SOLERI Energia

ANEXO I - MEMORIAL DESCRITIVO E TERMO DE REFERÊNCIA

UNIDADE PRIMEIRO DE MAIO

MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA MODALIDADE COMPENSAÇÃO LOCAL
UTILIZANDO SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DE 31,32 KWp
CONECTADO À REDE DE ENERGIA ELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO EM 220/127V

FITO - Fundação Instituto Tecnológico de Osasco

CNPJ: 73.050.536/0001-95

Creche 1° de Maio

Osasco, novembro de 2020

INDICE

1.Escopo....4

2.Objetivo....4

3. Dados Preliminares....4

3.1 Identificação do Proprietário....5

3.2 Local de Instalação....5

3.2.1 Mapa de Localização do Imóvel....5

3.2.2 Características Climatológicas....6

3.3 Responsabilidade Técnica....6

3.3.1 Responsável Técnico - Projeto....6

3.3.2 Responsável Técnico - Instalação....6

3.4 Potência Demandada da Unidade Consumidora....6

3.5 Legislação e Normas Técnicas....6

4. Descritivo Técnico do Sistema de Geração Própria – SFCR....7

4.1 Generalidades....7

4.2 Gerador (Arranjo) Fotovoltaico....8

4.2.1 *String* de Módulos Fotovoltaicos....9

4.2.2 *Especificação do cabeamento CC*....9

4.2.3 *Sistema de Proteção CC*....9

4.2.4 *Chave Seccionadora do Circuito CC*....9

4.2.5 *Dispositivo de Proteção Elétrica contra Sobretensões Transientes*....9

4.3 Inversor Interativo à Rede....10

4.3.1 Tensões Nominais de operação e Requisitos de proteção....11

4.3.2 Local de Instalação do Inversor Interativo....11

4.3.3 Ajustes do Sistema de Proteção do Inversor Interativo....11

4.3.3.1 Faixa de Tensão de Funcionamento....12

4.3.3.2 Faixa de Frequência de Funcionamento....12

4.3.3.3 Limite de Distorções Harmônicas de Corrente....13

4.3.3.4 Fator de Potência....13

4.3.3.5 Tempo de Reconexão em Caso de Falhas....13

4.5 Sistema de Proteção Contra Descarga Atmosférica e Aterramento....13

4.6 Subsistema de Corrente Alternada....14

4.6.1 Especificação do Cabeamento....14

4.6.2 Dispositivo de Manobra e Proteção contra Sobrecorrente.....14
4.6.3 Dispositivo de Proteção Elétrica contra Sobretensões Transientes (Surtos).....15
4.7 Sinalização de Segurança.....15
4.8 Informações da Montagem Mecânica.....15
4.8.1 Aspecto Físico do Painel Fotovoltaico.....16
5 Informações de Operação e Manutenção.....16
5.1 Procedimentos para a verificação da correta instalação do sistema.....16
5.2 *Checklist* dos procedimentos a serem seguidos em caso de falha do SFCR.....17
5.3 Procedimentos para desligamento de emergência.....17
5.4 Recomendações de limpeza e manutenção de todos os elementos do SFCR.....18
6 Estimativas de Geração e Desempenho.....18
ANEXO I -Termo de Referência.....19
ANEXO II – Estudo de Viabilidade.....27

1. Introdução

Este documento apresenta a Documentação Técnica, conforme as normas técnicas válidas atualmente no Brasil, para o projeto do sistema de microgeração distribuída.

São aqui apresentados os dados e as informações técnicas sobre o projeto e a instalação, e pessoas físicas e jurídicas envolvidas.

2. Objetivo

O sistema fotovoltaico conectado à rede que será instalado tem por finalidade a Compensação de Energia através da modalidade de Compensação de Energia.

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica é regulamentado pela Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL), através da Resolução Normativa 687 de 24 de novembro de 2015. O projeto aqui apresentado segue as determinações desta resolução normativa, bem como os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST) e as normas técnicas vigentes para instalações elétricas em baixa tensão (NBR-5410).

O projeto elétrico fotovoltaico segue à risca as determinações da concessionária de energia elétrica local, através da observância da norma interna específica para o acesso à rede pública de distribuição de energia elétrica sob sua operação, a norma de ENEL NT-6.012 - rev 6 - "Requisitos Mínimos para Interligação de Microgeração e Minigeração Distribuída com a Rede de Distribuição da AES Eletropaulo com Paralelismo Permanente Através do Uso de Inversores – Consumidores de Média e de Baixa Tensão", vigente na data de apresentação deste projeto., e também do Livro de Instruções Gerais em Baixa Tensão vigente na data de apresentação deste projeto.

3. Dados Preliminares

Nome para Registro: FITO – E) Unidade Creche – 1º de Maio	
Potência Instalada do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede	31,32
Tecnologia dos Módulos	Monocristalino
Quantidade Total de módulos fotovoltaicos	72
Quantidade de Inversores	1
Potência Nominal Total do Inversor	25 kW
Tipo de cobertura da residência	Telhado Metálico
Modelo da Estrutura de Fixação	Parafuso Autobrocante
Potência Aparente do Transformador	30 kVA
Relação de Transformação do Transformador	380/220 V
Data de Instalação (Previsão)	01/11/2020
Data de Comissionamento (Previsão)	13/12/2020

3.1. Identificação do Proprietário

Identificação do Proprietário	
Nome	FITO - Fundação Instituto Tecnológico de Osasco
Endereço	Rua Apolônia Pinto, 171, Dic IV, CEP: 13054-403
Cidade e Estado	Osasco / SP
CNPJ Proprietário	46.523.171/0001-04

Telefone do Proprietário	(11) 3652-3000
E-mail	atendimento@fito.br

3.2. Local de Instalação

Identificação da Unidade Consumidora	
N° Instalação	203603791
Endereço do Local de Instalação	Rua Nelson Mandela, 32, CEP: 06147-001 - Osasco/SP
Cidade e Estado	Osasco / SP
CNPJ Proprietário	46.523.171/0001-04
Telefone	(11) 3652-3000
E-mail	atendimento@fito.br
Latitude	-23.575103
Longitude	-46.809097
Altitude	685 m
Temperatura Média	17,8 °C
Umidade Relativa (média anual)	76,8 %
Classificação da Unidade Consumidora	A4-Poder Público
Tipo de ligação da Unidade Consumidora	Trifásico
Carga Instalada da Unidade Consumidora	30 kW

3.2.1. Mapa de Localização do Imóvel

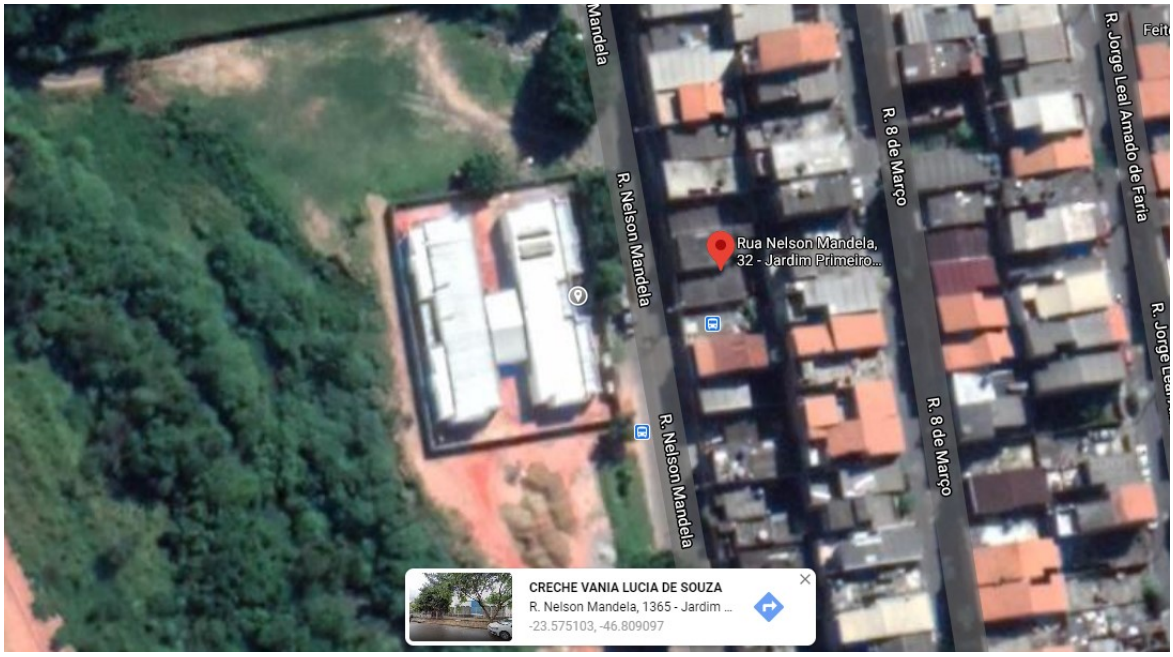

Figura 1 – Mapa de localização do imóvel

3.2.2. Características Climatológicas

As características climatológicas são demonstradas na tabela a seguir:

Mês	Temperatura Média	Umidade Relativa do Ar
Janeiro	23°C	76,8%
Fevereiro	23,4°C	75,9%
Março	22,8°C	73,9%
Abril	21°C	72,2%

Maio	18,5°C	72,2%
Junho	17,3°C	70,6%
Julho	17,2°C	67,2%
Agosto	19°C	62,5%
Setembro	20,4°C	64,1%
Outubro	21,1°C	68,8%
Novembro	21,8°C	71,4%
Dezembro	22,4°C	76,6%
ANUAL	**20,7°C**	**71%**

Fonte: Instituto Nacional de Meteorologia (INMET)

3.3. Responsabilidade Técnica

3.3.1. Responsável Técnico - Projeto

Responsável Técnico - Projeto	
Responsável pelo Projeto Técnico	Eduardo Augusto Duarte
Número de Registro (CREA)	CREA/SP: 5063068616/D
Registro Nacional Profissional (RNP)	2608748694
Endereço	Rua Trajano Reis, n° 185 – Apto 132 – Bl 02 Jd. das Vertentes - São Paulo/SP
Telefone	(11) 2667-2384
E-mail	eduardo@soleri.com.br
Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) Projeto	Será emitida após a compra do Kit FV

3.4. Potência Demandada da Unidade Consumidora

Uma análise prévia realizada constatou uma potência demandada atualizada da edificação de 141 kW, estando assim de acordo com o dispositivo de proteção de entrada de, e atendendo aos requisitos da Norma Técnica em tensão secundária de distribuição da ENEL SP.

3.5. Legislação e Normas Técnicas

Os desenhos, equipamentos e materiais do projeto, cumprem as recomendações constantes dos seguintes documentos e normas:

- ABNT NBR 5410 – Instalações elétricas de baixa tensão;
- ABNT NBR IEC 62116 – Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica;
- ABNT NBR 16149 – Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;
- ABNT NBR 16150 – Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade;
- MÓDULO 3 (PRODIST) – Módulo 3 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Acesso ao Sistema de Distribuição – Seção 3.7;
- MÓDULO 8 (PRODIST) – Módulo 8 da Resolução N°395 de 2009 da Agência Nacional de Energia Elétrica;
- ANEEL RESOLUÇÃO N° 414 – Resolução N° 414 de 09 de setembro de 2010 da Agência Nacional de Energia Elétrica;

- ANEEL RESOLUÇÃO N° 517 – Resolução N° 517 de 11 de dezembro de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica;
- ENEL – NT-6.012 – revisão 6 - "Requisitos Mínimos para Interligação de Microgeração e Minigeração Distribuída com a Rede de Distribuição da AES Eletropaulo com Paralelismo Permanente Através do Uso de Inversores – Consumidores de Média e de Baixa Tensão";

- ENEL – "Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária de Distribuição LIG BT".

- ENEL – "Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária de Distribuição LIG MT".

4. Descritivo Técnico do Sistema de Geração Própria – SFCR

O presente sistema de microgeração distribuída utiliza a tecnologia dos sistemas fotovoltaicos para a geração de parte da energia necessária para a compensação do consumo médio mensal da unidade consumidora onde está instalado.

Um sistema fotovoltaico é um gerador de energia elétrica (potencial e corrente), que aproveita o efeito fotovoltaico (transformação de luz em corrente elétrica, no interior de materiais semicondutores). O sistema fotovoltaico aqui apresentado é do tipo conectado à rede, cuja principal característica é possuir um dispositivo automatizado de condicionamento de potência e acoplamento à rede, capaz de sincronizar automaticamente a geração, em corrente contínua, das células fotovoltaicas, em corrente alternada de acordo com os valores de frequência e tensão da rede à qual está conectado.

O sistema fotovoltaico conectado à rede possui sistema de proteção contra ilhamento, relês e temporizadores para sincronismo, e controle de frequência, tensão e fator de potência. Todas essas funcionalidades são implementadas através do inversor interativos à rede, que é o componente principal do sistema fotovoltaico conectado à rede, responsável pelo gerenciamento, controle e coleta de dados operacionais.

Devido às características do dispositivo de condicionamento de potência (inversor interativo) o sistema fotovoltaico conectado à rede é totalmente dependente da rede, não funcionando de forma autônoma.

4.1 Generalidades

O sistema fotovoltaico apresentado possui potência pico (potência total do conjunto de módulos fotovoltaicos em condições de laboratório) de 31,32 Wp (watts-pico) composto de 72 módulos fotovoltaicos de 435 W. Este será interligado à rede através um inversor interativo, que ajusta a potência gerada pelo Arranjo Fotovoltaico às condições de frequência e tensão da rede de distribuição pública de energia elétrica. A potência máxima entregue pelos inversores é de 25.000 W, sendo esta a potência máxima que será injetada na rede de distribuição. Antes de ser conectada à rede a saída do inversor é ligada em um transformador de 30 kVA de potência para redução de tensão de 380 V para 220 V.

A proteção e seccionamento referente ao circuito c.a. será composta por 3 dispositivos de proteção contra surtos (DPS, classe II) conectados em duas fases-terra e 1 disjuntor termomagnético tripolar de 100 A. Ambas as proteções estarão inseridas no quadro de distribuição CA no quadro de distribuição.

Os dispositivos de proteção contra surtos atendem a norma vigente NBR IEC 61643-1. Toda a estrutura fotovoltaica estará devidamente aterrada assim como os inversores, juntamente aos dispositivos de proteção contra surtos.

O sistema fotovoltaico é divido nos seguintes subsistemas:

1. **Gerador Fotovoltaico:** subsistema de geração, composto pelo arranjo fotovoltaico (conjunto de módulos fotovoltaicos), cabeamento e dispositivos de seccionamento e proteção.
2. **Inversor:** subsistema de condicionamento de potência, responsável pela proteção do gerador e da rede de distribuição, qualidade de energia e coleta de dados operacionais.
3. **Transformador:** subsistema de conexão à rede residencial, responsável por diminuir a tensão de saída de 380 V para 220 V para a realização da conexão à rede.
4. **Dispositivo de Acoplamento à Rede:** composto pelo Sistema de medição bidirecional (para medição da energia consumida e da energia gerada).

4.2 Gerador (Arranjo) Fotovoltaico

O gerador (arranjo) fotovoltaico é composto por 72 Módulos Fotovoltaicos cujas características elétricas e mecânicas de cada módulo são mostradas abaixo:

Características Elétricas	
Potência Máxima (Pico)	435 W
Tensão em Potência Máxima (Vmp)	40,9
Corrente em Potência Máxima (Imp)	10,64
Tensão em Circuito Aberto (Voc)	48,7
Corrente em Curto Circuito (Isc)	11,39
Tolerância de Potência	+/- 3%
Temperatura Nominal de Funcionamento	20 °C
Coeficiente de Temperatura da Potência	-0,35 %/°C
Coeficiente da Temperatura da Tensão	-0,27 %/°C
Coeficiente da Temperatura da Corrente	+0,048 %/°C

Características Mecânicas	
Altura	2094 mm
Largura	1038 mm
Profundidade	35 mm
Peso	23,5 kg
Quantidade de células Fotovoltaicas	144 (6x24)
Tipo de células Fotovoltaicas	Monocristalinas
Estrutura Externa (fixação)	Gancho de Regulação
Terminais de Acesso	Caixa de junção IP67 e Cabos 4mm² / 1KV com conector MC-4

4.2.1 *String* de Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos serão associados eletricamente entre si através de 6 strings compostas de 12 módulos conectados em série. A tensão gerada pela associação em série dos módulos fotovoltaicos varia de acordo ao nível de radiação solar incidente. De qualquer forma, havendo iluminação, sempre haverá tensão entre os terminais dos módulos fotovoltaicos, o que requer cuidados especiais durante inspeções e manutenções.

Os módulos fotovoltaicos possuem, ligados à sua caixa de conexão, um par de cabos com dupla isolação para 1kV, de 90 cm, em cuja extremidade é ligado um conector tipo-4 (comumente chamado de MC-4), que permite a interligação segura e impermeável.

4.2.2 Especificação do cabeamento CC

Os condutores de ligação entre o painel fotovoltaico e a caixa de proteção (ao lado do inversor interativo) UVB - FV 0,6/1kV, com isolação para tensão nominal de trabalho para 1.000 volts em corrente contínua, e temperatura de trabalho máxima de 120°C em regime contínuo, o que os torna ideais para ficarem sob o telhado e abaixo dos módulos fotovoltaicos. A seção transversal (bitola) deve ser de 6mm². Parte destes condutores, aproximadamente 20 metros, ficarão sob o telhado e o restante, aproximadamente 3 metros, será alojado em eletroduto de 2" até às String Box.

4.2.3 Sistema de Proteção CC

O sistema prevê a instalação de String Box, conforme esquema elétrico da figura 3.

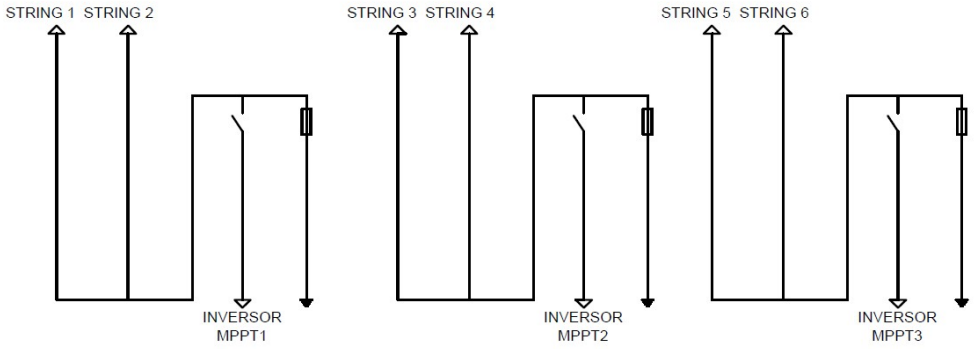

Figura 3 – Esquema elétrico da String Box CC 02

4.2.4 Chave Seccionadora do Circuito CC

Como Disjuntor Geral C.C. serão utilizadas duas chaves seccionadoras com uma classe de corrente de 30 A. Estes dispositivos incluem uma função de proteção elétrica contra sobrecorrente conforme curva B. A tensão máxima de operação é igual 1000V. Os Dispositivos localizam-se dentro dos quadros de proteção (String Box), ao lado do inversor interativo.

4.2.5 Dispositivo de Proteção Elétrica contra Sobretensões Transientes (Surtos)

Serão utilizados 3 dispositivos de proteção contra surtos (DPS) Classe I - 60kA instalado no padrão de entrada da Unidade Consumidora e 2 DPS Classe II instalados nas Strinx Box SB1, que possui 3 varistores, com tensão máxima de trabalho de 1000 volts em corrente contínua. O dispositivo tem uma capacidade de corrente de atuação máxima de 40kA.

4.3 Inversor Interativo à Rede

Os inversores interativos utilizados terão potência nominal total de 25.000 W. Estes apresentam proteções de curto-circuito e sobre tensões incorporadas. Possuem controle contínuo

do isolamento do campo fotovoltaico e proteções internas. Apresentam as seguintes características:

Características da Entrada C.C.	
Potência Máxima de Entrada	32.500
Máxima Tensão de Entrada	1100
Faixa de Tensão para Seguimento de Máxima Potência	200-950
Número de Rastreadores do Ponto de Máxima Potência	3
Máxima Corrente de Curto-Circuito (MPPT1 / MPPT2/MPPT3)	31.3/31.3/31.3
Características da Saída C.A.	
Máxima Potência de Saída	27.500
Faixa de Tensão de Funcionamento (Rede)	380-400 V
Tensão Nominal de Funcionamento	380 V
Máxima Corrente de Saída	40 A
Frequência Nominal de Operação	50/60 Hz
Faixa de Frequência de Operação	47,5 a 63 Hz
Fator de Potência Nominal (Fábrica)	1-0,8 (cap./ind.)
Tipo de Conexão à Rede	Trifásica
Distorção Harmônica Total	< 3%
Características Mecânicas	
Topologia	Sem transformador
Altura	480 mm
Largura	590 mm
Profundidade	200 mm
Peso	40 kg
Grau de Proteção IP	IP65
Local de Instalação	Interno ou Externo
Resfriamento	Ventoinha
Faixa de Temperatura de Trabalho	-30 °C a 60 °C
Umidade do Local de Instalação	0 a 100%

O inversor interativo não deve ser desconectado da rede, exceto durante testes ou manutenção; a justificativa é o modo de funcionamento do inversor, que mesmo em períodos de baixa ou nula insolação, continua monitorando a rede de distribuição. O inversor interativo somente injeta corrente elétrica na rede pública de distribuição após a leitura dos parâmetros da rede.

Em casos de falha (queda, desligamento, etc.) da rede, o inversor interativo deve permanecer monitorando a rede, permitindo o reestabelecimento do funcionamento normal, quando as condições forem favoráveis (funcionamento normal da rede).

4.3.1 Tensões Nominais de operação e Requisitos de proteção

Segue abaixo as tensões nominais de operação das redes secundárias e os requisitos de proteção demonstrados respectivamente nas tabelas 01 e 02.

Empresa	Tensões de Rede Secundária (V)
ENEL	127 – 220

TABELA 01 – TENSÕES NOMINAIS DE OPERAÇÃO DAS REDES SECUNDÁRIAS

**Será utilizado transformador para adequação da tensão da rede*

Requisitos de Proteção	Potência Instalada até 75 kW
Elemento de desconexão (1)	Sim
Elemento de interrupção (2)	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim (3)
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim (3)
Relé de sincronismo	Sim (4)
Anti-ilhamento	Sim (5)
Medição	Sistema de Medição Bidirecional (6)

TABELA 02 – REQUISITOS DE PROTEÇÃO

Notas:

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

2. Elemento de interrupção automático acionado por proteção.

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

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

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

6. Nos sistemas que se conectam na rede através de inversores, as proteções relacionadas na Tabela 02 podem estar inseridas nos referidos equipamentos, sendo a redundância de proteções desnecessária.

4.3.2 Local de Instalação do Inversor Interativo

O inversor interativo será instalado no abrigo fotovoltaico a construir, na sala técnica presente na ala sul da unidade.

4.3.3 Ajustes do Sistema de Proteção do Inversor Interativo

O inversor interativo se ajusta automaticamente aos valores de tensão e frequência nominais da rede de distribuição ao qual está conectado, desde que os valores estejam dentro da sua faixa operacional.

4.3.3.1 Faixa de Tensão de Funcionamento

Tensão no ponto de conexão (% em relação à Vnominal)	Tempo máximo de desligamento (1)
$V < 80\%$	0,4 s
$80\% \leq V \leq 110\%$	Regime normal de operação

110% < V	0,2 s
(1) O tempo máximo de desligamento refere-se ao tempo entre o evento anormal de tensão e a atuação do sistema de geração distribuída (cessar o fornecimento de energia para a rede, a fim de monitorar os parâmetros da rede e permitir a "reconexão" do sistema quando as condições normais forem restabelecidas.	

Tensão da Rede	Comportamento Inversor
V_{rede} < 192 V (Fase-Fase)	Desconexão em 0,4 segundos
192 V ≤ V_{rede} ≤ 264 V	Regime de Operação Normal
V_{rede} > 264 V (Fase-Fase)	Desconexão em 0,2 segundos

4.3.3.2 Faixa de Frequência de Funcionamento

A faixa de frequência de funcionamento ajustada para o presente sistema fotovoltaico conectado à rede é demonstrada na tabela abaixo:

Frequência da Rede	Comportamento Inversor
F_{rede} < 57,5 Hz	Desconexão em 0,2 segundos
57,5 Hz < F_{rede} < 60,5	Regime de Operação Normal
60,5 Hz < F_{rede} < 62	Operação com Redução de Potência
62 Hz > F_{rede}	Desconexão em 0,2 segundos

TABELA 05 – FAIXA DE FREQUÊNCIA DE FUNCIONAMENTO

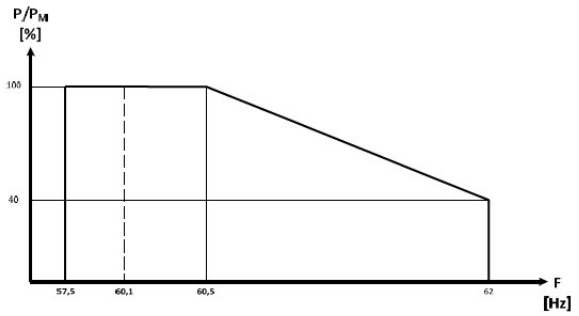

Figura 4 - Curva de operação do sistema de geração distribuída em função da frequência da rede para desconexão por sub/sobrefrequência

4.3.3.3 Limite de Distorções 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 %

4.3.3.4 Fator de Potência

O fator de potência no ponto de conexão da unidade consumidora com central de microgeração distribuída deverá estar compreendido entre 0,98 e 1 indutivo ou 1 e 0,98 capacitivo. Para o presente sistema fotovoltaico conectado à rede foi mantido do valor do fator de potência nominal do inversor interativo, ajustado em fábrica, que é igual a 1.

4.3.3.5 Tempo de Reconexão em Caso de Falhas

O tempo ajustado para religamento, em caso de falhas da rede (sub ou sobretensão; sub ou sobrefrequência; queda ou desligamento, etc.), foi ajustado em 180 segundos.

4.4 Transformador Isolador Trifásico 380/220 V

O inversor possuí conexão trifásica em 380 V, porém as instalações trifásicas em baixa tensão no pela concessionaria ENEL são atendidas em tensão de 220/127 V, fazendo com que as instalações internas de qualquer residência sejam, majoritariamente, nesta faixa de tensão. Desta forma é necessário instalar um transformador isolador para ajustar a conexão à rede elétrica residencial.

Características	Transformador Isolador Trifásico a Seco – Regime Continuo
Potência	30 KVA
Frequência	60Hz
Classe de Tensão	1,1kV
Material Isolante	Classe F (155ºC)
Elevação de Temperatura	Classe F (105ºC)
Normas de Referência	ABNT NBR 5356/5380
Acabamento	Impregnação em verniz Poliéster, Classe F e Pintura Eletrostática na Cor Cinza Munsel N6,5
Primário	380V – Ligação Estrela com Neutro Acessível
Secundário	220V – Ligação Estrela com Neutro Acessível
Grupo de Ligação	YnYn1
Enrolamento	Em Alumínio Eletrolítico de Alta Pureza
Núcleo	Em Lâminas de Aço Silício
Ensaios	De Rotina Conf. ABNT NBR 10295
Tensão Aplicada	3.000V (HI-POT)
Inom. 380V	45,58 A
Inom. 220V	78,73 A
Perdas Vazio	120 W
Perdas Totais	1300 W
Rendimento	95,90
Corrente Excit.	1,80%
Impedância	5,50%
Características Mecânicas	

Altura	620 mm
Largura	600 mm
Profundidade	500 mm
Peso	160 kg
Local de Instalação	Abrigada (IP23)

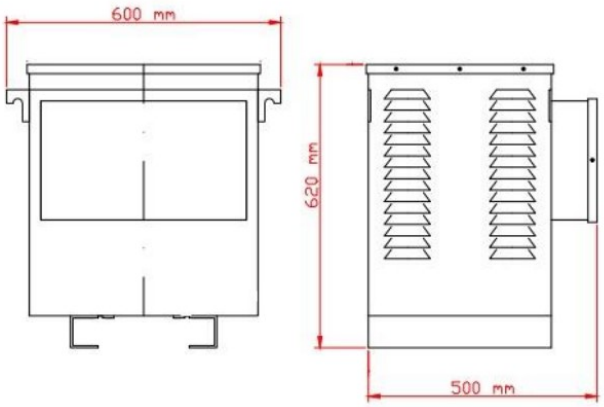

Figura 5 – Aspecto Físico do Transformador

4.5 Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas e Aterramento

O sistema fotovoltaico irá utilizar o sistema de aterramento já existente na unidade.

4.6 Subsistema de corrente alternada

Esta subseção documenta os elementos que estão relacionados com a conexão entre o inversor interativo do SFCR e a rede pública de distribuição de energia elétrica (quadro geral da edificação, na maioria das vezes).

As folhas de dados (datasheets) de todos os componentes encontram-se em anexo.

4.6.1 Especificação do cabeamento

Os condutores para a ligação dos inversores até o transformador com seção transversal de 10 mm², e do transformador até o Quadro Geral de Distribuição tem seção transversal de 35 mm². Estes condutores terão comprimento de 20 metros e serão alojados em eletroduto embutido de 2" até a interligação com o quadro de distribuição CA.

4.6.2 Dispositivo de Manobra e Proteção contra Sobrecorrentes

Como dispositivo seccionador geral, no lado da corrente alternada 380V, será utilizado um disjuntor trifásico, com uma corrente nominal de 50 A, no lado 220V será utilizado um disjuntor trifásico, com uma corrente nominal de 100 A. Os dispositivos localizam-se no interior do quadro CA fotovoltaico.

4.6.3 Dispositivo de Proteção Elétrica contra Sobretensões Transientes (Surtos)

Como dispositivo de proteção contra surtos (DPS) no lado CA será utilizado DPS Classe II de 20 kA que contém varistores para o elemento ligado à fase-terra localizado no quadro fotovoltaico CA.

4.7 Sinalização de Segurança

Será fixada de forma permanente na tampa da caixa de medição uma placa de advertência confeccionada em aço inoxidável ou alumínio anodizado, com os dizeres "CUIDADO – RISCO DE CHOQUE ELÉTRICO – GERAÇÃO PRÓPRIA".

Além da tampa da caixa do medidor, deverá ser fixada no postinho do ponto de entrega aérea, do lado da via pública, na conexão do ramal de ligação (ou serviço).

A placa sinalizadora terá formato, dimensões e conteúdo conforme imagem abaixo:

Figura 6 – Detalhamento da Placa de Sinalização de Segurança

4.8 Informações da Montagem Mecânica

A fixação do painel fotovoltaico à estrutura metálica será mediante perfis de alumínio suportados em parafusos estruturais de fixação na própria estrutura metálica de sustentação.

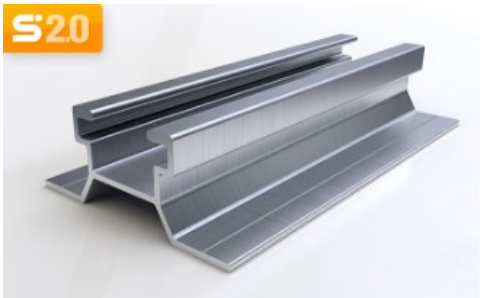

Figura 7 – Componentes da Estrutura de fixação

A estrutura de fixação será solidariamente aterrada com os módulos fotovoltaicos, utilizando-se o sistema de aterramento da unidade consumidora.

4.8.1 Aspecto Físico do Arranjo Fotovoltaico

O arranjo fotovoltaico contará com 72 módulos e será montado em estrutura com orientação para o Nordeste. O arranjo fotovoltaico ocupará a área total de 156,5 m², adicionando o peso extra de 1692 kg à estrutura. A orientação do arranjo fotovoltaico é exibida na imagem abaixo:

Figura 8 – Detalhamento do painel fotovoltaico sobre o telhado

5 Informações de Operação e Manutenção

Este parágrafo possui informações relevantes para a operação e a manutenção do SFCR a fim de instruir, tanto o usuário do SFCR, quanto a equipe técnica responsável, por rotinas técnicas de manutenção e/ou reparação.

5.1 Procedimentos para a verificação da correta instalação do sistema

Abaixo estão listados os procedimentos para verificação de instalação:

1. Verificar se todos os cabos de módulos e os cabos solares entre o arranjo fotovoltaico e o inversor são fixados com braçadeiras ou estão dentro de eletrodutos e não há cabos soltos.

2. Todos os parafusos do sistema de fixação são firmes, os módulos e a estrutura de fixação ficam firmes quando se faz teste de tensão com as mãos.

3. O sistema de aterramento está conectado em todos os módulos do arranjo (diretamente da moldura dos módulos ou no sistema de fixação).

4. A tensão de circuito aberto nas extremidades dos cabos é a soma da tensão de circuito aberto de quantidade dos módulos ligado em serie na fileira (considerar temperatura).

5. Os conectores dos cabos solares são montados corretamente, e estão firmes com o cabo.

6. Os quadros elétricos são montados numa altura adequada para o trabalho e estão firmes à parede.

7. Os dispositivos de segurança, disjuntores e outros componentes elétricos dentro dos quadros elétricos são montados firmemente à estrutura das caixas.

8. A instalação é realizada conforme os manuais de instalação, e todas as normas nacionais (e/ou internacionais) válidas para sistemas fotovoltaicos.

5.2 *Checklist* dos procedimentos a serem seguidos em caso de falha do SFCR

Abaixo estão listados os procedimentos em caso de falha do SFCR:

1. Verificar no display do Inversor se ele está desligado ou está indicando algum erro. Caso haja um erro no inversor, identifique-o, utilizando o código de erros do manual do inversor, caso possua essa informação.

2. Desligar o disjuntor de corrente contínua e o disjuntor de corrente alternada.

3. Verificar as conexões dentro dos quadros: se há cabos soltos, etc. Prestar atenção se há cheiro de queimado vindo dos quadros elétricos ou próximo ao inversor. Verificar se há indícios de fogo ou faísca elétrica (ex.: marcas carbonizadas). Verificar se a ligação de cabeamento tanto C.C. quanto C.A. não está solta.

4. Verificar a tensão do arranjo fotovoltaico. Considerar a Temperatura de operação dos módulos. Se não há tensão, há um problema com a ligação dos cabos no arranjo Fotovoltaico.

5. Comparar a tensão dos módulos com a tensão mínima de entrada do inversor interativo. Caso a tensão dos módulos esteja fora da faixa de tensão do inversor, o dimensionamento entre módulos fotovoltaicos e inversor interativo não foi o adequado.

6. Ligar o disjuntor de C.A. e verificar se a tensão da rede é igual à tensão nominal do inversor interativo. Verificar no ponto de ligação do inversor interativo.

7. Ligar o disjuntor de C.C., verificar se a chave seccionadora no inversor está ligada e verificar se o inversor inicia.

8. Caso não haja falha, tanto no lado de corrente contínua (tensão dos módulos normal) quanto no lado da rede (tensão nominal da rede), é necessário contatar um técnico ou entrar em contato com fabricante/fornecedor do inversor interativo.

ATENÇÃO

Não abra o inversor ou a caixa de junção dos módulos sem contatar o fabricante/fornecedor do produto. Isso pode causar a perda da garantia do produto ou da instalação.

5.3 Procedimentos para Desligamento de Emergência

No caso de uma emergência basta desativar o disjuntor de corrente alternada e/ou o disjuntor de corrente contínua. O inversor interativo vai desligar e a corrente para de circular no arranjo fotovoltaico. Nunca puxe os cabos que conduzem corrente, sempre utilize o disjuntor. Quando os módulos estão iluminados, sempre há a tensão de circuito aberto entre as extremidades (polos positivos e negativos) do arranjo fotovoltaico. Desativar os disjuntores só impede o fluxo de corrente.

Quando o arranjo está iluminado, há sempre uma tensão entre as extremidades (polos negativos e positivos). Atenção: Nunca puxe cabos que conduzem corrente. Desative primeiro, e SEMPRE, o disjuntor geral.

5.4 Recomendações de limpeza e manutenção de todos os elementos do SFCR

Com o tempo, sujeira e poeira podem se acumular na superfície dos módulos, o que causa uma redução da potência. Para manter o máximo da capacidade do sistema, é recomendável uma limpeza periódica dos módulos fotovoltaicos, especialmente em regiões com pouca chuva, ou excesso de partícula suspensas (poluição, poeira, queimadas, etc.).

Para diminuir o risco para choques térmicos, é recomendado limpar os módulos de manhã, cedo; ou no final da tarde quando a irradiância solar é baixa, e os módulos estão mais frios. Nunca tente limpar módulos com vidro quebrado, ou indicações de cabeamento danificado, pois existe o risco de choque elétrico.

Limpe a superfície dos módulos com uma escova macia, água limpa com uma recomendada pressão menor de 690 kPa, que corresponde à pressão típica nos sistemas de fornecimento de água. Água que contém uma alta quantidade de minerais não é recomendado porque deixa um acúmulo desses na superfície do vidro.

Os módulos possuem um filme hidrofóbico e antirreflexo na superfície do vidro, que melhora o rendimento e reduz o acúmulo de poeira. Para evitar danos nesse tipo de módulo, não os limpe com uma lavadora de pressão. Não use vapor ou produtos químicos para a limpeza. Não use ferramentas agressivas ou materiais abrasivos que podem riscar ou danificar a superfície dos módulos. Não cumprir estas recomendações gera efeitos negativos ao rendimento dos módulos.

6 Estimativas de Geração e Desempenho

Apesar da potência pico do SFCR ter o valor de 31,32 kWp, as características elétricas dos módulos fotovoltaicos sofrem variações devido à temperatura e potência da Radiação Solar. Por esse motivo é esperado que o presente SFCR tenha potência útil média de 25,27 kWp, ao operar em condições de sol a pico.

A cidade de Osasco possui média anual de radiação solar de 4,2 kWh/m²/dia (4,2 horas de sol pico). Esse valor é multiplicado pela potência útil média do SFCR, resultando na geração em média diária de, aproximadamente, 106,54 kWh. Utilizando o software de simulação de sistema fotovoltaico PVsyst 6.5.3, gerou-se o gráfico abaixo demonstrando a variação de estimativa de geração mensal de 3,19 MWh e da estimativa anual de aproximadamente 38,36 MWh.

New simulation variant
Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	139.9	83.14	22.59	128.2	121.1	3.297	3.229	0.805
February	139.7	72.81	23.05	135.3	128.3	3.445	3.240	0.764
March	125.6	73.73	22.83	128.8	122.4	3.304	3.238	0.802
April	108.0	53.17	21.05	121.8	116.1	3.152	3.088	0.810
May	98.8	51.18	18.16	119.2	113.5	3.197	3.134	0.840
June	88.5	41.31	17.44	113.9	108.6	3.089	3.029	0.849
July	99.6	44.24	16.48	125.7	119.9	3.367	3.301	0.839
August	115.2	52.90	18.14	137.4	131.3	3.648	3.577	0.831
September	112.3	63.17	18.33	118.3	112.6	3.095	3.032	0.818
October	125.0	79.45	20.57	123.1	116.8	3.211	3.145	0.816
November	149.8	75.68	20.70	138.7	131.6	3.590	3.518	0.810
December	140.6	79.31	21.94	126.9	120.2	3.272	2.822	0.710
Year	1443.0	770.10	20.09	1517.3	1442.4	39.665	38.355	0.807

Legends: GlobHor Global horizontal irradiation; DiffHor Horizontal diffuse irradiation; T_Amb T amb.; GlobInc Global incident in coll. plane; GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings; EArray Effective energy at the output of the array; E_Grid Energy injected into grid; PR Performance Ratio

Figura 9 – Estimativas de Geração do SFCR

É importante salientar que a geração elétrica de um sistema fotovoltaico varia (muito) de acordo à disponibilidade solar e temperatura ambiente do local onde é instalado. Como esse recurso natural é extremamente variável, a geração também o é. As estimativas de geração acima apresentadas se baseiam nos dados de radiação solar obtidos do site www.cresesb.cepel.br e temperatura ambiente obtida do banco de dados do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia).

O fator de capacidade (anual) calculado para o presente SFCR é de 17,82% estimativamente. Deve-se atentar para o fato de um sistema fotovoltaico (de qualquer espécie) gerar energia somente durante as horas de sol úteis com tempo máximo diário de 9 horas, durante as quais é possível até 6 horas de geração máxima.

O Índice De Rendimento (Performance Ratio), que é a mais importante medida de desempenho de um sistema fotovoltaico, para este projeto é estimado em 80,7% como demonstrado no gráfico abaixo gerado pelo software PVsyst 6.5.3.

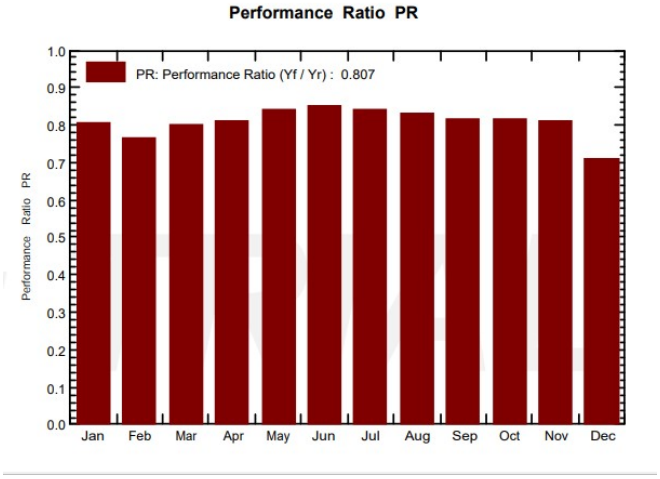

Figura 10 – Índice de Rendimento (Performance Ratio)

ANEXO I – TERMO DE REFERÊNCIA

1. Geradores fotovoltaicos

1.1. Os geradores devem ser instalados e colocados em funcionamento seguindo os critérios estabelecidos pela Resolução Normativa nº 687/2015 da ANEEL referente à conexão de sistemas de micro e minigeração à rede elétrica em baixa tensão.

1.2. Os sistemas fotovoltaicos devem apresentar perdas globais máximas de 23%. Como perdas globais, entenda-se todos os fatores que acarretam diminuição na energia efetivamente entregue pelo sistema em relação ao valor ideal, ou seja, considerando apenas a potência pico do sistema e as HSP (horas de sol pico) da instalação. Fatores de perdas típicos são: perdas do inversor CC/CA; de sombreamento; sujeiras; coeficientes de temperatura; desbalanceamento das cargas (mismatching), entre outros.

2. Módulos fotovoltaicos

2.1. O gerador fotovoltaico deverá ser composto por módulos idênticos, ou seja, com mesmas características elétricas, mecânicas e dimensionais.

2.2. Os módulos fotovoltaicos devem ser constituídos por células fotovoltaicas do mesmo tipo e modelo, feitos de silício mono ou policristalino.

2.3. Os módulos devem contar com a certificação do INMETRO.

2.4. Os módulos devem ter eficiência mínima de 15,89% em STC (*Standard Test Conditions*).

2.5. Variação máxima de potência nominal em STC de 5%.

2.6. Os módulos devem ter potência nominal mínima de 400Wp.

2.7. Os módulos devem ter, no mínimo, dois diodos de *by-pass*.

2.8. Os conectores devem ter proteção mínima IP67.

2.9. As caixas de junção devem ter proteção mínima IP65. Com o inversor injetando normalmente na rede e em ausência de sombras, os módulos fotovoltaicos não devem exibir nenhum fenômeno de “ponto quente”.

2.10. Deve ser apresentado catálogo, folha de dados ou documentação específica para a comprovação das exigências acima.

2.11. Vida útil esperada mínima de 25 anos.

2.12. Nível máximo esperado de degradação da potência de 20% durante o período de garantia.

3. Inversores

3.1. Todos os inversores devem ser do tipo *Grid-Tie*, ou seja, projetados para operarem conectados à rede da concessionária local de energia elétrica na frequência de 60 Hz.

3.2. A relação entre a potência nominal de cada inversor e a potência nominal do arranjo (*strings*) formado pelos módulos fotovoltaicos conectados a ele, não deve ser inferior a 0,74.

3.3. Deve apresentar eficiência máxima de pico superior a 97% e nível de eficiência europeia superior a 96,5%.

3.4. Os inversores não devem possuir elementos passíveis de substituição com baixa periodicidade, de forma a propiciar vida útil longa, sem a necessidade de manutenção frequente.

3.5. Devem ser capazes de operar normalmente à potência nominal, sem perdas, na faixa de temperatura ambiente de 0°C a 45º C.

3.6. A distorção harmônica total de corrente (THDI) do inversor deve ser menor que 3%.

3.7. A tensão de saída do conjunto de inversores deve ser compatibilizada ao nível nominal de utilização da concessionária de energia local.

3.8. Os inversores devem atender a todos os requisitos e estar configurados conforme as normas IEC/EN 61000-6-1, 61000-6-2, 61000-6-3, 62109-1-2 e 62116, além das normas NBR16149 e DIN VDE 0126-1-1.

3.9. Os inversores com potência nominal até 10KW devem possuir certificação do INMETRO.

3.10. Os inversores devem ter capacidade de operar com fator de potência entre ± 0,9. A regulação do fator de potência deve ser automática, em função da tensão e corrente na saída do sistema.

3.11. Os inversores devem incluir proteção contra o funcionamento em ilha, respeitando a resposta aos afundamentos de tensão.

3.12. Os inversores devem incluir proteção contra reversão de polaridade na saída c.a., sobretensão e surtos em ambos os circuitos, c.c. e c.a., proteção contra sobrecorrente na entrada e saída além de proteção contra sobretemperatura.

3.13. Os inversores devem ser conectados a dispositivos de seccionamento adequados, visíveis e acessíveis para a proteção da rede e da equipe de manutenção.

3.14. O quadro de paralelismo dos inversores de cada sistema fotovoltaico, disjuntores de proteção e barramentos associados, cabos de entrada e saída devem ser dimensionados e instalados em conformidade com a NBR 5410.

3.15. Os inversores devem ter grau de proteção mínimo IP 65.

3.16. Os inversores devem atender a todas as exigências da concessionária de energia local.

3.17. Os inversores devem possuir display digital para configuração e monitoramento dos dados.

3.18. Os inversores devem permitir monitoramento remoto e monitoramento local (com e sem fio).

3.19. Deve ser apresentado catálogo, folha de dados ou documentação específica para a comprovação das exigências acima.

3.20. Vida útil esperada de, ao menos, 10 anos.

4. Quadros de proteção e controle CC e CA (string box)

4.1. A associação em paralelo das séries deve ser feita em caixas de conexão, localizadas na sombra dos módulos, que incluem os seguintes elementos:

a) Todos os fusíveis das séries (quando houver necessidade);

b) Disjuntores de seccionamento;

c) Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS), entre ambos os polos do paralelo e entre eles e o sistema de aterramento, dimensionados conforme as características do sistema instalado e seguindo a norma NBR IEC61643-1.

4.2. Os fusíveis e dispositivos de proteção contra surtos devem estar em conformidade com a norma ABNT 5410 e da concessionária de energia.

4.3. As caixas de conexão devem ser pelo menos IP 65, em conformidade com as normas pertinentes.

4.4. Dentro das caixas de conexão, os elementos devem ser dispostos de tal forma que os polos positivo e negativo fiquem tão separados quanto possível, respeitando, minimamente, as distâncias requeridas pelas normas aplicáveis. Isso é para reduzir o risco de contatos diretos.

4.5. Os condutores c.c. desde as caixas de conexão até a entrada dos inversores devem ser acondicionados em eletrocalhas ou eletrodutos, com caixas de passagem seguindo as normas brasileiras de instalações elétricas.

4.6. A queda de tensão nos condutores c.c., desde os módulos até a entrada dos inversores, deve ser inferior a 2% para a corrente de máxima potência do gerador em STC.

5. Estruturas de suporte

5.1. As estruturas de suporte devem estar projetadas para resistir aos esforços do vento de acordo com a NBR 6123/1988 e a ambientes de corrosão igual ou maiores que C3, em conformidade com a ISO 9223.

5.2. As estruturas de suporte devem ser feitas de aço galvanizado à fogo ou alumínio e devem atender ao requisito de duração de 25 anos. Os procedimentos de instalação devem preservar a proteção contra corrosão. Isto também é aplicável aos parafusos, porcas e elementos de fixação em geral.

5.3. Sempre que possível devem ser utilizados furos já existentes nas telhas e eliminar quaisquer tipos de infiltração de água no interior da unidade utilizando materiais vedantes.

5.4. Todos os módulos devem estar a uma altura suficiente da cobertura, de modo a permitir uma ventilação adequada, conforme recomendação do fabricante e ter separação de pelo menos 1 cm entre os módulos adjacentes.

5.5. As estruturas/módulos fotovoltaicos devem ser dispostos de tal maneira que permita o acesso à manutenção do telhado e demais equipamentos existentes na unidade.

6. Cabos fotovoltaicos (CC)

6.1. Os cabos elétricos, quando instalados ao tempo, devem apresentar as seguintes características:

a) Devem ser resistentes a intempéries e à radiação UV;

b) Devem apresentar a propriedade de não propagação de chama, de auto extinção do fogo e suportar temperaturas operativas de até 90°C;

c) Devem ser maleáveis, possibilitando fácil manuseio para instalação;

d) Devem apresentar tensão de isolamento apropriada à tensão nominal de trabalho;

e) Devem apresentar garantia mínima de 5 anos, vida útil de 25 anos e certificação TUV.

6.2. Deve ser apresentado catálogo, folha de dados ou documentação específica para a comprovação das exigências acima.

7. Aterramento e SPDA

7.1. Todas as estruturas metálicas e equipamentos devem estar conectados ao sistema de aterramento, de forma a garantir a equipotencialidade.

7.2. Os módulos fotovoltaicos devem ter dispositivos de proteção contra surtos nas caixas de conexão, entre ambos os polos das conexões em paralelo das strings e entre eles e o condutor de aterramento.

7.3. Toda a instalação, deve ser realizada em conformidade com a norma NBR 5419, inclusive, eventuais adaptações necessárias.

8. Serviços comuns de engenharia

8.1. O serviço deve incluir, no mínimo, os seguintes trabalhos:

a) Instalação/preparação de caminhos e passarelas para acesso aos geradores fotovoltaicos, caixas de conexão, e equipamentos existentes que terão seu acesso prejudicado;

b) Construção e instalação dos apoios/suportes;

c) Construção de dutos para as linhas do sistema;

d) Construção de abrigos externos para os equipamentos;

e) Alteração do padrão de entrada de energia elétrica (poste e/ou caixa), conforme normas da concessionária.

8.2. As estruturas dos sistemas não devem interferir no sistema de escoamento de águas pluviais das unidades e nem causar infiltrações no interior da edificação.

8.3. Deve ser avaliada a sobrecarga à estrutura da edificação devido às instalações citadas, de modo a não causar danos à edificação existente, seja estrutural ou de outra natureza.

6.8.4. Deverá ser analisado todo o sistema de instalação elétrica existente. Qualquer alteração ou ampliação necessária, será de responsabilidade da Contratada.

8.5. Nas instalações e montagens deverão ser utilizados todos os EPI e EPC necessários e seguidas todas as normas de segurança aplicáveis, sobretudo as seguintes normas regulamentadoras: NR06; NR10; NR35.

8.6. Nenhum trabalhador da equipe poderá executar suas funções, sem estar portando e utilizando os EPI necessários.

8.7. Devem ser apresentados à Fiscalização, com no mínimo 2 dias úteis de antecedência das atividades, os certificados válidos dos cursos de NR 10 e de NR 35 para todos os trabalhadores que estiverem expostos aos riscos elétrico e de altura, respectivamente. As frentes de serviço somente podem realizar suas atividades, mediante a devida regularização.

8.8. Caso seja constatada pela Contratada a necessidade de reforço estrutural do edifício (exceto cobertura), a execução será realizada pela Contratante. Demais adequações, civil ou elétrica, serão de responsabilidade da CONTRATADA.

9. Sistema de gerenciamento remoto

9.1. O sistema de monitoramento web e celular devera coletar e monitorar todos os dados dos sistemas fotovoltaicos instalados;

9.2. Deverá enviar, pelo menos, as seguintes informações:

a) A energia gerada (diária, mensal, anual) em kWh;

b) Tensão e corrente CC por inversor;

c) Tensão e corrente CA por inversor;

d) Potência em kW CA de saída por inversor;

e) Gerenciamento de alarmes;

f) Registro histórico das variáveis coletadas de, ao menos, 12 meses.

10. Treinamento

10.1. O objetivo do treinamento é capacitar os técnicos da contratante para a operação, gerenciamento e monitoramento dos sistemas.

10.2. O programa do treinamento deverá ser aprovado previamente pelo contratante, e deverá estar coerente com os equipamentos instalados.

10.3. A turma será composta por até 10 (dez) pessoas, indicadas pelo contratante.

10.4. Deverá ser emitido certificado de participação no treinamento para os participantes.

11. Comissionamento

11.1. Inspeção visual e termográfica

a) Deve ser realizada inspeção visual das estruturas metálicas, módulos, conectores e quadros;

b) Mediante uma câmera termográfica e com o gerador fotovoltaico operando normalmente (conectado à rede), deve ser observada a temperatura dos módulos fotovoltaicos, registrando a diferença de temperatura entre a célula mais quente e a mais fria, e qualquer temperatura absoluta próxima ou maior que 100º C;

c) Deve ser realizada também avaliação termográfica dos quadros elétricos.

11.2. Teste de módulos individuais e strings

a) Serão testados 4 módulos selecionados aleatoriamente;

b) o teste será feito sem desmontar os módulos da estrutura de suporte. Apenas serão desconectados do gerador;

c) Serão obtidas as curvas VxI de todas as strings individualmente;

d) devem ser realizados ainda teste de tensão, polaridade e resistência de isolamento de cada string.

11.3. Avaliação de desempenho

a) O princípio do teste consiste em observar as condições durante a operação real do sistema operação a energia efetivamente fornecida à rede elétrica e comparar a energia estimada a ser fornecida pelo sistema;

b) O período de registro deve englobar desde o nascer até o pôr do Sol e os valores de irradiação solar registrados com periodicidade menor que 1 (um) minuto;

c) Durante o teste deve ser evitada qualquer ação que afete o grau de limpeza dos geradores e dos módulos de referência;

d) Outros esforços de manutenção podem ser feitos, registrando cuidadosamente os detalhes (causa, tarefa e duração) em um relatório específico para o tempo de duração do teste;

e) Ao final desse teste deve ser plotado gráfico das medições de Performance pela Irradiação Solar bem como apresentada a Performance média do sistema.

11.4. Caracterização dos inversores

a) Consiste em realizar a medição da eficiência do inversor em relação à carga;

b) A eficiência do inversor consiste na capacidade de conversão de energia CC em CA. Deve-se utilizar analisador de energia medindo a tensão CC, a corrente que alimenta a entrada do inversor, a corrente de saída e as três tensões CA de fase;

c) Deve-se avaliar a curva de eficiência medida para diferentes níveis de carregamento do inversor e comparar com a curva de eficiência apresentada pelo fabricante;

d) Deve-se realizar a medição de eficiência para cada modelo de inversor instalado no Sistema fotovoltaico a ser avaliado.

12. Garantia e Suporte

12.1. Prazo para início do atendimento no local da instalação: 2 dias úteis.

12.2. Prazos para conclusão do atendimento:

a) Caso a solução do problema implique na substituição de módulos fotovoltaicos, o prazo será de 10 dias úteis;

b) caso a solução do problema implique no conserto ou substituição de inversores, o prazo será de 20 dias úteis;

c) caso a solução do problema implique na substituição de cabos expostos ao tempo, o prazo será de 5 dias úteis;

d) caso a solução do problema implique na substituição em algum dos demais componentes eletrônicos do sistema, o prazo será de 5 dias úteis;

e) caso a solução do problema esteja relacionada com a instalação do sistema e serviços de engenharia, o prazo será de 3 dias úteis.

12.3. Deverá ser fornecido pela CONTRATADA um número telefônico e um endereço eletrônico para abertura de chamados;

12.4. Após a abertura do chamado, deverá ser enviado um e-mail para a CONTRATANTE contendo o número do protocolo, o resumo da descrição, data e hora da abertura do chamado;

12.5. A CONTRATADA, após a realização dos serviços de manutenção e suporte técnico, deverá apresentar um Relatório contendo: a identificação do chamado com número de protocolo único para cada ocorrência, data e hora de abertura e da conclusão do chamado, Status do atendimento, identificação do erro/defeito, técnico responsável, e outras informações pertinentes.

12.6. Os prazos de garantia dos materiais, equipamentos e serviços serão os seguintes, contados da data de emissão do "Termo de Recebimento Definitivo" da instalação, sem prejuízo dos prazos preconizados nos Códigos Civil e de Defesa do Consumidor.

12.6.1. Módulos fotovoltaicos:

a) Nível máximo esperado de degradação da potência de 10% durante o período de garantia;

b) Do produto: 10 anos de fábrica.

12.6.2. Inversores: 5 anos.

12.6.3. Cabos expostos ao tempo: 5 anos.

12.6.4. Demais componentes eletroeletrônicos: 3 anos.

12.6.5. Instalação e serviços de engenharia: 5 anos.

13. Da administração da obra

13.1. Não há restrição de horário para execução dos serviços objeto da presente licitação, todavia deverão ser observadas as leis e posturas municipais para a realização dos serviços.

13.2. Conforme a necessidade, a FITO poderá determinar a realização de serviços em horário específico, devendo o licitante considerar em sua proposta a realização dos serviços em finais de semana e feriados.

13.3. Em situações extraordinárias e havendo necessidade para tal, poderá a fiscalização solicitar interrupção temporária dos trabalhos, o que deverá ser imediatamente acatado pela contratada.

13.4. A administração da obra deverá ser composta pelos seguintes profissionais:

a) um Engenheiro Eletricista, legalmente habilitado, que será o Responsável Técnico pela execução dos serviços e deverá acompanhar a obra;

b) um Mestre de Obras, Encarregado, Técnico de Edificações ou Coordenador dos Serviços, que será o Responsável pela Coordenação das Atividades no local das obras e deverá ficar tempo integral na obra.

13.5. Todos os profissionais deverão possuir vínculo profissional com a Contratada, a ser comprovado mediante apresentação, quando exigido, de documento que comprove vínculo de emprego, ou documento que comprove ser o profissional sócio da empresa, ou ainda, contrato civil de prestação de serviços.

13.6. O profissional referido no item a) do subitem 5.14.4. deverá emitir ART de execução dos serviços, antes do início das atividades

Foto do Padrão de Entrada