletrocar)

A atuação dos sistemas de geração distribuída após perceberem uma condição anormal de tensão, eficaz e medida no ponto de conexão está ilustrada na Tabela 4.

O sistema de medição de energia utilizado deverá ser o bidirecional, mas a critério da Eletrocar, em instalações de baixa tensão a medição bidirecional pode ser realizada por dois medidores unidirecionais, um para aferir a energia elétrica ativa consumida e o outro para a gerada. Em clientes existentes, a diferença entre os custos do medidor bidirecional e o medidor convencional é de responsabilidade do cliente.

O dispositivo de seccionamento visível (DSV) é necessário tanto para micro como minigeração distribuída.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para a conexão de unidades consumidoras com mini ou microgeração distribuída para as distribuidoras da CPFL Energia: Cia. Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista), Cia. Piratininga de Força e Luz (CPFL Piratininga), Cia. Jaguari de Energia (CPFL Santa Cruz), Rio Grande Energia (RGE) e Rio Grande Sul (RGE Sul) em baixa e média tensão estão na Tabela 66.

Tabela 55 - Funções de proteção e segurança do inversor CPFL

 CPFL ENERGIA		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	180 s

Fonte: (GED N°15303)

A distorção harmônica é expressa por um conjunto de valores limites de referência, aplicados presentemente somente para onda de tensão, válidos para o ponto de conexão da unidade consumidora com a rede da CPFL, tanto para seu conteúdo total, isto é, considerado a resultante da superposição de todas as ordens harmônicas, como para cada ordem harmônica individualmente, tomadas até a 25° ordem, no mínimo (GED 15303).

Para as distorções harmônicas totais de tensão os valores de referência no ponto de conexão do acessante com a rede da CPFL para superposição de todas as ordens harmônicas estão os da Tabela 67.

Tabela 56 - Limite de distorção harmônica de tensão

Tensão Nominal (Vn) no Ponto de Conexão	Distorção Harmônica Total de Tensão (%)
$V_n \leq 1 \text{ kV}$	10
$1 \text{ kV} < V_n \leq 13,8 \text{ kV}$	8
$13,8 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	6

Fonte: (GED 15303)

E para as distorções harmônicas individuais os valores de referência estão nas

Tabela 68, 69, 70.

Tabela 57 - Limites para ordens ímpares múltiplas de 3

Distorção Harmônica Individual de Tensão (%): Ordens Ímpares Múltiplas de 3			
Ordem Harmônica	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n \leq 13,8 \text{ kV}$	$13,8 \text{ kV} < V_n \leq 69 \text{ kV}$
3	6,5	5	4
9	2	1,5	1,5
15	1	0,5	0,5
21	1	0,5	0,5
> 21	1	0,5	0,5

Fonte: (GED 15303)

Tabela 69 - Limites para ordens ímpares não múltiplas de 3

Distorção Harmônica Individual de Tensão (%): Ordens Ímpares Não Múltiplas de 3			
Ordem Harmônica	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n \leq 13,8 \text{ kV}$	$13,8 \text{ kV} < V_n \leq 69 \text{ kV}$
5	7,5	6	4,5
7	6,5	5	4
11	4,5	3,5	3
13	4	3	2,5
17	2,5	2	1,5
19	2	1,5	1,5
23	2	1,5	1,5
25	2	1,5	1,5
> 25	1,5	1	1

Fonte: (GED 15303)

Tabela 70 - Limites para ordens pares

Distorção Harmônica Individual de Tensão (%): Ordens Pares			
Ordem Harmônica	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n \leq 13,8 \text{ kV}$	$13,8 \text{ kV} < V_n \leq 69 \text{ kV}$
2	2,5	2	1,5
4	1,5	1	1
6	1	0,5	0,5
8	1	0,5	0,5
10	1	0,5	0,5
12	1	0,5	0,5
> 12	1	0,5	0,5

Fonte: (GED 15303)


O fator de potência no ponto de conexão da unidade consumidora com central de

micro ou minigeração distribuída deverá estar compreendido entre 0,92 e 1 indutivo e 0,92 e 1 capacitivo.

A distribuidora é responsável por adquirir e instalar o sistema de medição bidirecional, sem custos no caso de microgeração distribuída, entretanto para os casos de minigeração o acessante é responsável por ressarcir a distribuidora pelos custos de adequação desse sistema. Na rede de média tensão o dispositivo de seccionamento visível não é dispensado.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para a conexão de unidades consumidoras com mini ou microgeração distribuída de elétrica ao sistema elétrico da Enel Distribuição São Paulo em baixa e média tensão estão na Tabela 71.

Tabela 58 - Funções de proteção e segurança do inversor Enel São Paulo

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	2 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	Não informado
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	Não informado
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	180 s

Fonte: (NT6.012-5)

A forma de conexão em função da potência instalada no acessante está na Tabela 72.

Tabela 59 - Forma de conexão em função da potência instalada

Potência Instalada (kW)	Forma de Conexão
≥ 20	Monofásico, bifásico
> 20	Trifásico

Fonte: (NT 6.012-5)

Os custos de adequação da capacidade da rede elétrica para a conexão de instalação com mini ou microgeração serão de responsabilidade do cliente (NT 6.012-5).

A atuação dos sistemas de geração distribuída após perceberem uma condição anormal de tensão, eficaz e medida no ponto de conexão, e cessar o fornecimento à rede está ilustrada na Tabela 73.

Tabela 60 - Tempo máximo de desligamento em função dos níveis de tensão

Tensão no ponto de conexão comum (% em relação à V nominal)	Tempo máximo de desligamento
$v < 80\%$	2 s
$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime nominal de operação
$v > 110\%$	0,2 s

Fonte: (NT 6.012-5)

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração. As harmônicas individuais devem estar limitadas aos valores apresentados na Tabela 2.

Conforme a potência ativa gerada, o inversor deve variar a contribuição de reativos na rede quando a potência gerada for superior a 50% da potência nominal do gerador. Abaixo de 50% o fator de potência deve ser o mais próximo de um. este deve variar a contribuição de reativos na rede para corresponder ao fator de potência em, no máximo 10 segundos conforme Tabela 74.

Tabela 74 - Ajuste do fator de potência

Potência Nominal	Faixa de fator de potência
$P \leq 3 \text{ kW}$	Fator de potência igual a 1, com variação entre 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo
$3 \text{ kW} \leq P \leq 6 \text{ kW}$	Entre 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo
$P > 6 \text{ kW}$	Entre 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo

Fonte: (NT 07 05 014)

As funções de segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para a conexão de unidades consumidoras com mini ou microgeração distribuída para Enel Distribuição Rio, Enel Distribuição Ceará e Enel Distribuição Goiás em baixa e média tensão estão na Tabela 75.

Tabela 75 - Funções de segurança do inverso Enel

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	≥ 180 s

Fonte: (CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR)

Com base na potência disponibilizada para unidade consumidora e características dos equipamentos elétricos têm-se as formas de conexão nas Tabelas 76,77 e 78.

Tabela 61 - Forma de Conexão Enel Rio

Potência Disponibilizada (kW)	Tensão Nominal (V)	Sistema Elétrico
≤ 8	127/220	Baixa tensão (Monofásico)
> 8 e ≤ 10	220	Baixa tensão (Bifásico)
≤ 15	240	Baixa tensão (Bifásico)
> 10 e ≤ 75	220	Baixa tensão (Trifásico)
> 75 e ≤ 5000	13800 / 11950 / 34500 / 69000 / 138000	Média Tensão / Alta tensão

Fonte: (CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR)

Tabela 62 - Forma de Conexão Enel Ceará

Potência Disponibilizada (kW)	Tensão Nominal (V)	Sistema Elétrico
≤ 10	220	Baixa tensão (Monofásico)
> 10 e ≤ 20	380	Baixa tensão (Bifásico)
> 20 e ≤ 75	380	Baixa tensão (Bifásico)
> 75 e ≤ 5000	13800/69000	Média tensão / Alta tensão

Fonte: (CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR)

Tabela 63 - Forma de Conexão Enel Goiás

Potência Disponibilizada (kW)	Tensão Nominal (V)	Sistema Elétrico
≤ 10	220	Baixa tensão (Monofásico)
> 10 e ≤ 20	380	Baixa tensão (Bifásico)

$> 20 \text{ e } \leq 75$	380	Baixa tensão (Bifásico)
$> 75 \text{ e } \leq 5000$	13800 / 34000 / 69000 / 138000	Média tensão / Alta tensão

Fonte: (CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR)

Para unidades conectadas em baixa tensão os ajustes de proteção para sobretensão e subtensão estão na Tabela 79, com queda de tensão máxima entre o ponto de conexão e o inversor de 3% em relação à tensão nominal.

Tabela 64 - Ajustes de sobretensão e subtensão para baixa tensão

Tensão no Ponto de Conexão	Tempo de Desconexão (s)
$TL > 231$	0,2
$191 \leq TL \leq 231$	Operação Normal
$TL < 191$	0,4

Fonte: (CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR)

Para unidades conectadas em média tensão os ajustes de proteção para sobretensão e subtensão estão na Tabela 80.

Tabela 80 - Ajustes de sobretensão e subtensão para média tensão

Tensão no Ponto de Conexão	Tempo de Desconexão (s)
$TL \geq 1,20TR$	0,5
$1,10TR \leq TL < 1,20TR$	10
$0,8TR < TL < 1,10TR$	Operação Normal
$0,7 TR < TL \leq 0,8TR$	10
$TL \leq 0,7TR$	1,5

Fonte: (CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR)

E os ajustes de frequência para unidades consumidoras conectadas em média e baixa tensão estão na Tabela 81.

Tabela 65 - Ajustes de sobrefrequência e subfrequência

Frequência no Ponto de Conexão (Hz)	Tempo de Desconexão (s)
$f \leq 56,5$	Instantâneo
$56,5 < f \leq 57,5$	5
$57,5 < f \leq 58,5$	10

$59,9 \leq f \leq 60,1$	Operação Normal
$62 \leq f \leq 63,5$	30
$63,5 \leq f < 66$	10
$f \geq 66$	Instantâneo

Fonte: (CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR)

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração. As harmônicas individuais devem estar limitadas aos valores apresentados na Tabela 2.

O sistema de geração distribuída deve operar preferencialmente com fator de potência unitário e quando a potência gerada for superior a 20% da potência nominal do gerador, o inversor deve variar a contribuição de reativos na rede conforme Tabela 83.

Tabela 82 - Ajuste do fator de potência

Potência Nominal	Faixa de fator de potência
$P \leq 3 \text{ kW}$	Entre 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo
$3 \text{ kW} \leq P \leq 6 \text{ kW}$	Entre 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo
$P > 6 \text{ kW}$	Entre 0,90 indutivo até 0,92 capacitivo

Fonte: [CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR]

A Enel distribuição é responsável por adquirir e instalar o sistema de medição bidirecional, sem custos para o acessante no caso de microgeração distribuída, assim como pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição. Os custos de adequação do sistema de medição para a conexão de minigeração distribuída e de geração compartilhada são de responsabilidade do interessado, estes custos correspondem à diferença entre os custos dos componentes do sistema de medição requeridos para os sistemas de compensação de energia elétrica e dos componentes do sistema de medição convencional utilizados em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

A medição bidirecional pode também ser realizada por dois medidores unidirecionais desde que seja a alternativa de menor custo ou seja solicitado pela titular da micro ou minigeração distribuída. Sendo dispensado o uso de dispositivo de seccionamento visível.

As funções de proteção e segurança do inversor com seus respectivos tempos de ajustes para a conexão de unidades consumidoras com mini ou microgeração distribuída de elétrica ao sistema elétrico Light SESA em baixa e média tensão estão na Tabela 83.

Tabela 66 - Funções de proteção e segurança do inversor Light

		
Parâmetros do Inversor	Valor	Tempo de Atuação
Subtensão (27)	0.8 p.u.	0,4 s
Sobretensão (59)	1.1 p.u.	0,2 s
Subfrequência (81U)	57,5 Hz	0,2 s
Sobrefrequência (81O)	62 Hz	0,2 s
Anti-ilhamento	-	2 s
Tempo de reconexão	-	180 s

Fonte: (ENG_0002)

Com base na potência disponibilizada para unidade consumidora e características dos equipamentos elétricos têm-se as formas de conexão nas Tabelas 84.

Tabela 84 - Categoria de conexão em função da potência

Potência da Geração Instalada (kW)	Categoria de Conexão
< 10	Monofásico, bifásico ou trifásico
10 a 1000	Trifásico
< 15 (Rede Monofásica Com Transformador Exclusivo)	Monofásico

Fonte: (ENG_0002)

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração. As harmônicas individuais devem estar limitadas aos valores apresentados na Tabela 2.

O sistema de geração distribuída quando a potência gerada for superior a 20% da potência nominal do gerador, o inversor deve variar a contribuição de reativos na rede conforme automaticamente deve variar a contribuição de reativos na rede para corresponder ao fator de potência conforme Tabela 85.

Tabela 85 - Ajuste do fator de potência

Potência Nominal	Faixa de fator de potência
$P \leq 3 \text{ kW}$	Fator de potência igual a 1 com tolerância entre 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo
$3 \text{ kW} \leq P \leq 6 \text{ kW}$	Entre 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo
$P > 6 \text{ kW}$	Entre 0,92 indutivo até 0,92 capacitivo

Fonte: (CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR)

A Light SESA é responsável por adquirir e instalar o sistema de medição bidirecional, sem custos para o acessante no caso de microgeração distribuída, assim como pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição. Os custos de adequação do sistema de medição para a conexão de minigeração distribuída e de geração compartilhada são de responsabilidade do interessado, estes custos correspondem à diferença entre os custos dos componentes do sistema de medição requeridos para os sistemas de compensação de energia elétrica e dos componentes do sistema de medição convencional utilizados em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão.

A medição bidirecional pode também ser realizada por dois medidores unidirecionais desde que seja a alternativa de menor custo ou seja solicitado pela titular da micro ou minigeração distribuída

Transformador de acoplamento é exigido para todos os acessantes conectados na rede de MT e para minigeração o acessante poderá optar pelo uso do DSV remoto

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Em algumas concessionárias há uma grande dificuldade no acesso às informações referentes ao acesso da micro ou minigeração distribuída, como também há a divisão de uma norma específica para micro e outra pra minigeração distribuída e algumas com uma única norma para as duas classificações.

Para as concessionárias do grupo Energisa, Neoenergia, Equatorial os parâmetros do inversor com seus valores e tempos de atuação são iguais para micro e minigeração distribuída, e para a CEMIG, grupo EDP e Eletrobras apenas o tempo de reconexão é distinto.

Para as concessionárias Light, grupo CPFL, Eletrocar, Santa Maria, Sulgipe, CEB, Mux energia e COCEL os parâmetros do inversor com seus valores e tempos de atuação são iguais para micro e minigeração distribuída, e para a COOPERALIANÇA, Celesc e EFUL apenas o tempo de reconexão é distinto.

Para a Iguaçu energia o tempo de atuação para proteção de anti-ilhamento não é informado na norma, para a COPEL tem-se dois valores para proteção de subfrequência e sobrefrequência com tempo de atuação para proteção de anti-ilhamento não informado.

Para a Hidropan o tempo de atuação de sobrefrequência não é informado na norma, e a Enel São Paulo tem ajustes distintos da ENEL Rio, São Paulo e Ceará.

A Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE na resposta à solicitação de acesso informa os ajustes de proteção para o sistema. E para se conectar ao sistema de distribuição da Companhia Hidroelétrica São Patrício – CHESP é feito apenas o preenchimento de um dos formulários de solicitação conforme potência instalada disponíveis do site da empresa.

Para as concessionárias CEB, Hidropan, Light, grupo Neoenergia, Enel Ceará, Rio e Goiás os ajustes no fator de potência quando a potência de saída for maior que 20% da potência nominal do inversor são iguais.

Para o grupo Energisa a faixa de fator de potência quando a potência de saída é maior que 20% da nominal do inversor é igual para inversores de potências distintas, como também para o grupo Equatorial.

Não há informações sobre o fator de potência para as concessionárias: Iguaçu energia, Cocel, Cooperaliança, Chesp, CEEE, Celesc, Mux energia, Nova Palma Energia,

EFUL, Sulgipe, Santa Maria e Eletrocar. E para as demais concessionárias, os ajustes são distintos.

No sistema de medição de energia elétrica, há a possibilidade em algumas concessionárias do uso de dois medidores unidirecionais ao invés de um medidor bidirecional para medir e registrar o fluxo de energia no fluxo direto e reverso.

As normas das concessionárias do grupo Energisa, grupo Equatorial são as mais ricas em detalhes e exigentes, apresentando uma norma única pra microgeração e outra para minigeração. O estado da Paraíba é atendido pela Energisa Borborema (EBO) e Energisa Paraíba (EPB), com alto grau de exigências e fiscalizações.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Para garantir que as instalações dos acessantes não acarretem prejuízos ao sistema de distribuição, as instalações elétricas próprias, de outros clientes e coloquem em risco a segurança de equipes de manutenção e operação da rede de distribuição, os parâmetros mais importantes configurados no inversor de frequência são: tempo de reconexão, anti-ilhamento, sobretensão, subtensão, sobrefrequência, subfrequência e sincronismo com seus respectivos tempos de ajustes para assim, garantir também através destes que o sistema não desconecte-se da rede sem necessidade e afete a geração de energia do sistema.

No sistema de medição da Energisa é utilizado o medidor bidirecional, e para o grupo Neoenergia há também a possibilidade do uso de dois medidores unidirecionais.

Portanto, após compreender a diversidade e extensão do sistema elétrico nacional brasileiro e comparar os critérios técnicos adotados entre as concessionárias e com as normas de regulamentação do setor de energia solar fotovoltaica conclui-se que todas estão de acordo com as regulamentações vigentes, sendo algumas mais detalhadas e exigentes que outras e funções de proteção e segurança do inversor atendem aos critérios e ajustes estabelecidos na ABNT NBR 16149:2013.

7. REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. (s.d.). Acesso em 04 de Abril de 2019, disponível em ABSOLAR: Infografico-absolar: <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>
- Camila Ramos, R. S. (16 de abril de 2019). *FINANCIAMENTO PARA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: INFORMAÇÃO É FERRAMENTA INDISPENSÁVEL*. Fonte: ABSOLAR: <http://absolar.org.br/noticia/artigos-da-absolar/financiamento-para-energia-solar-fotovoltaica-informacao-e-ferramenta-indispensavel.html>
- CEB. (Maio de 2016). NTD 6.09. *Requisitos para a conexão de acessantes ao sistema de distribuição CEB-D - Conexão em Baixa e Média Tensão.*
- CELESC. (s.d.). *Requisitos Para a Conexão de Micro ou Minigeradores de Energia Elétrica ao Sistema Elétrica da CELESC Distribuição.*
- CEMIG. (Outubro de 2018). ND.5.30. *Requisitos para a conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D - Conexão em Baixa Tensão.*
- CEMIG. (Dezembro de 2018). ND.5.31. *Requisitos Para conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D - Média Tensão.*
- COCEL. (Janeiro de 2017). NTC-031. *Conexão de Micro e Minigeração Distribuída.*
- COOPERALIANÇA. (Janeiro de 2013). FECO-G-03. *Requisitos Conexão Mini Micro Geradores Sist. Distribuição Energia.*
- COPEL. (Outubro de 2018). NTC905200. *Acesso ao Sistema de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema da COPEL.*
- CPFL. (05 de Maio de 2018). GED 15303. *Conexão de Micro e Minigeração Distribuída Sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica.*
- DME. (Abril de 2018). NT 07 05 014. *Geração Própria.*
- EDP. (22 de Novembro de 2017). PT.DT.PDN.03.14.011. *Conexão de Micro e Minigeradores ao Sistema de Distribuição em Média ou Alta Tensão.*
- EDP. (08 de Junho de 2018). PT.DT.PDN.03.14.012. *Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição em Baixa Tensão.*
- ELETROBRAS. (29 de Junho de 2016). *Norma Técnica Para Conexão de Acessantes à Rede de Distribuição em Baixa Tensão - Minigeradores.*
- ELETROBRAS. (29 de Junho de 2016). *Norma Técnica Para Conexão de Acessantes à Rede de Distribuição em Baixa Tensão.*
- ELETROCAR. (Novembro de 2013). *Procedimentos Para Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Centrais Elétricas de Carazinho S/A.*

- ENEL. (03 de Setembro de 2018). CNC-OMBR-MAT-18-0122-EDBR. *Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Enel Distribuição Ceará, Goiás e Rio.*
- ENEL. (Abril de 2019). NT 6.012-5. *Requisitos Mínimos Para Interligação de Microgeração e Minigeração Distribuída Com a Rede de Distribuição da ENEL Distribuição São Paulo Com Paralelismo Permanente Através de Inversores.*
- ENERGISA. (Dezembro de 2017). NDU 015. *Critérios Para a Conexão de Acessantes de Centrais Geradoras ao Sistema de Distribuição.*
- ENERGISA. (SETEMBRO de 2018). NDU 013. *Critérios Para a Conexão de Acessantes de Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição Para Conexão em Baixa Tensão.*
ENERGISA.
- EQUATORIAL Energia. (28 de Dezembro de 2018). NT.020.EQTL.Normas e Padrões. *Conexão de Microgeração Distribuída ao Sistema de Distribuição.*
- EQUATORIAL Energia. (28 de Dezembro de 2018). NT.020.EQTL.Normas e Padroões. *Conexão de Microgeração Distribuída ao Sistema de Distribuição.*
- HIDROPAN. (Janeiro de 2013). NormaMicroMiniGeraçãoHid2013. *Norma de Conexão de Micro e Minigeração Distribuída Sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica.*
- IBGE. (s.d.). Acesso em 03 de Abril de 2019, disponível em IBGE: Notícias-Externas: <http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/energia-solar-deve-crescer-44-no-brasil-em-2019-com-impulso-de-geracao-distribuida.html>
- IBGE. (s.d.). *IBGE: Cidades e Estados.* Acesso em 25 de Março de 2019, disponível em Site do IBGE: <https://www.ibge.gov.br/cidades-e-estados.html>
- IGUAÇU Energia. (s.d.). NT_I Energia_MiniMicroGeração. *Norma Técnica Para a Conexão de Minigeração e Microgeração Distribuída de Energia.*
- LIGHT. (Abril de 2018). Eng_002. *Procedimentos Para a Conexão de Microgeração e Minigeração ao Sistema de Distribuição da Light SESA BT e MT.*
- MUX Energia. (11 de Novembro de 2013). ITM 36. *Instruções para Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema de Distribuição da Mux Energia.*
- NEOENERGIA. (13 de Junho de 2016). Nor.Distribui-Enge-0002. *Conexão de Microgeradores ao Sistema de Distribuição.*
- NEOENERGIA. (19 de Dezembro de 2016). Nor.Distribui-Enge-0111. *Conexão de Minigeradores ao Sistema de Distribuição.*
- NOVA PALMA ENERGIA. (20 de Março de 2017). GD0817. *Microgeração e Minigeração Distribuída.*

NT E002. (01 de Outubro de 2016). *Requisitos para a Conexão de Micro ou Mini geradores de Energia no Sistema Elétrico da EFUL.*

ONS. (2019). Acesso em 05 de Abril de 2019, disponível em ONS: O que é SIN:
<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>

SANTA MARIA. (Dezembro de 2012). *Procedimentos Para Conexão de Micro e Minigeração Distribuída Ao Sistema Elétrico da Santa Maria.*

SULGIPE. (11 de 10 de 2018). Norma Técnica de Distribuição NTD - 33. *Procedimentos para Conexão de Micro e Minigeração Distribuída.*