

Memorial de Cálculo: Aterro Sanitário



MUNICÍPIO DE PATO BRANCO

UC: 99566621

Irradiação solar diária média mensal do local:

obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo.

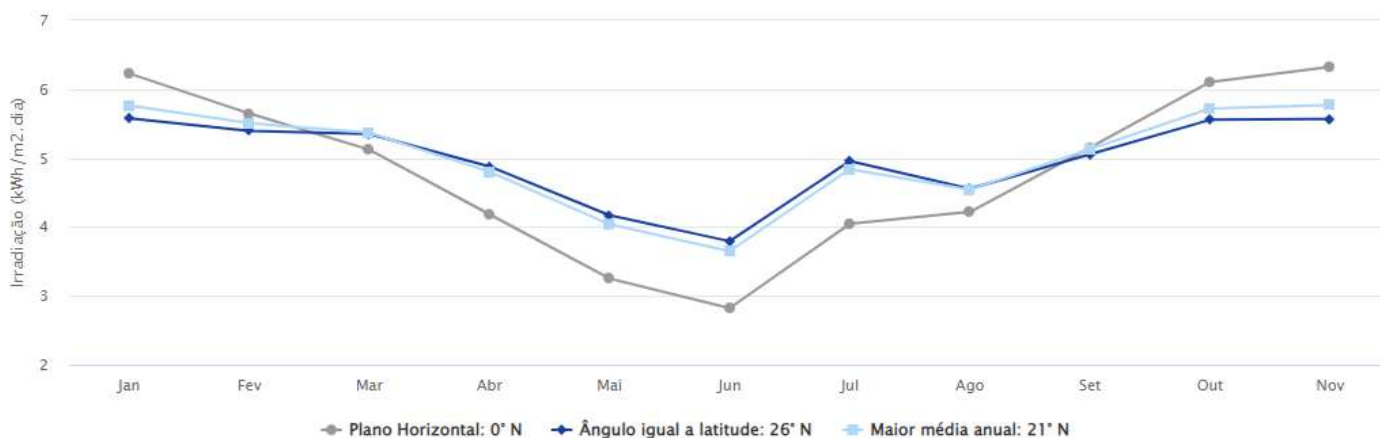
Assinado de forma digital por IGUACU ENGENHARIA ELETRICA LTDA:41851868000182
 2
 Dados: 2023.05.30 17:25:13 -03'00'

Estação: Vitorino
 Município: Vitorino, PR - BRASIL
 Latitude: 26,301° S
 Longitude: 52,749° O
 Distância do ponto de ref. (26,260145° S; 52,718131° O): 5,5 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,23	5,65	5,12	4,18	3,25	2,82	3,09	4,05	4,22	5,15	6,11	6,33	4,68	3,51
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,58	5,40	5,35	4,88	4,17	3,79	4,09	4,96	4,56	5,06	5,56	5,57	4,91	1,78
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,76	5,51	5,37	4,80	4,04	3,65	3,94	4,84	4,54	5,13	5,72	5,77	4,92	2,12
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,61	4,70	4,98	4,90	4,43	4,14	4,42	5,13	4,36	4,50	4,65	4,53	4,61	,99

Irradiação Solar no Plano Inclinado -Vitorino-Vitorino, PR-BRASIL

26,301° S; 52,749° O



Fonte: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Brito - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{kWh}{m^2 \text{ dia}}$$

$$E := 12400 \frac{kWh}{mês}$$

$$H_{TOTAL} := Irradiância \cdot 30 \frac{dia}{mês}$$

$$TD := 80,623 \%$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$G_{STC} := 1 \cdot \frac{kW}{(m^2)}$$

$$Perdas = 19,377 \%$$

Orientação	Fator_X	Taxa_Desempenho
NORTE	124	84,011 %
NORD - NOROESTE	119	80,623 %
LESTE - OESTE	110	74,523 %

Potência Fotovoltaica:

$$P_{fv} := \frac{E \cdot G_{STC}}{H_{TOTAL} \cdot TD} = 104627,39 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$P_{mód} := 550 \frac{W}{Módulos}$$

$$N_{mód} := \frac{P_{fv}}{P_{mód}} = 190,2316 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{mód}; 0) = 190 \text{ Módulos}$$

$$P_{fv,real} := \text{round}(N_{mód}; 0) \cdot P_{mód} = 104500 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fv,real} = 104500 \text{ W}$$

$$E_{GERADA} := \frac{P_{fv,real} \cdot TD \cdot H_{TOTAL}}{G_{STC}} = 12384,9021 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{INV} := 75 \text{ kW} \quad \text{Deve-se escolher um inversor que atenda a Potência fotovoltaica real}$$

$$Q_{TOTAL,INV} := \text{round} \left(\frac{P_{fv,real}}{P_{mód}}; 0 \right) = 190 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fv,real}}{P_{INV}} = 1,3933 \quad \text{Fator de sobredimensionamento}$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento: DADOS DE INVERSOR E MÓDULO FOTOVOLTAICO

$$V_{máx,inv} := 1100 \text{ Vcc} \quad V_{part,inv} := 250 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := 0 - 8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right)} = 20,3121$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right)} = 7,1801$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$Na := 15$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 812,3252 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 522,2775 \text{ Vcc}$$

$$Na := 16$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 866,4802 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 557,096 \text{ Vcc}$$

Teste do Arranjo em Paralelo por MPPT:

$$I_{mpp} := 13,12 \text{ A} \quad \text{Corrente série do módulo fotovoltaico em suas condições nominais}$$

$$I_{cc} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{INV,MPPT} := 26 \text{ A} \quad \text{Corrente máxima por MPPT do inversor}$$

Quantidade máxima de conjuntos paralelo por MPPT

$$Q_{\text{Parlo}} := \frac{I_{\text{INV}, \text{MPP}}}{I_{\text{mpp}}} = 1,9817$$

Corrente por MPPT:

$$I_{\text{ent}, \text{Mppt}} := I_{\text{mpp}} \cdot 2 = 26,24 \text{ A} \quad \text{Corrente em condições nominais}$$

$$I_{\text{máx}, \text{Mppt}} := I_{\text{cc}} \cdot 2 = 27,96 \text{ A} \quad \text{Corrente em condições de curto-circuito}$$

Conclusão: O arranjo fotovoltaico será composto por 6 MPPT's, sendo 5 MPPT's com duas strings por MPPT e arranjo série de 16 módulos e 1 MPPT com duas strings e arranjo série de 15 módulos. Total de 190 Módulos.

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{\text{cc}} = 13,98 \text{ A}$$

$$I_{n_{\text{inf}}} := 1,5 \cdot I_{\text{cc}} = 20,97 \text{ A}$$

$$I_{n_{\text{sup}}} := 2,4 \cdot I_{\text{cc}} = 33,552 \text{ A}$$

$$(I_{n_{\text{inf}}} < I_n) < I_{n_{\text{sup}}}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 44A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,57 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,56$$

$$I_z := I_z \cdot F_{AC} = 29,68 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida I_z' é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm² pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída do inversor até o autotransformador em Tensão de 380V:

Inversor de 75kW

$$P_{\text{máx_ap_75kW}} := 75 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 380 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_75KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_75kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 113,9507 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_75KW}} := I_{\text{Saída_75KW}} \cdot 1,25 = 142,4384 \text{ A} \quad \text{Corrente a ser considerada}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 50mm² conduz uma corrente até 175A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 75kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 75kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{\text{Saída_corrigida_75KW}} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(142,44 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 175 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 150A

Capacidade de interrupção: 30kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 690V

Logo, o cabo de 50mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do autotransformador em Tensão de 220V até o ponto de conexão do microgerador - PROTEÇÃO GERAL:

$$P_{75kW} := 75 \text{ kW A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{75KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_75kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 196,824 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 95mm² conduz uma corrente até 269A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 75kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{75KW} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(196,82 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 269 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 200A

Capacidade de interrupção: 40kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 690V

Logo, o cabo de 95mm² HEPR na saída do autotransformador em 220V até o ponto de conexão do microgerador atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Proteção Contra Surtos de Tensão

Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V

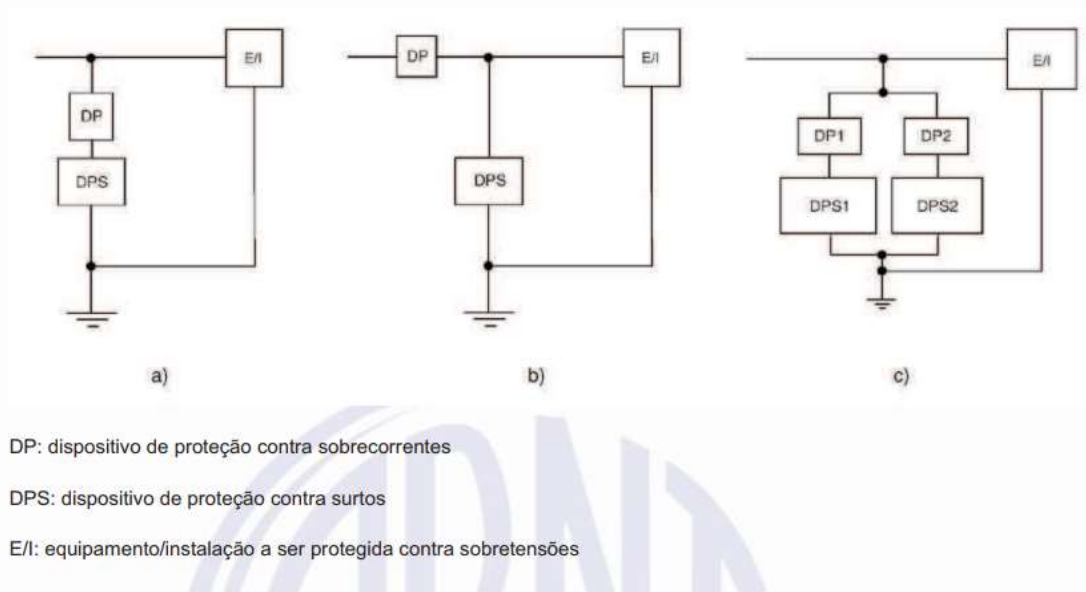


Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS, DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância a + b indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

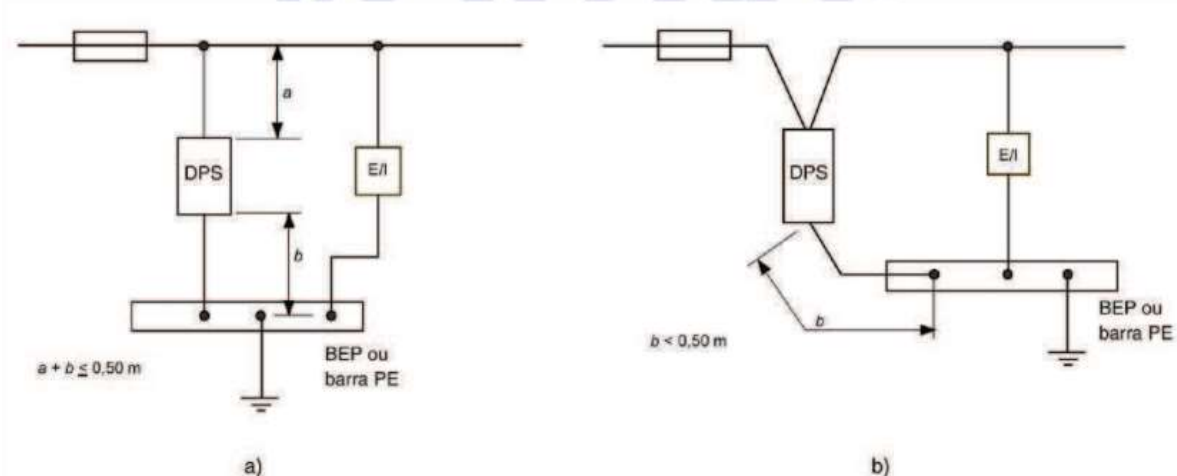


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Queda de Tensão do Lado C.A

TRECHO 1: Do inversor até o AutoTransformador em 380 V

$$\rho := 56 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \Omega}$$

$$V_1 := 380 \text{ V}$$

$$L1 := 10 \text{ m}$$

$$I1 := 150 \text{ A}$$

$$S1 := 50 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{100 \cdot \left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L1 \cdot I1}{S1 \cdot V_1} = 0,141$$

TRECHO 2: Do AutoTransformador até o ponto de conexão

$$V_2 := 220 \text{ V}$$

$$L2 := 50 \text{ m}$$

$$I2 := 200 \text{ A}$$

$$S2 := 95 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{100 \cdot \left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L2 \cdot I2}{S2 \cdot V_2} = 0,8544$$

Memorial de Cálculo: Centro de Convivência La Salle



MUNICÍPIO DE PATO BRANCO

UC: 100830056

Irradiação solar diária média do local:
obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo.

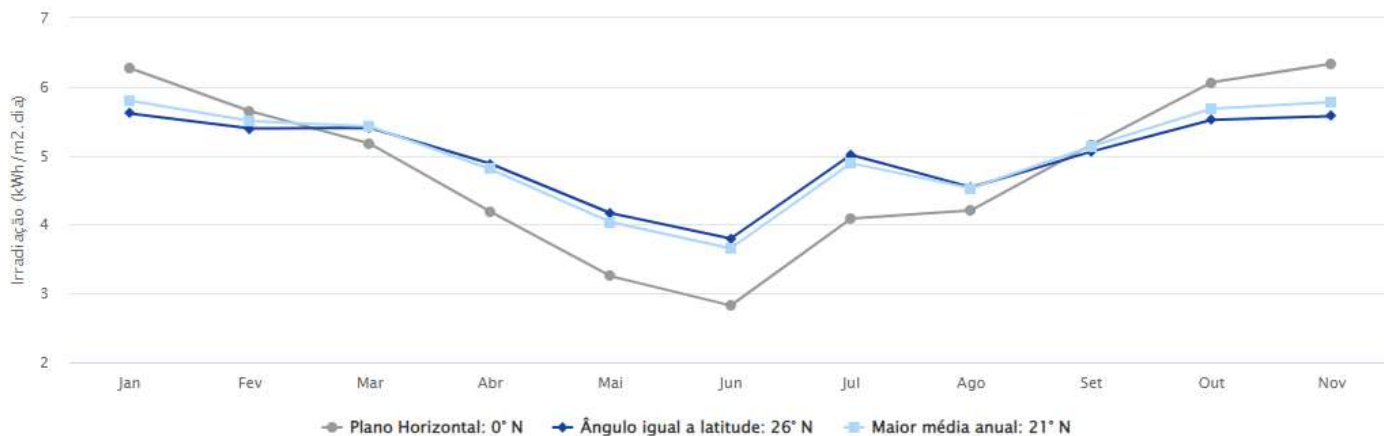
IGUACU ENGENHARIA ELETRICA
LTDA:41851868000182
Assinado de forma digital por IGUACU ENGENHARIA ELETRICA LTDA:41851868000182
Dados: 2023.05.30 17:31:04 -03'00'

Estação: Pato Branco
Município: Pato Branco, PR - BRASIL
Latitude: 26,201° S
Longitude: 52,649° O
Distância do ponto de ref. (26,232142° S; 52,660534° O): 3,7 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,27	5,65	5,17	4,19	3,25	2,82	3,08	4,09	4,21	5,16	6,06	6,34	4,69	3,51
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,61	5,39	5,40	4,88	4,17	3,80	4,07	5,01	4,54	5,06	5,52	5,57	4,92	1,82
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,80	5,50	5,42	4,81	4,04	3,65	3,93	4,89	4,53	5,14	5,68	5,78	4,93	2,15
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,63	4,69	5,03	4,91	4,43	4,14	4,40	5,19	4,34	4,50	4,62	4,54	4,62	1,04

Irradiação Solar no Plano Inclinado –Pato Branco–Pato Branco, PR–BRASIL

26,201° S; 52,649° O



FONTE: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Bruto - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{kWh}{m^2 \text{ dia}}$$

$$E := 8950 \frac{kWh}{mês}$$

$$H_{TOTAL} := Irradiância \cdot 30 \frac{dia}{mês}$$

$$TD := 84,011 \%$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$G_{stc} := 1 \cdot \frac{kW}{(m^2)}$$

$$Perdas = 15,989 \%$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{fv} := \frac{E \cdot G_{stc}}{H_{TOTAL} \cdot TD} = 72471,88 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$P_{mód} := 550 \frac{W}{Módulos}$$

$$N_{mód} := \frac{P_{fv}}{P_{mód}} = 131,7671 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{mód}; 0) = 132 \text{ Módulos}$$

$$P_{fvreal} := \text{round}(N_{mód}; 0) \cdot P_{mód} = 72600 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fvreal} = 72600 \text{ W}$$

$$E_g := \frac{P_{fvreal} \cdot TD \cdot H_{TOTAL}}{G_{stc}} = 8965,8219 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{inv} := 3 \cdot 20 \text{ kW} \quad \text{Considerado três inversores de 20kW em 220V trifásico}$$

$$Q_{totMód} := \text{round} \left(\frac{P_{fvreal}}{P_{mód}}; 0 \right) = 132 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fvreal}}{P_{inv}} = 1,21 \quad \text{Fator de sobredimensionamento}$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento: DADOS DE INVERSOR E MÓDULO FOTOVOLTAICO

$$V_{máxInv} := 750 \text{ Vcc}$$

$$V_{partInv} := 200 \text{ Vcc}$$

$$T_{mín} := 0 - 8$$

$$T_{máx} := 75$$

$$T_{amb} := 25$$

$$\beta_{voc} := -0,00265$$

$$\beta_{vmpp} := -0,0034$$

$$V_{oc} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máxInv}}{V_{oc} \cdot \left(1 - \beta_{voc} \cdot (T_{amb} - T_{mín}) \right)} = 13,8491$$

$$N2 := \frac{V_{partInv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{vmpp} \cdot (T_{amb} - T_{máx}) \right) \right)} = 5,7441$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$N_a := 11$$

$$V_{máx} := N_a \cdot V_{oc} \cdot \left(1 - \left(\beta_{voc} \cdot (T_{amb} - T_{mín}) \right) \right) = 595,7051 \text{ Vcc}$$

$$V_{mín} := N_a \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{vmpp} \cdot (T_{amb} - T_{máx}) \right) \right) = 383,0035 \text{ Vcc}$$

Teste do Arranjo em Paralelo por MPPT:

$$I_{mpp} := 13,12 \text{ A} \quad \text{Corrente série do módulo fotovoltaico em suas condições nominais}$$

$$I_{cc} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{invMPPT} := 26 \text{ A} \quad \text{Corrente máxima por MPPT do inversor}$$

Quantidade máxima de conjuntos paralelo por MPPT

$$Q_{\text{de}}_{\text{Parlo}} := \frac{I_{\text{invMPPT}}}{I_{\text{mpp}}} = 1,9817$$

Corrente por MPPT:

$$I_{\text{entMppt}} := I_{\text{mpp}} \cdot 2 = 26,24 \text{ A}$$

$$I_{\text{máxMppt}} := I_{\text{cc}} \cdot 2 = 27,96 \text{ A}$$

Conclusão: O arranjo fotovoltaico possui 3 inversores de 20KW e será composto por 12 MPPT's, com uma string por MPPT e arranjo série de 11 módulos. Total de 132 Módulos.

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{\text{cc}} = 13,98 \text{ A}$$

$$I_{n_{\text{inf}}} := 1,5 \cdot I_{\text{cc}} = 20,97 \text{ A}$$

$$I_{n_{\text{sup}}} := 2,4 \cdot I_{\text{cc}} = 33,552 \text{ A}$$

$$(I_{n_{\text{inf}}} < I_n) < I_{n_{\text{sup}}}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 44A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,57 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares
 que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,56$$

$$I_{z'} := I_z \cdot F_{AC} = 29,68 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida $I_{z'}$ é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm² pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída dos inversores até quadro de proteção

Inversor de 20kW

$$P_{\text{máx_ap_20kW}} := 22 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_20KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_20kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 57,735 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_20KW}} := I_{\text{Saída_20KW}} \cdot 1,25 = 72,1688 \text{ A} \quad \boxed{\text{Corrente a ser considerada}}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 25mm² conduz uma corrente até 117A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 20kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 22kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{Saída_corrigida_75KW} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(72,1688 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 117 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 25mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do QUADRO DE PROTEÇÃO em Tensão de 220V até o ponto de conexão do microgerador - PROTEÇÃO GERAL:

$$P_{TOTAL} := 3 \cdot 22 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{TOTAL} := \frac{P_{TOTAL}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 173,2051 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 95mm² conduz uma corrente até 269A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QDG dos inversores

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{TOTAL,KW} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(173,2051 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 269 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 200A

Capacidade de interrupção: 40kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 690V

Logo, o cabo de 95mm² HEPR na saída do QDG em 220V até o ponto de conexão do microgerador atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Proteção Contra Surtos de Tensão

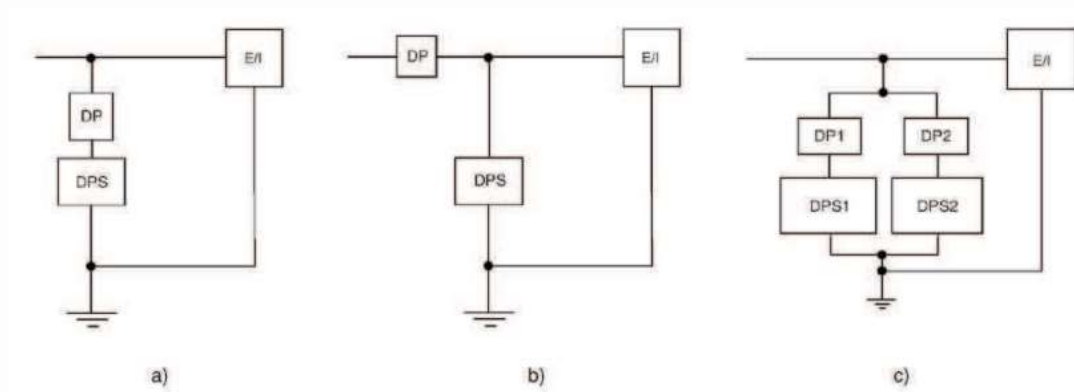
Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V



DP: dispositivo de proteção contra sobrecorrentes
 DPS: dispositivo de proteção contra surtos
 E/I: equipamento/instalação a ser protegida contra sobretensões

Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS e/ou DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância a + b indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

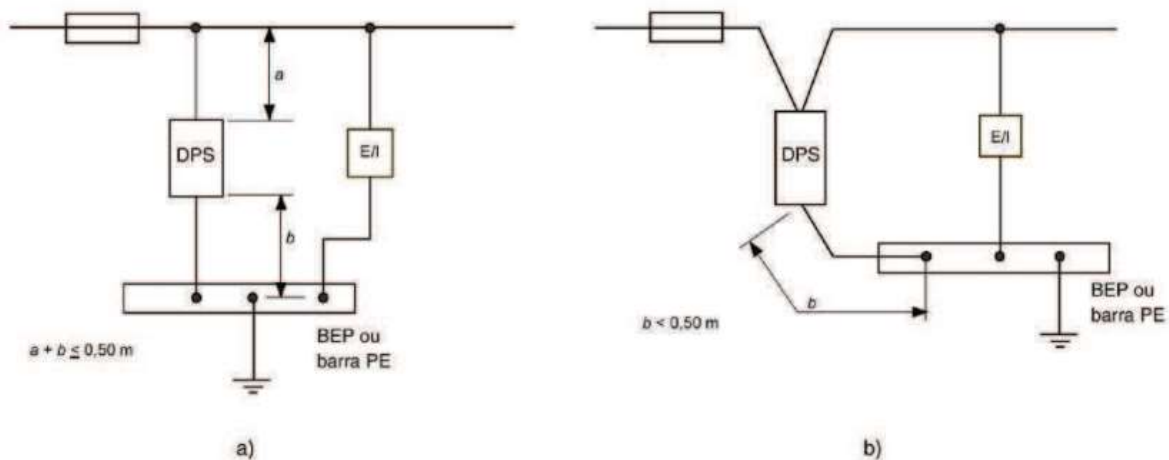


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Queda de Tensão do Lado C.A

TRECHO 1: Do inversor até o QDG

$$\rho := 56 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \Omega}$$

$$V := 220 \text{ V}$$

$$L1 := 20 \text{ m}$$

$$I1 := 80 \text{ A}$$

$$S1 := 25 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{100 \cdot \left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L1 \cdot I1}{S1 \cdot V} = 0,5195$$

TRECHO 2: Do QDG até o Medidor

$$L2 := 100 \text{ m}$$

$$I2 := 200 \text{ A}$$

$$S2 := 95 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{100 \cdot \left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L2 \cdot I2}{S2 \cdot V} = 1,7088$$

Memorial de Cálculo: CMEI Eliza R. C. Padoan

MUNICÍPIO DE PATO BRANCO

UC:100122752

Irradiação solar diária média mensal do local:

obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo.


 PREFEITURA DE
PATO BRANCO

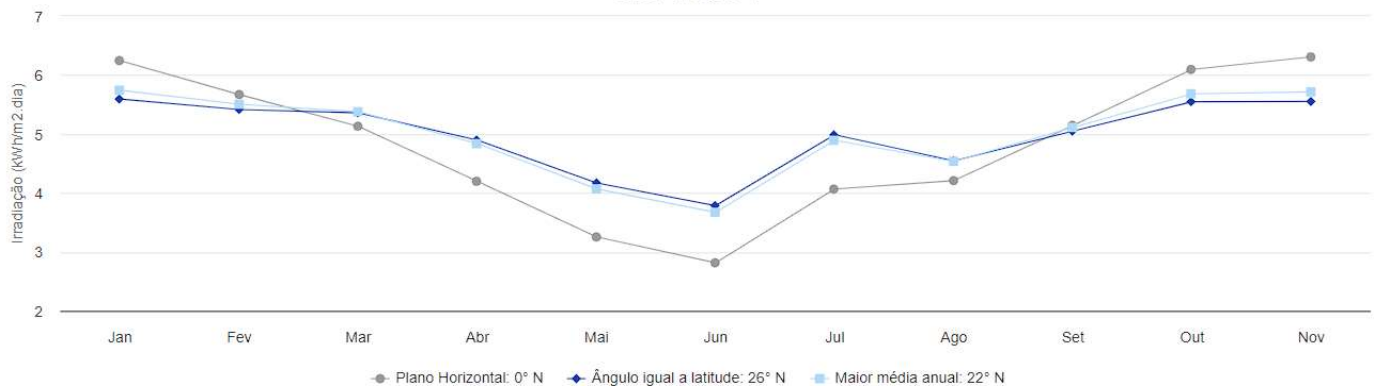
Cálculo no Plano Inclinado

 Estação: Pato Branco
 Município: Pato Branco, PR - BRASIL
 Latitude: 26,301° S
 Longitude: 52,649° O
 Distância do ponto de ref. (26,265361° S; 52,689605° O): 5,7 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,25	5,67	5,13	4,20	3,25	2,82	3,08	4,07	4,21	5,15	6,10	6,31	4,68	3,49
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,59	5,42	5,36	4,90	4,17	3,78	4,08	4,99	4,54	5,05	5,55	4,91	1,81	
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	22° N	5,74	5,51	5,38	4,84	4,07	3,67	3,96	4,89	4,54	5,11	5,68	4,92	2,07	
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,62	4,71	4,99	4,92	4,43	4,13	4,41	5,16	4,35	4,49	4,64	4,52	4,61	1,03

Irradiação Solar no Plano Inclinado -Pato Branco-Pato Branco, PR-BRASIL

26,301° S; 52,649° O



FONTE: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Brito - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ dia}}$$

$$E := 8350 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

$$H_{TOTAL} := Irradiância \cdot 30 \frac{\text{dia}}{\text{mês}}$$

$$TD := 80,623 \%$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$G_{STC} := 1 \cdot \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}$$

$$Perdas = 19,377 \%$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{fv} := \frac{E \cdot G_{STC}}{H_{TOTAL} \cdot TD} = 70454,74 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$P_{mód} := 550 \frac{\text{W}}{\text{Módulos}}$$

$$N_{mód} := \frac{P_{fv}}{P_{mód}} = 128,0995 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{mód}; 0) = 128 \text{ Módulos}$$

$$P_{fv,real} := \text{round}(N_{mód}; 0) \cdot P_{mód} = 70400 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fv,real} = 70400 \text{ W}$$

$$Eg := \frac{P_{fv,real} \cdot TD \cdot H_{TOTAL}}{G_{STC}} = 8343,513 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{INV} := (25 \cdot 2) \text{ kW}$$

$$Q_{TOTAL,INV} := \text{round} \left(\frac{P_{fv,real}}{P_{mód}}; 0 \right) = 128 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fv,real}}{P_{INV}} = 1,408$$

**Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR DE 25KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máx,inv} := 1100 \text{ Vcc} \quad T_{mínima} := -8$$

$$V_{part,inv} := 140 \text{ Vcc} \quad T_{máxima} := 75$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right)} = 20,3121$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right)} = 4,0209$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$Na := 16$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 866,4802 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 557,096 \text{ Vcc}$$

Teste do Arranjo em Paralelo por MPPT:

$$I_{mpp} := 13,12 \text{ A}$$

$$I_{cc} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{INV,MPP} := 28 \text{ A}$$

Quantidade máxima de conjuntos paralelo por MPPT

$$Q_{Parlo} := \frac{I_{INV,MPPT}}{I_{mpp}} = 2,1341$$

Corrente por MPPT:

$$I_{ent,MPPT} := I_{mpp} \cdot 2 = 26,24 \text{ A}$$

$$I_{máx,MPPT} := I_{cc} \cdot 2 = 27,96 \text{ A}$$

**Conclusão: O arranjo fotovoltaico será composto por:
2 inversores de 25KW com 2 MPPT's, com duas strings por MPPT e arranjo série de 16 módulos.
Total de 64 Módulos por inversor.**

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{cc} = 13,98 \text{ A}$$

$$In_{inf} := 1,5 \cdot I_{cc} = 20,97 \text{ A}$$

$$In_{sup} := 2,4 \cdot I_{cc} = 33,552 \text{ A}$$

$$(In_{inf} < In) < In_{sup}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 44A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

- a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,52 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,52$$

$$I_{z'} := I_z \cdot F_{AC} = 27,56 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida $I_{z'}$ é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm² pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída do inversor até o autotransformador em Tensão de 380V:

Inversor de 25kW

$$P_{\text{máx_ap_25kW}} := 25 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 380 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_25KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_25kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 37,9836 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_25KW}} := I_{\text{Saída_25KW}} \cdot 1,25 = 47,4795 \text{ A}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 16mm² conduz uma corrente até 175A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 75kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 25kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{\text{Saída_corrigida_75KW}} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(47,4795 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 88 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 63A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 16mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do quadro de proteção em Tensão de 380V até o autotransformador de 55kVA a seco:

$$P_{25kW} := 2 \cdot 25 \text{ kW} \quad V_{CA} := 380 \text{ V}$$

$$I_{25kW} := \frac{P_{25kW}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 75,9671 \text{ A} \quad I_{\text{corrigida}} := I_{25kW} \cdot 1,25 = 94,9589 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 35mm² conduz uma corrente até 144A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A dos inversores

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{75KW} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(94,9589 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 144 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 100A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 35mm² HEPR na saída do QGE em 380V até o autotransformador, atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhid

Cabeamento C.A - Saída do Autotransformador 55kVA à seco em 220V até o ponto de conexão:

$$P_{25kW} := 2 \cdot 25 \text{ kVA} \quad V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{25KW} := \frac{P_{25kW}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 131,216 \text{ A} \quad I_{corrigida} := I_{25KW} \cdot 1,14 = 149,5862 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 50mm² conduz uma corrente até 175A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A dos inversores

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{75KW} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(149,5862 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 175 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 150A

Capacidade de interrupção: 40kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 50mm² HEPR na saída do QGE do autotransformador em 220V até o ponto de conexão, atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Proteção Contra Surtos de Tensão

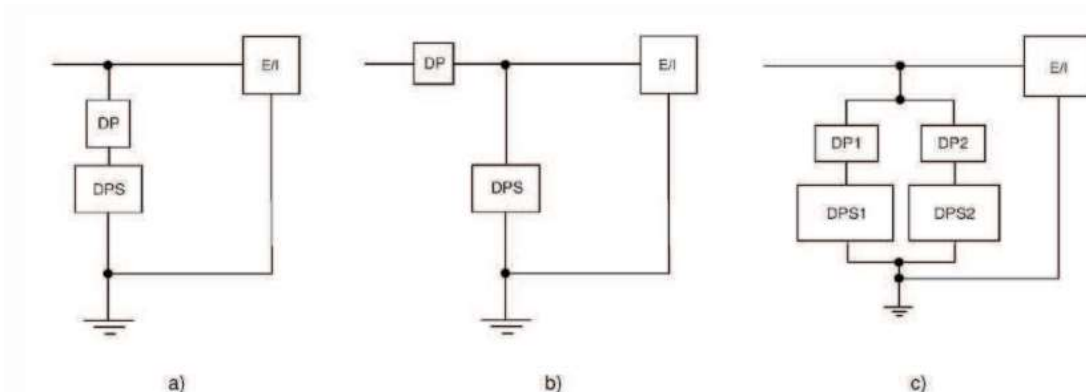
Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V



DP: dispositivo de proteção contra sobrecorrentes
 DPS: dispositivo de proteção contra surtos
 E/I: equipamento/instalação a ser protegida contra sobretensões

Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS, DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância a + b indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

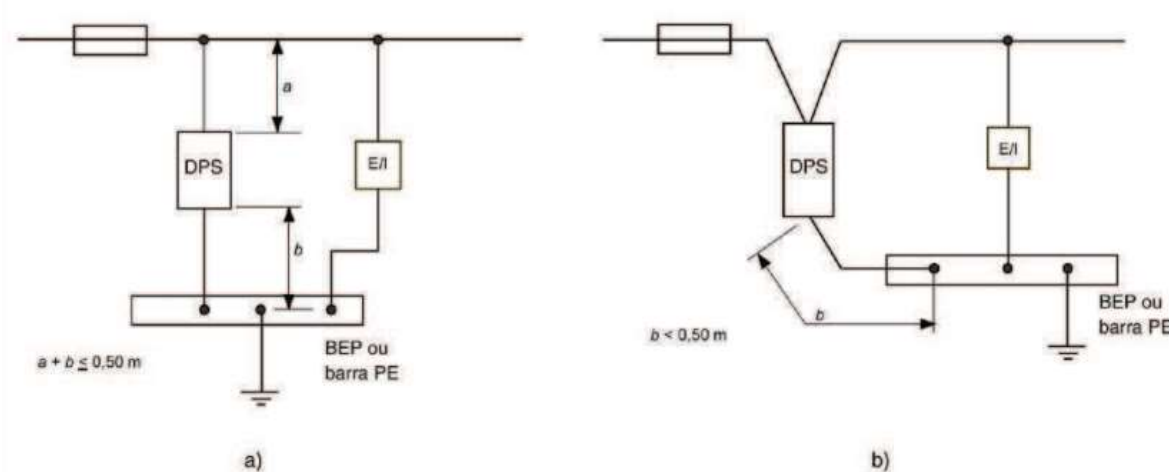


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Queda de Tensão do Lado C.A

TRECHO 1: Do inversor até o QDG

$$\rho := 56 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \Omega}$$

$$V_1 := 380 \text{ V}$$

$$L_1 := 10 \text{ m}$$

$$I_1 := 100 \text{ A}$$

$$S_1 := 35 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V := \frac{\frac{1}{\rho} \cdot L_1 \cdot I_1}{S_1 \cdot V_1} = 0,1343 \%$$

TRECHO 2: Do AutoTransformador até o ponto de conexão

$$V_2 := 220 \text{ V}$$

$$L_2 := 50 \text{ m}$$

$$I_2 := 150 \text{ A}$$

$$S_2 := 50 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V := \frac{\frac{1}{\rho} \cdot L_2 \cdot I_2}{S_2 \cdot V_2} = 1,2175 \%$$

Memorial de Cálculo: CMEI Enedina Colla

IGUACU
ENGENHARIA
ELETRICA
LTD.A:418518680001
82

Assinado de forma digital por IGUACU ENGENHARIA ELETRICA LTD.A:41851868000182
Dados: 2023.05.30 17:40:46 -03'00'



MUNICÍPIO DE PATO BRANCO

UC: 94352038



Irradiação solar diária média mensal do local:

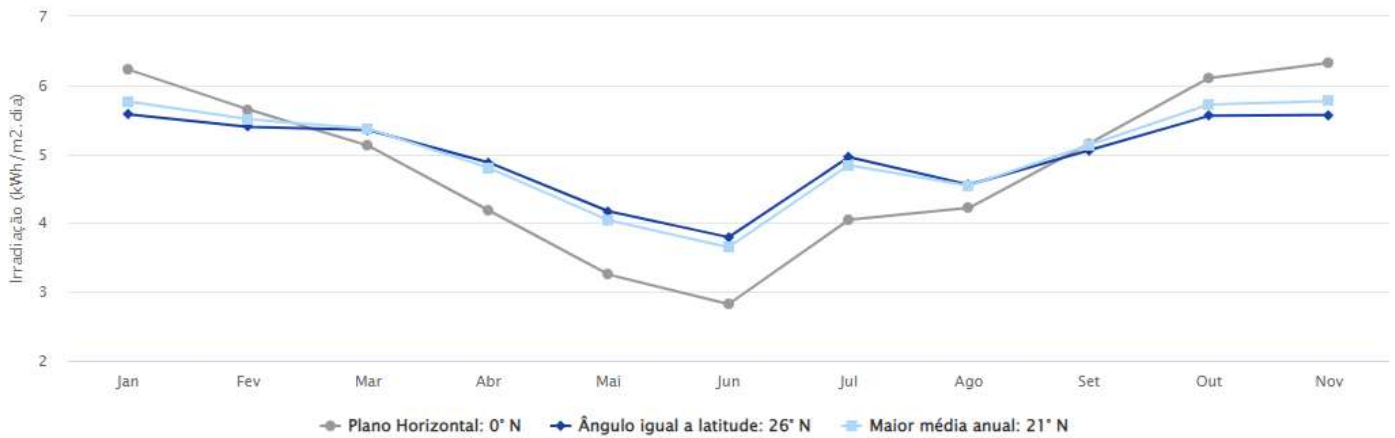
obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo.

Estação: Vitorino
Município: Vitorino, PR - BRASIL
Latitude: 26,301° S
Longitude: 52,749° O
Distância do ponto de ref. (26,260145° S; 52,718131° O): 5,5 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,23	5,65	5,12	4,18	3,25	2,82	3,09	4,05	4,22	5,15	6,11	6,33	4,68	3,51
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,58	5,40	5,35	4,88	4,17	3,79	4,09	4,96	4,56	5,06	5,56	5,57	4,91	1,78
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,76	5,51	5,37	4,80	4,04	3,65	3,94	4,84	4,54	5,13	5,72	5,77	4,92	2,12
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,61	4,70	4,98	4,90	4,43	4,14	4,42	5,13	4,36	4,50	4,65	4,53	4,61	,99

Irradiação Solar no Plano Inclinado –Vitorino–Vitorino, PR–BRASIL

26,301° S; 52,749° O



— Plano Horizontal: 0° N — Ângulo igual a latitude: 26° N — Maior média anual: 21° N
 FONTE: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Brito - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{kWh}{m^2 \text{ dia}}$$

$$E := 11200 \frac{kWh}{mês}$$

$$H_{TOTAL} := Irradiância \cdot 30 \frac{dia}{mês}$$

$$TD := 74,523 \%$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$G_{STC} := 1 \cdot \frac{kW}{(m^2)}$$

$$Perdas = 25,477 \%$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{fv} := \frac{E \cdot G_{STC}}{H_{TOTAL} \cdot TD} = 102237,53 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$P_{mód} := 550 \frac{W}{Módulos}$$

$$N_{mód} := \frac{P_{fv}}{P_{mód}} = 185,8864 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{mód}; 0) = 186 \text{ Módulos}$$

$$P_{fv,real} := \text{round}(N_{mód}; 0) \cdot P_{mód} = 102300 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica**real:**

$$P_{fv,real} = 102300 \text{ W}$$

$$E_{GERADA} := \frac{P_{fv,real} \cdot TD \cdot H_{TOTAL}}{G_{STC}} = 11206,8433 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{INV} := 75 \text{ kW} \quad \text{Deve-se escolher um inversor que atenda a Potência fotovoltaica real}$$

$$Q_{TOTAL,INV} := \text{round} \left(\frac{P_{fv,real}}{P_{mód}}; 0 \right) = 186 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fv,real}}{P_{INV}} = 1,364 \quad \text{Fator de sobredimensionamento}$$

**Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máx,inv} := 1100 \text{ Vcc} \quad V_{part,inv} := 250 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := 0 - 8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right)} = 20,3121$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right)} = 7,1801$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$Na := 15$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 812,3252 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 522,2775 \text{ Vcc}$$

$$Na := 16$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 866,4802 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 557,096 \text{ Vcc}$$

Teste do Arranjo em Paralelo por MPPT:

$$I_{mpp} := 13,12 \text{ A} \quad \text{Corrente série do módulo fotovoltaico em suas condições nominais}$$

$$I_{cc} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{INV,MPPT} := 26 \text{ A} \quad \text{Corrente máxima por MPPT do inversor}$$

Quantidade máxima de conjuntos paralelo por MPPT

$$Q_{Parlo} := \frac{I_{INV,MPP}}{I_{mpp}} = 1,9817$$

Corrente por MPPT:

$$I_{ent,Mppt} := I_{mpp} \cdot 2 = 26,24 \text{ A} \quad \text{Corrente em condições nominais}$$

$$I_{máx,Mppt} := I_{cc} \cdot 2 = 27,96 \text{ A} \quad \text{Corrente em condições de curto-circuito}$$

Conclusão: O arranjo fotovoltaico será composto por 6 MPPT's, sendo 3 MPPT's com duas strings por MPPT e arranjo série de 16 módulos e 3 MPPT com duas strings e arranjo série de 15 módulos. Total de 186 Módulos.

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{cc} = 13,98 \text{ A}$$

$$In_{inf} := 1,5 \cdot I_{cc} = 20,97 \text{ A}$$

$$In_{sup} := 2,4 \cdot I_{cc} = 33,552 \text{ A}$$

$$(In_{inf} < In) < In_{sup}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 44A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

- a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,50 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,50$$

$$I_z := I_z \cdot F_{AC} = 26,5 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida I_z' é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm² pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída do inversor até o autotransformador em Tensão de 380V:

Inversor de 75kW

$$P_{\text{máx_ap_75kW}} := 75 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 380 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_75KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_75kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 113,9507 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_75KW}} := I_{\text{Saída_75KW}} \cdot 1,25 = 142,4384 \text{ A} \quad \text{Corrente a ser considerada}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 50mm² conduz uma corrente até 175A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 75kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 75kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{Saída_corrigida_75KW} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(142,44 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 175 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 150A

Capacidade de interrupção: 30kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 690V

Logo, o cabo de 50mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do autotransformador em Tensão de 220V até o ponto de conexão do microgerador - PROTEÇÃO GERAL: QGBT

$$P_{75kW} := 75 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{75kW} := \frac{P_{\text{máx_ap_75kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 196,824 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 95mm² conduz uma corrente até 269A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 75kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{75KW} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(196,82 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 269 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 200A

Capacidade de interrupção: 40kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 690V

Logo, o cabo de 95mm² HEPR na saída do autotransformador em 220V até o ponto de conexão do microgerador atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Proteção Contra Surtos de Tensão

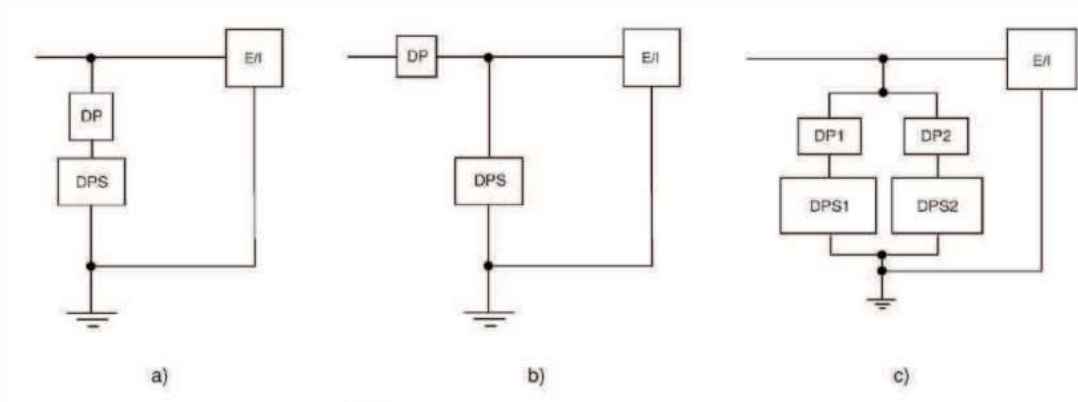
Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V



DP: dispositivo de proteção contra sobrecorrentes
 DPS: dispositivo de proteção contra surtos
 E/I: equipamento/instalação a ser protegida contra sobretensões

Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS, DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância a + b indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

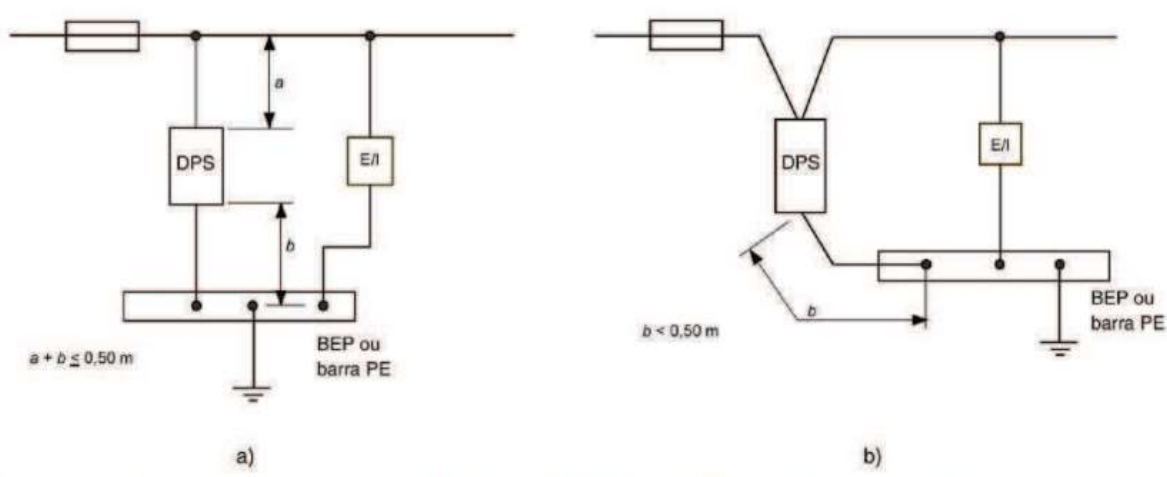


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Queda de Tensão do Lado C.A

TRECHO 1: Do inversor até o AutoTransformador em 380 V

$$\rho := 56 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \Omega}$$

$$V_1 := 380 \text{ V}$$

$$L1 := 10 \text{ m}$$

$$I1 := 150 \text{ A}$$

$$S1 := 50 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{100 \cdot \left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L1 \cdot I1}{S1 \cdot V_1} = 0,141$$

TRECHO 2: Do AutoTransformador até o ponto de conexão

$$V_2 := 220 \text{ V}$$

$$L2 := 20 \text{ m}$$

$$I2 := 200 \text{ A}$$

$$S2 := 95 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{100 \cdot \left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L2 \cdot I2}{S2 \cdot V_2} = 0,3418$$

Memorial de Cálculo: CMEI São Francisco

IGUACU
ENGENHARIA
ELETRICA
LTDA:418518680
00182

Assinado de forma digital por
IGUACU ENGENHARIA ELETRICA
LTDA:4185186800182
Data: 2023.05.31 13:43:45 -03'00'



PREFEITURA DE
PATO BRANCO

MUNICÍPIO DE PATO BRANCO

UC: 95630066

Irradiação solar diária média mensal do local:

obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo.

Estação: Pato Branco

Município: Pato Branco, PR - BRASIL

Latitude: 26,201° S

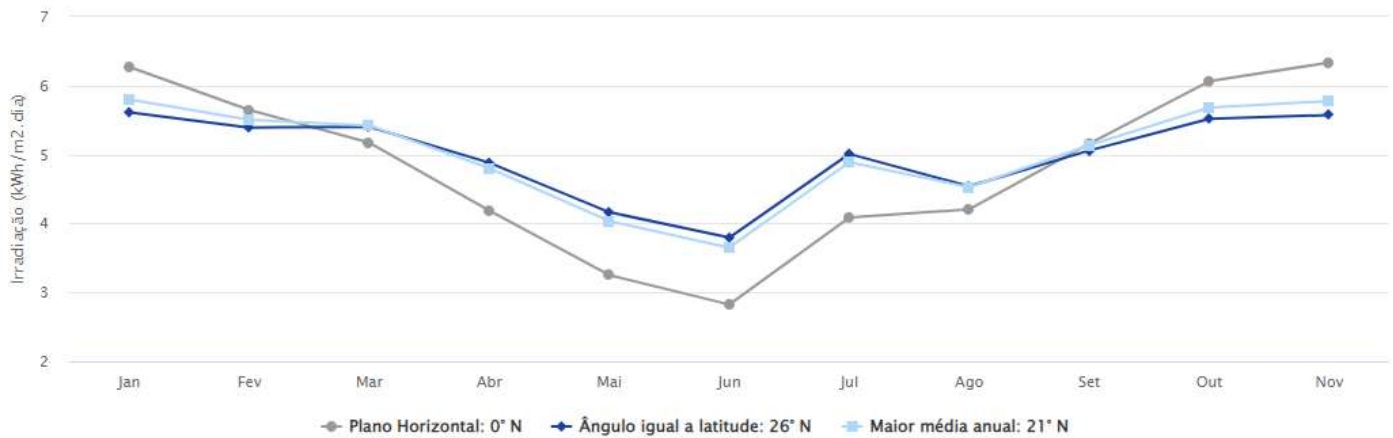
Longitude: 52,649° O

Distância do ponto de ref. (26,194483° S; 52,663642° O): 1,6 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,27	5,65	5,17	4,19	3,25	2,82	3,08	4,09	4,21	5,16	6,06	6,34	4,69	3,51
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,61	5,39	5,40	4,88	4,16	3,80	4,07	5,01	4,54	5,06	5,52	5,57	4,92	1,82
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,80	5,50	5,42	4,80	4,03	3,65	3,93	4,89	4,53	5,13	5,68	5,78	4,93	2,15
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,63	4,69	5,03	4,90	4,42	4,14	4,40	5,18	4,34	4,50	4,62	4,53	4,62	1,04

Irradiação Solar no Plano Inclinado –Pato Branco–Pato Branco, PR-BRASIL

26,201° S; 52,649° O



FONTE: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Brito - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ dia}}$$

$$E := 8150 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

$$H_{TOTAL} := Irradiância \cdot 30 \frac{\text{dia}}{\text{mês}}$$

$$TD := 84,011 \%$$

$$G_{STC} := 1 \cdot \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}$$

$$P_{mód} := 550 \frac{\text{W}}{\text{Módulos}}$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$Perdas = 15,989 \%$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{fv} := \frac{E \cdot G_{STC}}{H_{TOTAL} \cdot TD} = 65993,95 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$N_{mód} := \frac{P_{fv}}{P_{mód}} = 119,989 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{mód}; 0) = 120 \text{ Módulos}$$

$$P_{fv,real} := \text{round}(N_{mód}; 0) \cdot P_{mód} = 66000 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fv,real} = 66000 \text{ W}$$

$$E_{GERADA} := \frac{P_{fv,real} \cdot TD \cdot H_{TOTAL}}{G_{STC}} = 8150,7472 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{INV} := (10,5 + 5 + 6 + 6 + 10,5 + 7 + 5) \text{ kW}$$

$$Q_{TOTAL,INV} := \text{round} \left(\frac{P_{fv,real}}{P_{mód}}; 0 \right) = 120 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fv,real}}{P_{INV}} = 1,32$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:**DADOS DE INVERSOR DE 10KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máx,inv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := 0 - 8$$

$$V_{part,inv} := 80 \text{ Vcc}$$

$$T_{máxima} := 75$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima} \right) \right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima} \right) \right) \right)} = 2,2976$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$Na := 8$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima} \right) \right) \right) = 433,2401 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima} \right) \right) \right) = 278,548 \text{ Vcc}$$

$$Na := 9$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima} \right) \right) \right) = 487,3951 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima} \right) \right) \right) = 313,3665 \text{ Vcc}$$

DADOS DE INVERSOR DE 5KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO

$$V_{m\acute{a}x,inv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{m\acute{i}nima} := 0 - 8 \quad T_{m\acute{a}xima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{m\acute{a}x,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima}\right)\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima}\right)\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do aranje em série por MPPT:

$$Na := 6$$

$$V_{m\acute{a}xima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima}\right)\right)\right) = 324,9301 \text{ Vcc}$$

$$V_{m\acute{i}nima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima}\right)\right)\right) = 208,911 \text{ Vcc}$$

DADOS DE INVERSOR DE 6KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO

$$V_{m\acute{a}x,inv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{m\acute{i}nima} := 0 - 8 \quad T_{m\acute{a}xima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{m\acute{a}x,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima}\right)\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima}\right)\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do aranje em série por MPPT:

$$Na := 7$$

$$V_{m\acute{a}xima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima}\right)\right)\right) = 379,0851 \text{ Vcc}$$

$$V_{m\acute{i}nima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima}\right)\right)\right) = 243,7295 \text{ Vcc}$$

$N_a := 8$

$$V_{m\acute{a}xima} := N_a \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima} \right) \right) \right) = 433,2401 \text{ Vcc}$$

$$V_{m\acute{i}nima} := N_a \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima} \right) \right) \right) = 278,548 \text{ Vcc}$$

DADOS DE INVERSOR DE 7KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO

$$V_{m\acute{a}x,inv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$T_{m\acute{a}xima} := 75$$

$$V_{part,inv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{m\acute{i}nima} := 0 - 8$$

$$\beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{m\acute{a}x,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima} \right) \right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima} \right) \right) \right)} = 3,4464$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$N_a := 9$

$$V_{m\acute{a}xima} := N_a \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima} \right) \right) \right) = 487,3951 \text{ Vcc}$$

$$V_{m\acute{i}nima} := N_a \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima} \right) \right) \right) = 313,3665 \text{ Vcc}$$

Conclusão: O arranjo fotovoltaico será composto por:

- 1 inversor de 10KW com 3 MPPT's, 2 MPPT com uma string e arranjo série de 9 módulos e 1 MPPT com uma string e arranjo série de 8 módulos;
 - 1 inversor de 5KW com 2 MPPT's, com uma string por MPPT e arranjo série de 6 módulos;
 - 1 inversor de 6KW com 2 MPPT's, com uma string por MPPT e arranjo série de 8 módulos e outra MPPT e arranjo série de 7 módulos;
 - 1 inversor de 6KW com 2 MPPT's, com uma string por MPPT e arranjo série de 8 módulos e outra MPPT e arranjo série de 7 módulos;
 - 1 inversor de 10KW com 3 MPPT's, com uma string por MPPT e arranjo série de 8 módulos;
 - 1 inversor de 7KW com 2 MPPT's, com uma string por MPPT e arranjo série de 9 módulos;
 - 1 inversor de 5KW com 1 MPPT's, com uma string por MPPT e arranjo série de 10 módulos;
- Total de 120 Módulos.

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{cc} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{n_{inf}} := 1,5 \cdot I_{cc} = 20,97 \text{ A}$$

$$I_{n_{sup}} := 2,4 \cdot I_{cc} = 33,552 \text{ A}$$

$$(I_{n_{inf}} < I_n) < I_{n_{sup}}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 44A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,57 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares
 que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,56$$

$$I_z' := I_z \cdot F_{AC} = 29,68 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida I_z' é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm^2 pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A da saída dos inversores

Inversor de 10,5kW

$$P_{\text{máx_ap_10,5kW}} := 10,5 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_10,5KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_10,5kW}}}{V_{CA}} = 47,7273 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_10,5KW}} := I_{\text{Saída_10,5KW}} \cdot 1,25 = 59,6591 \text{ A}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 16mm² conduz uma corrente até 100A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 10,5kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 10,5kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{\text{Saída_corrigida_10,5KW}} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(59,6591 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 100 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80A
 Capacidade de interrupção: 10kA
 Número de Polos: 2
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 16mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Inversor de 7kW

$$P_{\text{máx_ap_7kW}} := 7,7 \text{ kW A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_7KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_7kW}}}{V_{CA}} = 35 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_7KW}} := I_{\text{Saída_7KW}} \cdot 1,25 = 43,75 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 10mm² conduz uma corrente até 75A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 7kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 7kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{\text{Saída_corrigida_7KW}} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(43,75 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 75 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 50A
 Capacidade de interrupção: 10kA
 Número de Polos: 2
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 10mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Inversor de 6kW

$$P_{\text{máx_ap_6kW}} := 6 \text{ kW A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_6KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_6kW}}}{V_{CA}} = 27,2727 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_6KW}} := I_{\text{Saída_6KW}} \cdot 1,25 = 34,0909 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 6mm² conduz uma corrente até 54A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 6kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 6kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{Saída_corrigida_6KW} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(34,0909 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 54 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 40A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 2

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 6mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Inversor de 5kW

$$P_{máx_ap_5kW} := 5,5 \text{ kW A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{Saída_5KW} := \frac{P_{máx_ap_5kW}}{V_{CA}} = 25 \text{ A}$$

$$I_{Saída_corrigida_5KW} := I_{Saída_5KW} \cdot 1,25 = 31,25 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 6mm² conduz uma corrente até 54A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 5kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 5kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{Saída_corrigida_5KW} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(31,25 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 54 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 40A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 2

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 6mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Proteção Contra Surtos de Tensão

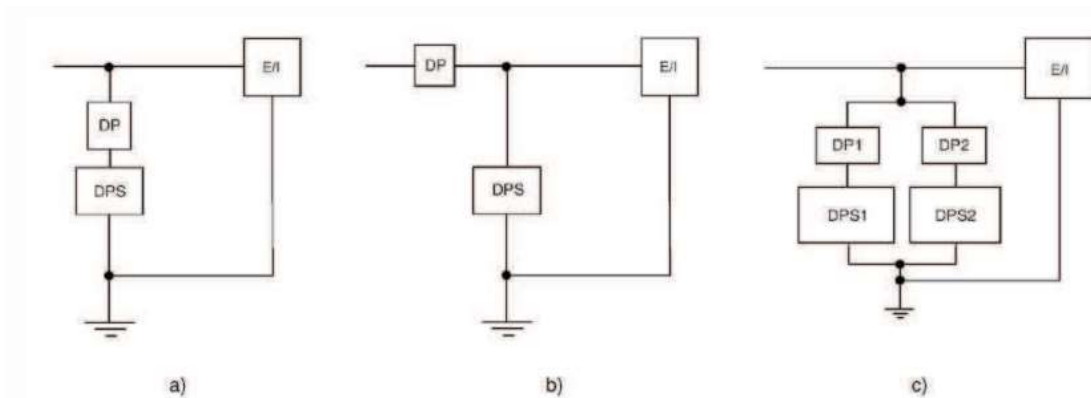
Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V



DP: dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

DPS: dispositivo de proteção contra surtos

E/I: equipamento/instalação a ser protegida contra sobretensões

Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS, DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância $a + b$ indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

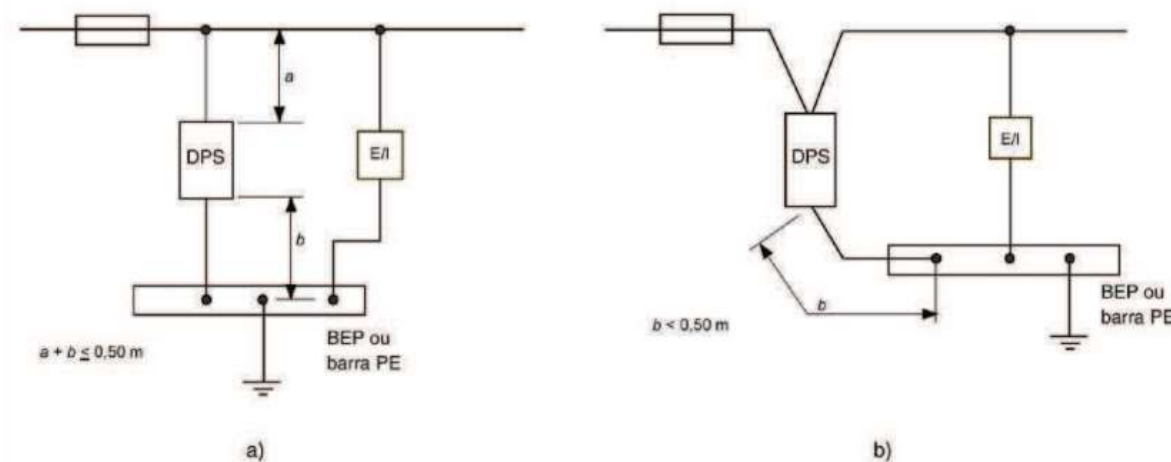


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Memorial de Cálculo: Espaço Edu. Urb. São João

IGUACU
ENGENHARIA
ELETRICA
LTDA:41851868000
182

Assinado de forma
digital por IGUACU
ENGENHARIA ELETRICA
LTDA:41851868000182
Dados: 2023.08.15
14:26:45 -03'00'



MUNICÍPIO DE PATO BRANCO

UC: 94845328



PREFEITURA DE
PATO BRANCO

Irradiação solar diária média mensal do local:

obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo.

Estação: Pato Branco

Município: Pato Branco, PR - BRASIL

Latitude: 26,201° S

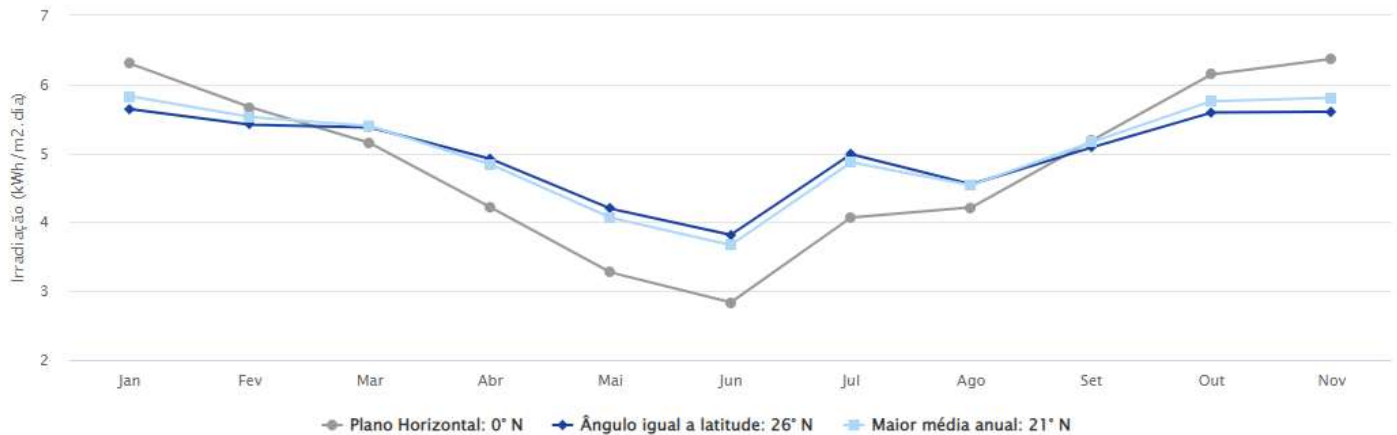
Longitude: 52,749° O

Distância do ponto de ref. (26,233714° S; 52,713099° O): 5,1 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,30	5,67	5,15	4,22	3,27	2,84	3,09	4,07	4,21	5,18	6,15	6,37	4,71	3,53
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,64	5,42	5,38	4,92	4,20	3,82	4,09	4,99	4,55	5,08	5,59	5,60	4,94	1,83
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,83	5,53	5,40	4,84	4,07	3,67	3,95	4,87	4,54	5,16	5,76	5,81	4,95	2,16
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,65	4,71	5,00	4,94	4,46	4,16	4,42	5,16	4,35	4,52	4,67	4,56	4,64	1,00

Irradiação Solar no Plano Inclinado -Pato Branco-Pato Branco, PR-BRASIL

26,201° S; 52,749° O



FONTE: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Brito - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ dia}}$$

$$E := 11450 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

$$H_{TOTAL} := Irradiância \cdot 30 \frac{\text{dia}}{\text{mês}}$$

$$TD := 74,523 \% \quad Perdas := (1 - TD)$$

$$G_{STC} := 1 \cdot \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \quad Perdas = 25,477 \%$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{fv} := \frac{E \cdot G_{STC}}{H_{TOTAL} \cdot TD} = 104519,62 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$P_{mód} := 550 \frac{\text{W}}{\text{Módulos}}$$

$$N_{mód} := \frac{P_{fv}}{P_{mód}} = 190,0357 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{mód}; 0) = 190 \text{ Módulos}$$

$$P_{fv,real} := \text{round}(N_{mód}; 0) \cdot P_{mód} = 104500 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fv,real} = 104500 \text{ W}$$

$$E_{GERADA} := \frac{P_{fv,real} \cdot TD \cdot H_{TOTAL}}{G_{STC}} = 11447,8506 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{INV} := (30 + 20 + 9 + 8 + 7) \text{ kW} = 74000 \text{ W}$$

$$Q_{TOTAL,INV} := \text{round} \left(\frac{P_{fv,real}}{P_{mód}} ; 0 \right) = 190 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fv,real}}{P_{INV}} = 1,4122$$

Quantidades de Módulos por string:Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:**DADOS DE INVERSOR DE 30KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máx,inv} := 1100 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 200 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := 0 - 8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right)} = 20,3121$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right)} = 5,7441$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$Na := 20$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 1083,1002 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 696,37 \text{ Vcc}$$

Teste do Arranjo em Paralelo por MPPT:

$$I_{mpp} := 13,12 \text{ A}$$

$$I_{CC} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{INV,MPP} := 26 \text{ A}$$

Quantidade máxima de conjuntos paralelo por MPPT

$$Q_{Parlo} := \frac{I_{INV,MPP}}{I_{mpp}} = 1,9817$$

Corrente por MPPT:

$$I_{ent, Mppt} := I_{mpp} \cdot 1 = 13,12 \text{ A}$$

$$I_{máx, Mppt} := I_{cc} \cdot 1 = 13,98 \text{ A}$$

**Quantidades de Módulos por string:Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR DE 20KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máx, inv} := 750 \text{ Vcc}$$

$$V_{part, inv} := 200 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := 0 - 8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx, inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima}\right)\right)} = 13,8491$$

$$N2 := \frac{V_{part, inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima}\right)\right)\right)} = 5,7441$$

Teste do aranjeo em série por MPPT:

$$Na := 13$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima}\right)\right)\right) = 704,0151 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima}\right)\right)\right) = 452,6405 \text{ Vcc}$$

$$Na := 12$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima}\right)\right)\right) = 649,8601 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima}\right)\right)\right) = 417,822 \text{ Vcc}$$

Teste do Aranjeo em Paralelo por MPPT:

$$I_{mpp} := 13,12 \text{ A}$$

$$I_{sc} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{invMPPT} := 26 \text{ A}$$

Quantidade máxima de conjuntos paralelo por MPPT

$$QtdeParlo := \frac{I_{invMPPT}}{I_{mpp}} = 1,9817$$

Corrente por MPPT:

$$I_{entMppt} := I_{mpp} \cdot 1 = 13,12 \text{ A}$$

$$I_{máxMppt} := I_{sc} \cdot 1 = 13,98 \text{ A}$$

**Quantidades de Módulos por string:Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR DE 9KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máx,inv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := 0 - 8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima}\right)\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima}\right)\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do aranjeo em série por MPPT:

$$Na := 8$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima}\right)\right)\right) = 433,2401 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima}\right)\right)\right) = 278,548 \text{ Vcc}$$

**Quantidades de Módulos por string:Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR DE 8KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máx,inv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := 0 - 8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima}\right)\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima}\right)\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do aranjeo em série por MPPT:

$$Na := 10$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima}\right)\right)\right) = 541,5501 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima}\right)\right)\right) = 348,185 \text{ Vcc}$$

**Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR DE 7KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máx,inv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := 0 - 8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima}\right)\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima}\right)\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$Na := 8$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima}\right)\right)\right) = 433,2401 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima}\right)\right)\right) = 278,548 \text{ Vcc}$$

Conclusão: O arranjo fotovoltaico será composto por:

- 1 inversor de 30KW com 4 MPPT's, com uma strings por MPPT e arranjo série de 20 módulos;
 - 1 inversor de 20KW com 4 MPPT's, sendo 2 MPPT's com uma string por MPPT e arranjo série de 13 módulos e 2 MPPT's com uma string e arranjo série de 12 módulos;
 - 1 inversor de 9KW com 3 MPPT's, com uma string por MPPT e arranjo série de 8 módulos;
 - 1 inversor de 8KW com 2 MPPT's, com uma string por MPPT e arranjo série de 10 módulos;
 - 1 inversor de 7KW com 2 MPPT's, com uma string por MPPT e arranjo série de 8 módulos;
- Total de 190 Módulos.**

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{cc} = 13,98 \text{ A}$$

$$I_{n_{inf}} := 1,5 \cdot I_{cc} = 20,97 \text{ A}$$

$$I_{n_{sup}} := 2,4 \cdot I_{cc} = 33,552 \text{ A}$$

$$(I_{n_{inf}} < I_n) < I_{n_{sup}}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 44A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,52 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares
 que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,52$$

$$I_{z'} := I_z \cdot F_{AC} = 27,56 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida $I_{z'}$ é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm² pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída do inversor até o autotransformador em Tensão de 380V:

Inversor de 30kW

$$P_{\text{máx_ap_30kW}} := 33 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 380 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_30KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_30kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 50,1383 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_30KW}} := I_{\text{Saída_30KW}} \cdot 1,25 = 62,6729 \text{ A}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 25mm² conduz uma corrente até 117A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 30kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 30kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{\text{Saida_corrigida_30kW}} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(62,6729 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 117 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 25mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do autotransformador até o barramento principal:

$$P_{30kW} := 30 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{30KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_30kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 86,6025 \text{ A} \quad I_{30kW_Corrigida} := I_{30KW} \cdot 1,25 = 108,2532 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 35mm² conduz uma corrente até 144A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do autotrafo:

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{30kW_Corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(108,25 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 144 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 125A

Tipo do disjuntor: Caixa Moldada

Capacidade de interrupção: 40kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 35mm² HEPR na saída do autotransformador em 220V até o ponto de conexão do microgerador atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Inversor de 20kW até o QFV1 em 220V:

$$P_{\text{máx_ap_20kW}} := 20 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{20KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_20kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 52,4864 \text{ A} \quad I_{20KW_corrigida} := I_{20KW} \cdot 1,25 = 65,608 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 25mm² conduz uma corrente até 117A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 20kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{20KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(65,608 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 117 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80 A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 25mm² HEPR na saída do inversor de 20kW até o QFV1 em 220V atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Inversor de 9kW até o QFV1 em 220V:

$$P_{\text{máx_ap_9kW}} := 9,9 \text{ kW A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{9KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_9kW}}}{V_{CA}} = 45 \text{ A}$$

$$I_{9KW_corrigida} := I_{9KW} \cdot 1,25 = 56,25 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 16mm² conduz uma corrente até 100A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 9kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{9KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(56,25 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 100 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80 A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 2

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 16mm² HEPR na saída do inversor de 9kW até o QFV1 em 220V atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Inversor de 8kW até o barramento principal:

$$P_{\text{máx_ap_8kW}} := 8,8 \text{ kW A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{8KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_8kW}}}{V_{CA}} = 40 \text{ A}$$

$$I_{8KW_corrigida} := I_{8KW} \cdot 1,25 = 50 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 10mm² conduz uma corrente até 75A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 8kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{8KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(50 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 75 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 63 A
 Capacidade de interrupção: 10kA
 Número de Polos: 2
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 10mm² HEPR na saída do inversor de 8kW até o QFV1 em 220V atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Inversor de 7kW até o QFV1:

$$P_{\text{máx_ap_7kW}} := 7,7 \text{ kW A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{7KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_7kW}}}{V_{CA}} = 35 \text{ A}$$

$$I_{7KW_corrigida} := I_{7KW} \cdot 1,25 = 43,75 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 10mm² conduz uma corrente até 75A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 7kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{7KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(43,75 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 75 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 63 A
 Capacidade de interrupção: 10kA
 Número de Polos: 2
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 10mm² HEPR na saída do inversor de 7kW até o QFV1 em 220V os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do QFV1 até o barramento principal:

$$P_{QFV2} := 44 \text{ kW A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{QFV2} := \frac{P_{QFV2}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 115,4701 \text{ A}$$

$$I_{QFV2_corrigida} := I_{QFV2} \cdot 1,25 = 144,3376 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 50mm² conduz uma corrente até 175A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QFV1

A proteção do QFV2 deve satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{QFV2_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(144,3376 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 175 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 150 A
 Capacidade de interrupção: 40kA
 Número de Polos: 3
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 50mm² HEPR na saída do QFV1 até o barramento principal atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Quadro de proteção em Tensão de 220V até o ponto de conexão do microgerador - PROTEÇÃO GERAL:

$$P_{MÁXIMA} := (30 + 20 + 9 + 8 + 7) \text{ kV A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{MÁXIMA} := \frac{P_{MÁXIMA}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 194,1996 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 70mm² conduz uma corrente até 222A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QDG dos inversores

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{MÁXIMA} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(194,1996 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 222 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 200A
 Capacidade de interrupção: 20kA
 Número de Polos: 3
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 70mm² HEPR na saída do QDG em 220V até o ponto de conexão do microgerador atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Proteção Contra Surtos de Tensão

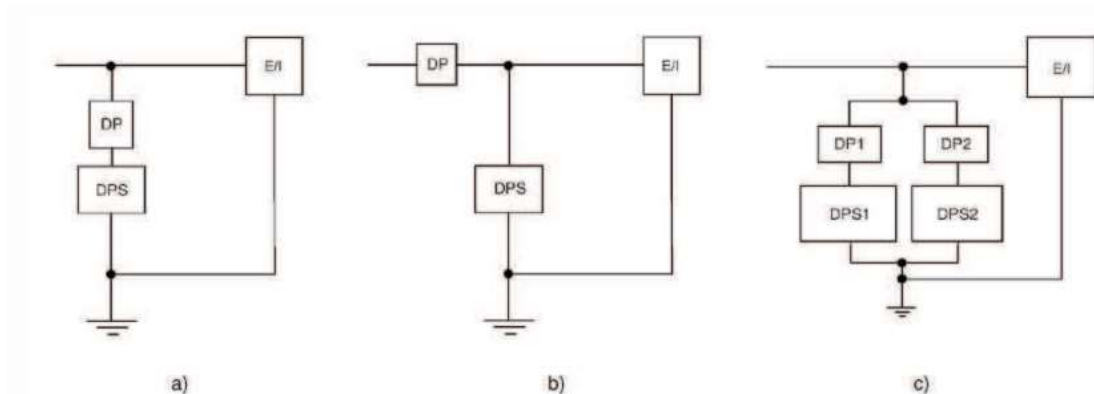
Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V



DP: dispositivo de proteção contra sobrecorrentes
 DPS: dispositivo de proteção contra surtos
 E/I: equipamento/instalação a ser protegida contra sobretensões

Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS, DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância a + b indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

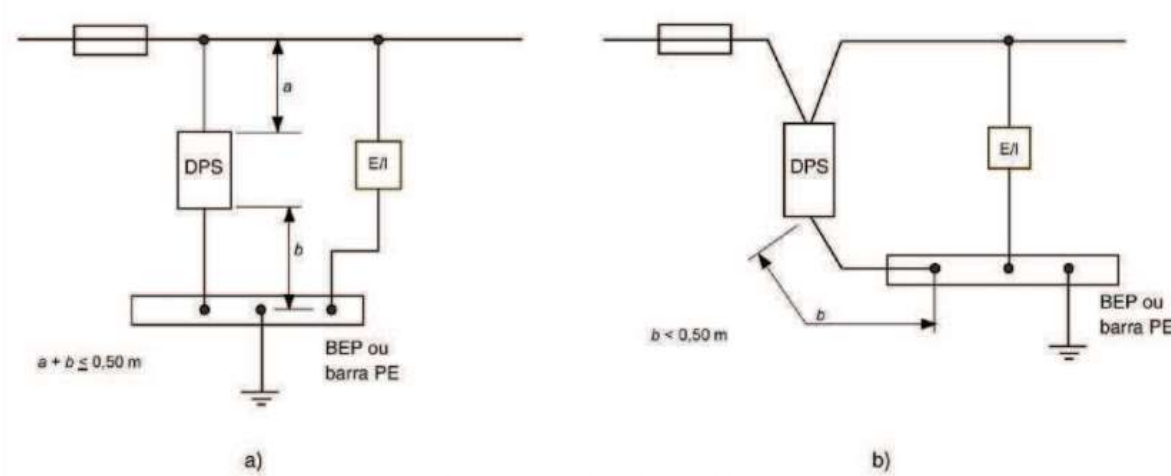


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Queda de Tensão do Lado C.A

TRECHO 1: Do inversor até o AutoTransformador em 380 V

$$\rho := 56 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \Omega}$$

$$V_1 := 380 \text{ V}$$

$$L1 := 10 \text{ m}$$

$$I1 := 150 \text{ A}$$

$$S1 := 50 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{100 \cdot \left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L1 \cdot I1}{S1 \cdot V_1} = 0,141$$

TRECHO 2: Do AutoTransformador até o ponto de conexão

$$V_2 := 220 \text{ V}$$

$$L2 := 50 \text{ m}$$

$$I2 := 200 \text{ A}$$

$$S2 := 95 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{100 \cdot \left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L2 \cdot I2}{S2 \cdot V_2} = 0,8544$$

Memorial de Cálculo: Escola Jardim Primavera

MUNICÍPIO DE PATO BRANCO

UC: 99416115

Irradiação solar diária média mensal do local:

obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo.



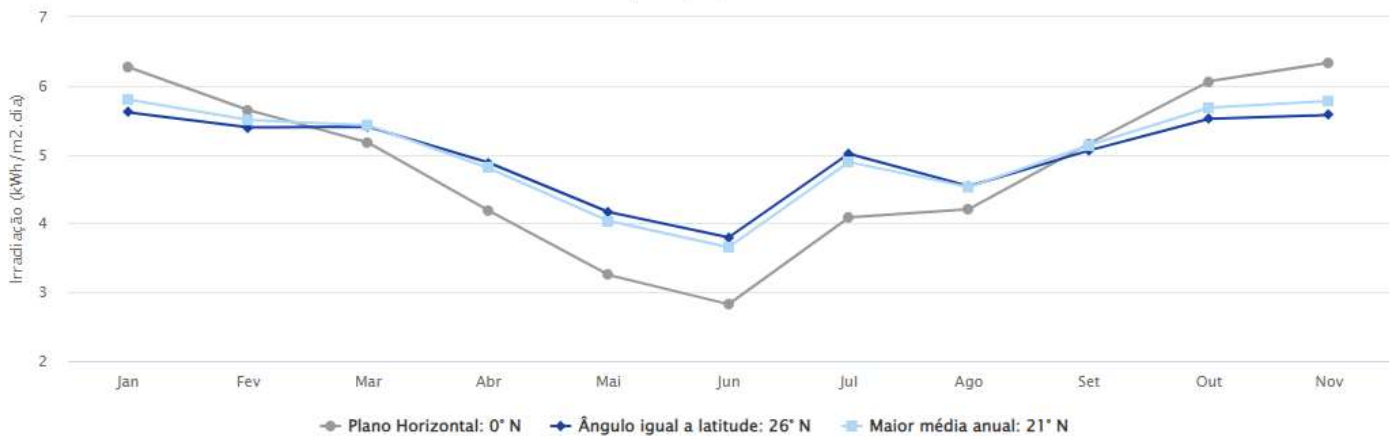
PREFEITURA DE PATO BRANCO

Estação: Pato Branco
Município: Pato Branco, PR - BRASIL
Latitude: 26,201° S
Longitude: 52,649° O
Distância do ponto de ref. (26,231426° S; 52,682821° O): 4,8 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,27	5,65	5,17	4,19	3,25	2,82	3,08	4,09	4,21	5,16	6,06	6,34	4,69	3,51
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,61	5,39	5,40	4,88	4,17	3,80	4,07	5,01	4,54	5,06	5,52	5,57	4,92	1,82
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,80	5,50	5,42	4,81	4,04	3,65	3,93	4,89	4,53	5,14	5,68	5,78	4,93	2,15
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,63	4,69	5,03	4,91	4,43	4,14	4,40	5,19	4,34	4,50	4,62	4,54	4,62	1,04

Irradiação Solar no Plano Inclinado –Pato Branco–Pato Branco, PR–BRASIL

26,201° S; 52,649° O



FORNTE: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Brito - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{kWh}{m^2 \text{ dia}}$$

$$E := 12400 \frac{kWh}{mês}$$

$$H_{TOTAL} := Irradiância \cdot 30 \frac{dia}{mês}$$

$$TD := 80,623 \%$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$G_{STC} := 1 \cdot \frac{kW}{(m^2)}$$

$$Perdas = 19,377 \%$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{fv} := \frac{E \cdot G_{STC}}{H_{TOTAL} \cdot TD} = 104627,39 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$P_{mód} := 550 \frac{W}{Módulos}$$

$$N_{mód} := \frac{P_{fv}}{P_{mód}} = 190,2316 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{mód}; 0) = 190 \text{ Módulos}$$

$$P_{fv,real} := \text{round}(N_{mód}; 0) \cdot P_{mód} = 104500 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fv,real} = 104500 \text{ W}$$

$$E_{GERADA} := \frac{P_{fv,real} \cdot TD \cdot H_{TOTAL}}{G_{STC}} = 12384,9021 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{INV} := (30 + 2 \cdot 10,5 + 20 + 4) \text{ kW}$$

$$Q_{TOTAL,INV} := \text{round} \left(\frac{P_{fv,real}}{P_{mód}}; 0 \right) = 190 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fv,real}}{P_{INV}} = 1,3933$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:**DADOS DO INVERSOR DE 30KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máx,inv} := 1100 \text{ Vcc} \quad V_{part,inv} := 200 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := -8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right)} = 20,3121$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right)} = 5,7441$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$Na := 18$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 974,7902 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 626,733 \text{ Vcc}$$

$$Na := 19$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 1028,9452 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 661,5515 \text{ Vcc}$$

Teste do Arranjo em Paralelo por MPPT:

$$I_{mpp} := 13,12 \text{ A}$$

$$I_{cc} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{INV,MPP} := 26 \text{ A}$$

Quantidade máxima de conjuntos paralelo por MPPT

$$Q_{\text{Parlo}} := \frac{I_{\text{INV},\text{MPP}}}{I_{\text{mpp}}} = 1,9817$$

Corrente por MPPT:

$$I_{\text{ent},\text{Mppt}} := I_{\text{mpp}} \cdot 1 = 13,12 \text{ A}$$

$$I_{\text{máx},\text{Mppt}} := I_{\text{cc}} \cdot 1 = 13,98 \text{ A}$$

**Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DO INVERSOR DE 20KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{\text{máx},\text{inv}} := 750 \text{ Vcc} \quad V_{\text{part},\text{inv}} := 200 \text{ Vcc}$$

$$T_{\text{mínima}} := 0 - 8 \quad T_{\text{máxima}} := 75$$

$$T_{\text{ambiente}} := 25$$

$$\beta_{\text{Voc}} := -0,00265 \quad \beta_{\text{Vmpp}} := -0,0034$$

$$V_{\text{OC}} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{\text{mp}} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{\text{máx},\text{inv}}}{V_{\text{OC}} \cdot \left(1 - \beta_{\text{Voc}} \cdot (T_{\text{ambiente}} - T_{\text{mínima}})\right)} = 13,8491$$

$$N2 := \frac{V_{\text{part},\text{inv}}}{V_{\text{mp}} \cdot \left(1 - \left(\beta_{\text{Vmpp}} \cdot (T_{\text{ambiente}} - T_{\text{máxima}})\right)\right)} = 5,7441$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$Na := 13$$

$$V_{\text{máxima}} := Na \cdot V_{\text{OC}} \cdot \left(1 - \left(\beta_{\text{Voc}} \cdot (T_{\text{ambiente}} - T_{\text{mínima}})\right)\right) = 704,0151 \text{ Vcc}$$

$$V_{\text{mínima}} := Na \cdot V_{\text{mp}} \cdot \left(1 - \left(\beta_{\text{Vmpp}} \cdot (T_{\text{ambiente}} - T_{\text{máxima}})\right)\right) = 452,6405 \text{ Vcc}$$

Teste do Arranjo em Paralelo por MPPT:

$$I_{\text{mpp}} := 13,12 \text{ A}$$

$$I_{\text{cc}} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{\text{INV},\text{MPP}} := 26 \text{ A}$$

Quantidade máxima de conjuntos paralelo por MPPT

$$Q_{\text{Parlo}} := \frac{I_{\text{INV},\text{MPP}}}{I_{\text{mpp}}} = 1,9817$$

Corrente por MPPT:

$$I_{\text{ent},\text{Mppt}} := I_{\text{mpp}} \cdot 1 = 13,12 \text{ A}$$

$$I_{\text{máx},\text{Mppt}} := I_{\text{cc}} \cdot 1 = 13,98 \text{ A}$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DO INVERSOR DE 10,5KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO

$$V_{máx,inv} := 600 \text{ Vcc} \quad V_{part,inv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := 0 - 8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima}\right)\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima}\right)\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do aranje em série por MPPT:

$$Na := 9$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima}\right)\right)\right) = 487,3951 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima}\right)\right)\right) = 313,3665 \text{ Vcc}$$

Teste do Aranje em Paralelo por MPPT:

$$I_{mpp} := 13,12 \text{ A}$$

$$I_{cc} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{INV,MPP} := 14 \text{ A}$$

Quantidade máxima de conjuntos paralelo por MPPT

$$Q_{Parlo} := \frac{I_{INV,MPP}}{I_{mpp}} = 1,0671$$

Corrente por MPPT:

$$I_{ent,MpPt} := I_{mpp} \cdot 1 = 13,12 \text{ A}$$

$$I_{máx,MpPt} := I_{cc} \cdot 1 = 13,98 \text{ A}$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR DE 4KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO

$$V_{máx,inv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := -8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima})\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima})\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$Na := 10$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima})\right)\right) = 541,5501 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima})\right)\right) = 348,185 \text{ Vcc}$$

Conclusão: O arranjo fotovoltaico será composto por:

1 inversor de 30KW com 4 MPPT's, sendo 2 MPPT's com uma string por MPPT e arranjo série de 18 módulos e 2 MPPT's com uma string e arranjo série de 19 módulos;

1 inversor de 20KW com 4 MPPT's e uma string por MPPT e arranjo série de 13 módulos;

2 inversores de 10,5KW com 6 MPPT's e uma string por MPPT e arranjo série de 9 módulos;

1 inversor de 4KW com 1 MPPT, sendo uma string por MPPT e arranjo série de 10 módulos;

Total de 190 Módulos.

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{cc} = 13,98 \text{ A}$$

$$In_{inf} := 1,5 \cdot I_{cc} = 20,97 \text{ A}$$

$$In_{sup} := 2,4 \cdot I_{cc} = 33,552 \text{ A}$$

$$(In_{inf} < In) < In_{sup}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 44A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,57 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,52$$

$$I_z := I_z \cdot F_{AC} = 27,56 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida I_z' é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm² pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída do inversor de 30kW até o autotransformador em Tensão de 380V:

Inversor de 30kW

$$P_{\text{máx_at_30kW}} := 33 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 380 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_30kW}} := \frac{P_{\text{máx_at_30kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 50,1383 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_30kW}} := I_{\text{Saída_30kW}} \cdot 1,25 = 62,6729 \text{ A}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 25mm² conduz uma corrente até 117A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 30kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 30kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{\text{Saída_corrigida_30KW}} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(62,6729 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 117 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 25mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do autotransformador até o barramento principal:

$$P_{30kW} := 30 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{30KW} := \frac{P_{30kW}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 78,7296 \text{ A}$$

$$I_{30KW_corrigida} := I_{30KW} \cdot 1,25 = 98,412 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 35mm² conduz uma corrente até 144A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do autotransformador:

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{30KW} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(98,412 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 144 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 125A

Capacidade de interrupção: 40kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal:440V

Logo, o cabo de 35mm² HEPR na saída do autotransformador em 220V até o ponto de conexão do microgerador atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Inversor de 20kW até o QFV1 em tensão de 220V:

$$P_{\text{máx_ap_20kW}} := 20 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{20KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_20kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 52,4864 \text{ A}$$

$$I_{20KW_corrigida} := I_{20KW} \cdot 1,25 = 65,608 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 25mm² conduz uma corrente até 117A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 20kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{20KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(65,608 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 117 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80 A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 25mm² HEPR na saída do inversor de 20kW o QFV1 em tensão de 220V atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Inversor de 10,5kW o QFV1 em tensão de 220V:

$$P_{\text{máx_ap_10,5kW}} := 10,5 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{10,5KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_10,5kW}}}{V_{CA}} = 47,7273 \text{ A}$$

$$I_{10,5KW_corrigida} := I_{10,5KW} \cdot 1,25 = 59,6591 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 16mm² conduz uma corrente até 100A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 10,5kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{10,5KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(59,6591 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 100 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80 A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 2

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 16mm² HEPR na saída do inversor de 10,5kW o QFV1 em tensão de 220V atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Inversor de 4kW o QFV1 em tensão de 220V:

$$P_{m\acute{a}x_ap_4kW} := 4,4 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{4KW} := \frac{P_{m\acute{a}x_ap_4kW}}{V_{CA}} = 20 \text{ A}$$

$$I_{4KW_corrigida} := I_{4KW} \cdot 1,25 = 25 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 6mm² conduz uma corrente até 54A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 4kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{4KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(25 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 54 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 32 A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 2

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 6mm² HEPR na saída do inversor de 4kW o QFV1 em tensão de 220V atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do QFV1 até o ponto geral de conexão

$$P_{QFV1} := 45 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{QFV1} := \frac{P_{QFV1}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 118,0944 \text{ A}$$

$$I_{QFV1_corrigida} := I_{QFV1} \cdot 1,25 = 147,618 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 50mm² conduz uma corrente até 175A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QFV1

A proteção do QFV1 deve satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{QFV1_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(147,618 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 175 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 150 A

Capacidade de interrupção: 20kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 50mm² HEPR na saída do QFV1 até o ponto de conexão atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Quadro de proteção em Tensão de 220V até o ponto de conexão do microgerador - PROTEÇÃO GERAL:

$$P_{MÁXIMA} := (10,5 \cdot 2 + 4 + 20 + 30) \text{ kV A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{MÁXIMA} := \frac{P_{MÁXIMA}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 196,824 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 70mm² conduz uma corrente até 222A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QDG dos inversores

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{MÁXIMA} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$
$$\left(196,824 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 222 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 200A

Capacidade de interrupção: 20kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 70mm² HEPR na saída do QDG em 220V até o ponto de conexão do microgerador atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Proteção Contra Surtos de Tensão

Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V

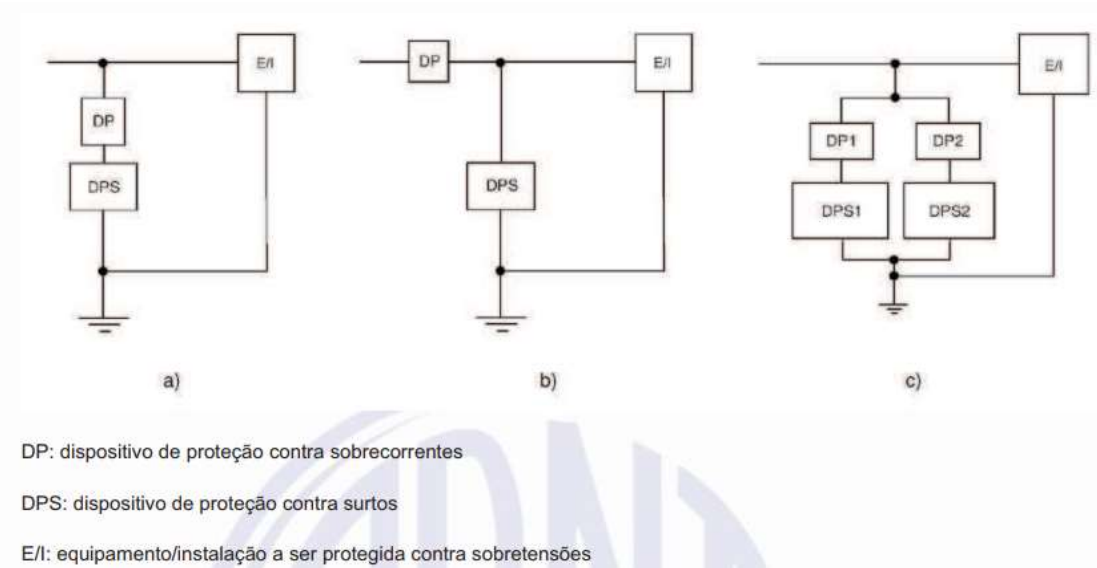


Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS, DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância a + b indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

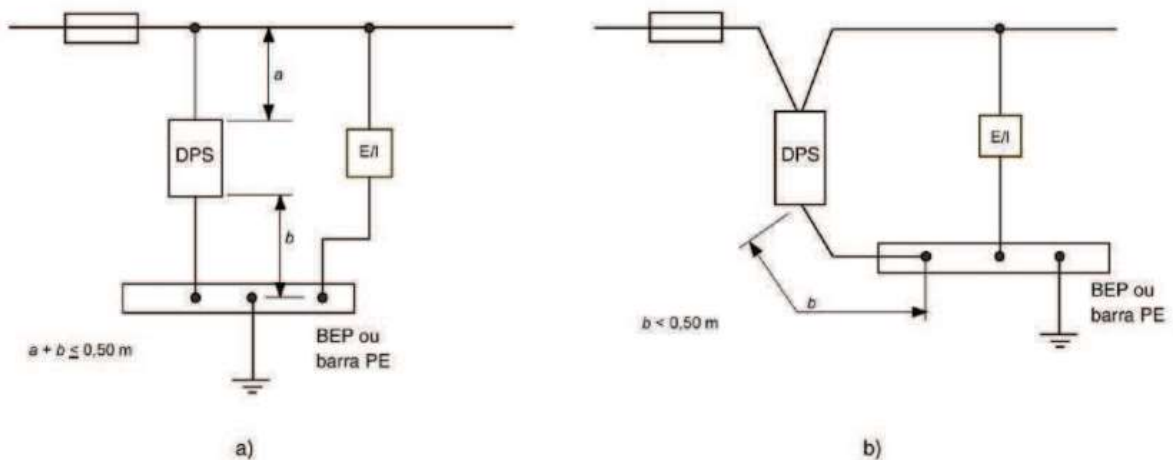


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Queda de Tensão do Lado C.A

TRECHO 1: Do inversor até o AutoTransformador em 380 V

$$\rho := 56 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \Omega}$$

$$V_1 := 380 \text{ V}$$

$$L1 := 10 \text{ m}$$

$$I1 := 150 \text{ A}$$

$$S1 := 50 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{100 \cdot \left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L1 \cdot I1}{S1 \cdot V_1} = 0,141$$

TRECHO 2: Do AutoTransformador até o ponto de conexão

$$V_2 := 220 \text{ V}$$

$$L2 := 50 \text{ m}$$

$$I2 := 200 \text{ A}$$

$$S2 := 95 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{100 \cdot \left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L2 \cdot I2}{S2 \cdot V_2} = 0,8544$$

Memorial de Cálculo: Escola Olavo Bilac

IGUACU ENGENHARIA
ELETRICA
LTDA:4185186800018
2

Assinado de forma digital
por IGUACU ENGENHARIA
ELETRICA
LTDA:41851868000182
Dados: 2023.05.31
13:47:44 -03'00'



MUNICÍPIO DE PATO BRANCO

UC: 56450460



PREFEITURA DE
PATO BRANCO

Irradiação solar diária média mensal do local:

obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo.

Estação: Pato Branco

Município: Pato Branco, PR - BRASIL

Latitude: 26,201° S

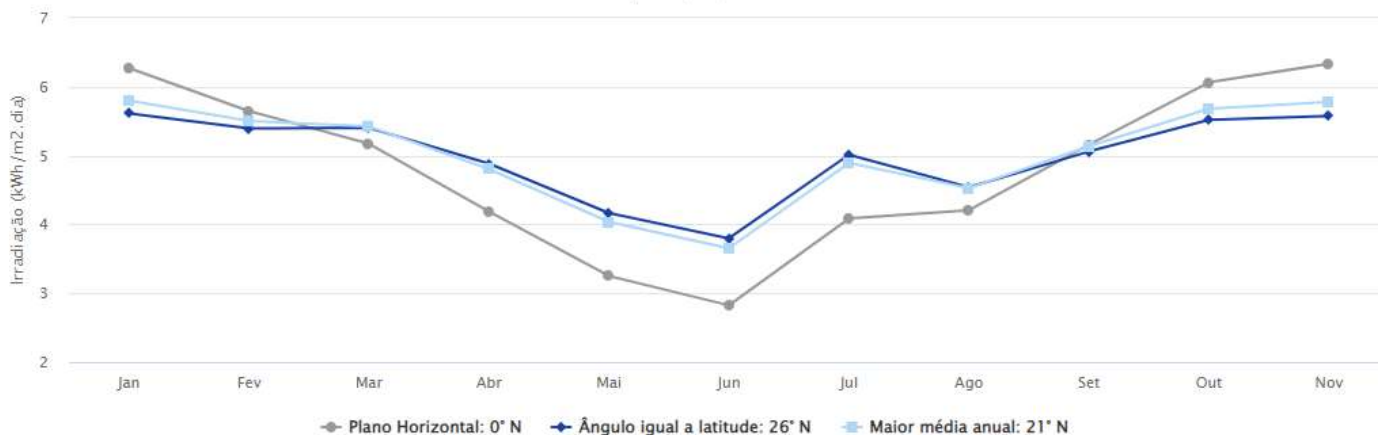
Longitude: 52,649° O

Distância do ponto de ref. (26,238732° S; 52,668282° O): 4,6 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,27	5,65	5,17	4,19	3,25	2,82	3,08	4,09	4,21	5,16	6,06	6,34	4,69	3,51
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,61	5,39	5,40	4,88	4,17	3,80	4,07	5,01	4,54	5,06	5,52	5,57	4,92	1,82
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,80	5,50	5,42	4,81	4,04	3,65	3,93	4,89	4,53	5,14	5,68	5,78	4,93	2,15
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,63	4,69	5,03	4,91	4,43	4,14	4,40	5,19	4,34	4,50	4,62	4,54	4,62	1,04

Irradiação Solar no Plano Inclinado –Pato Branco–Pato Branco, PR–BRASIL

26,201° S; 52,649° O



FONTE: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Brito - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ dia}}$$

$$P_{\text{mód}} := 550 \frac{\text{W}}{\text{Módulos}}$$

$$E := 12400 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

$$H_{\text{TOTAL}} := Irradiância \cdot 30 \frac{\text{dia}}{\text{mês}}$$

$$TD := 80,623 \%$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$G_{\text{STC}} := 1 \cdot \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}$$

$$Perdas = 19,377 \%$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{\text{fv}} := \frac{E \cdot G_{\text{STC}}}{H_{\text{TOTAL}} \cdot TD} = 104627,39 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$N_{\text{mód}} := \frac{P_{\text{fv}}}{P_{\text{mód}}} = 190,2316 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{\text{mód}}; 0) = 190 \text{ Módulos}$$

$$P_{\text{fv,real}} := \text{round}(N_{\text{mód}}; 0) \cdot P_{\text{mód}} = 104500 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fv,real} = 104500 \text{ W}$$

$$E_{GERADA} := \frac{P_{fv,real} \cdot TD \cdot H_{TOTAL}}{G_{STC}} = 12384,9021 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{INV} := (3 \cdot 25) \text{ kW}$$

$$Q_{TOTAL,INV} := \text{round} \left(\frac{P_{fv,real}}{P_{mód}}; 0 \right) = 190 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fv,real}}{P_{INV}} = 1,3933$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:**DADOS DE INVERSOR E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máx,inv} := 1100 \text{ Vcc} \quad V_{part,inv} := 140 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := -8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right)} = 20,3121$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right)} = 4,0209$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$Na := 15$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 812,3252 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 522,2775 \text{ Vcc}$$

$$Na := 16$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 866,4802 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 557,096 \text{ Vcc}$$

Teste do Arranjo em Paralelo por MPPT:

$$I_{mpp} := 13,12 \text{ A}$$

$$I_{cc} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{INV,MPP} := 28 \text{ A}$$

Quantidade máxima de conjuntos paralelo por MPPT

$$Q_{\text{Parlo}} := \frac{I_{\text{INV,MPP}}}{I_{\text{mpp}}} = 2,1341$$

Corrente por MPPT:

$$I_{\text{ent,Mppt}} := I_{\text{mpp}} \cdot 2 = 26,24 \text{ A}$$

$$I_{\text{máx,Mppt}} := I_{\text{cc}} \cdot 2 = 27,96 \text{ A}$$

Conclusão: - Inversor de 25kW com duas MPPT's e duas strings para cada MPPT com arranjos série de 16 módulos. Totalizando 64 Módulos.

- Inversor de 25kW com duas MPPT's e duas strings para cada MPPT com arranjos série de 16 módulos. Totalizando 64 Módulos.

- Inversor de 25kW com duas MPPT's e duas strings para cada MPPT. Uma MPPT com arranjos série de 16 módulos e outra MPPT com arranjos série de 15 módulos. Totalizando 62 Módulos.

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{\text{cc}} = 13,98 \text{ A}$$

$$In_{\text{inf}} := 1,5 \cdot I_{\text{cc}} = 20,97 \text{ A}$$

$$In_{\text{sup}} := 2,4 \cdot I_{\text{cc}} = 33,552 \text{ A}$$

$$(In_{\text{inf}} < In) < In_{\text{sup}}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 44A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,57 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,56$$

$$I_z := I_z \cdot F_{AC} = 29,68 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida I_z' é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm² pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída dos inversores até o autotransformador em Tensão de 380V:

Inversor de 25kW

$$P_{\text{máx_ap_25kW}} := 25 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 380 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_25W}} := \frac{P_{\text{máx_ap_25kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 37,9836 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_25KW}} := I_{\text{Saída_25W}} \cdot 1,25 = 47,4795 \text{ A}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 16mm² conduz uma corrente até 88A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 25kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 25kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{\text{Saída_corrigida_25kW}} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(47,4795 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 88 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 63A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 16mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do grupo com dois inversores de 25kW até o autotransformador em 380V:

$$P_{\text{máx_ap_50kW}} := 50 \text{ kW}$$

$$V_{\text{CA}} := 380 \text{ V}$$

$$I_{\text{50kW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_50kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{\text{CA}}} = 75,9671 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 35mm² conduz uma corrente até 144A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A de dois inversores de 25kW em 380V

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{\text{50kW}} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(75,9671 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 144 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 100A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 35mm² HEPR na saída dos inversores de 25kW até o autotransformador em 380V atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do autotransformador de 55kVA até o QFV1 em tensão de 220V:

$$P_{\text{máx_ap_50kW}} := 50 \text{ kW} \quad V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{50KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_50kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 131,216 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 50mm² conduz uma corrente até 175A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do conjunto de dois inversores de 25kW em 220V

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{50KW} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(131,216 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 175 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 160A

Capacidade de interrupção: 40kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 50mm² HEPR na saída do autotransformador de 55kVA até o QFV1 em 220V atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do autotransformador de 30kVA até o QFV2 em tensão de 220V e ponto de conexão do inversor de 25kW:

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{25KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_25kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 65,608 \text{ A} \quad I_{25KW_corrigida} := I_{25KW} \cdot 1,25 = 82,01 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 35mm² conduz uma corrente até 144A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A inversor de 25kW em 220V

A proteção do inversor deve satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{25KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(82,01 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 144 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 100A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 35mm² HEPR na saída do autotransformador de 30kVA até o QFV2 em 220V atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Proteção Contra Surtos de Tensão

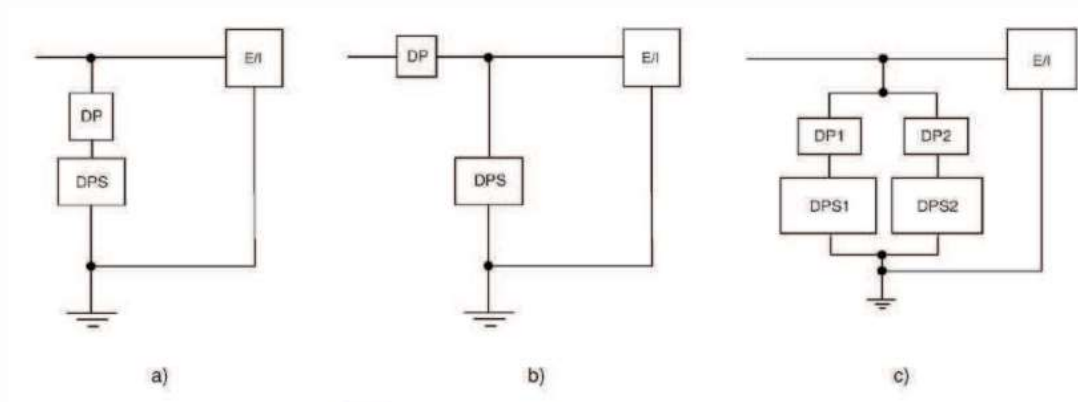
Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V



DP: dispositivo de proteção contra sobrecorrentes
 DPS: dispositivo de proteção contra surtos
 E/I: equipamento/instalação a ser protegida contra sobretensões

Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS, DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância a + b indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

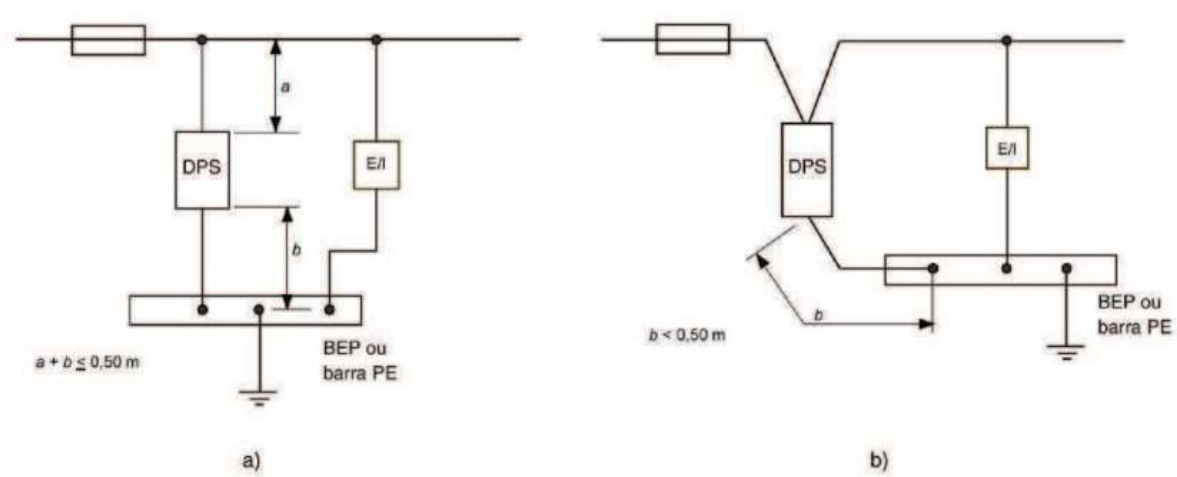


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Queda de Tensão do Lado C.A

TRECHO 1: Dos inversores até o AutoTransformador em 380 V

$$\rho := 56 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \Omega}$$

$$V_1 := 380 \text{ V}$$

$$L1 := 10 \text{ m}$$

$$I1 := 63 \text{ A}$$

$$S1 := 16 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{\left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L1 \cdot I1}{S1 \cdot V_1} = 0,185 \%$$

TRECHO 2: Do AutoTransformador até o ponto de conexão

$$V_2 := 220 \text{ V}$$

$$L2 := 50 \text{ m}$$

$$I2 := 160 \text{ A}$$

$$S2 := 50 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{\left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L2 \cdot I2}{S2 \cdot V_2} = 1,2987 \%$$

Memorial de Cálculo: Espaço Edu. Urb. Parque do Som



PREFEITURA DE
PATO BRANCO

MUNICÍPIO DE PATO BRANCO
 UC: 108412423

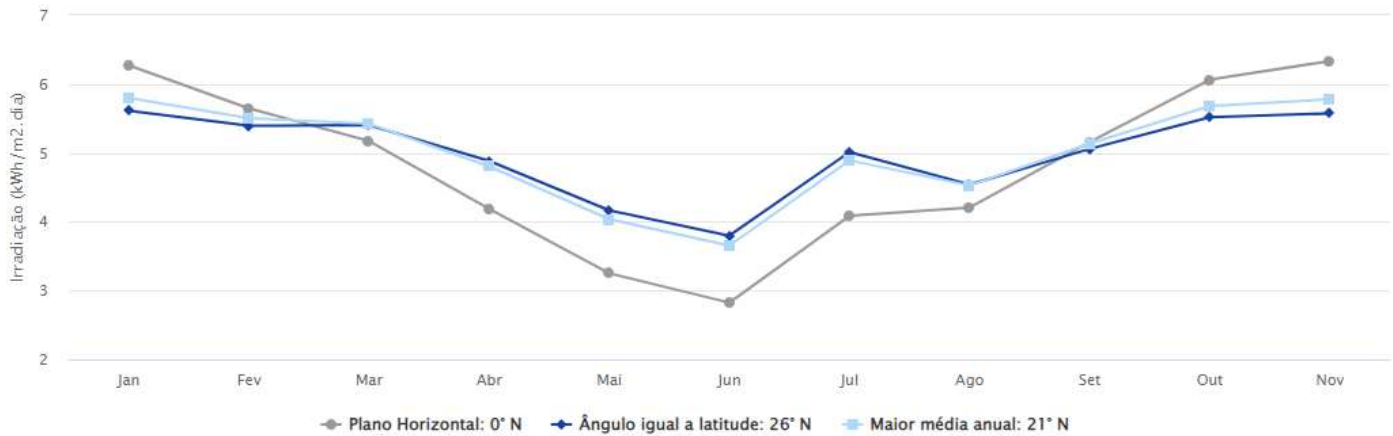
Irradiação solar diária média mensal do local:
 obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo.

Estação: Pato Branco
Município: Pato Branco, PR - BRASIL
Latitude: 26,201° S
Longitude: 52,649° O
Distância do ponto de ref. (26,235815° S; 52,650154° O): 3,9 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,27	5,65	5,17	4,19	3,25	2,82	3,08	4,09	4,21	5,16	6,06	6,34	4,69	3,51	
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,61	5,39	5,40	4,88	4,17	3,80	4,07	5,01	4,54	5,06	5,52	5,57	4,92	1,82	
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,80	5,50	5,42	4,81	4,04	3,65	3,93	4,89	4,53	5,14	5,68	5,78	4,93	2,15	
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,63	4,69	5,03	4,91	4,43	4,14	4,40	5,19	4,34	4,50	4,62	4,54	4,62	1,04	

Irradiação Solar no Plano Inclinado – Pato Branco–Pato Branco, PR–BRASIL

26,201° S; 52,649° O



FONTE: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ dia}}$$

$$E := 12900 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

$$H_{TOTAL} := Irradiância \cdot 30 \frac{\text{dia}}{\text{mês}}$$

$$TD := 84,011 \%$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$G_{STC} := 1 \cdot \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}$$

$$Perdas = 15,989 \%$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{fv} := \frac{E \cdot G_{STC}}{H_{TOTAL} \cdot TD} = 104456,68 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$P_{mód} := 550 \frac{\text{W}}{\text{Módulos}}$$

$$N_{mód} := \frac{P_{fv}}{P_{mód}} = 189,9212 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{\text{mód}}; 0) = 190 \text{ Módulos}$$

$$P_{fv,real} := \text{round}(N_{\text{mód}}; 0) \cdot P_{\text{mód}} = 104500 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fv,real} = 104500 \text{ W}$$

$$E_{GERADA} := \frac{P_{fv,real} \cdot TD \cdot H_{TOTAL}}{G_{STC}} = 12905,3498 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{INV} := (2 \cdot 20 + 2 \cdot 7 + 2 \cdot 6 + 5 + 4) \text{ kW}$$

$$Q_{TOTAL,INV} := \text{round}\left(\frac{P_{fv,real}}{P_{\text{mód}}}; 0\right) = 190 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fv,real}}{P_{INV}} = 1,3933$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:

DADOS DE INVERSOR DE 20KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO

$$V_{\text{máx},inv} := 750 \text{ Vcc}$$

$$V_{\text{part},inv} := 200 \text{ Vcc}$$

$$T_{\text{mínima}} := 0 - 8 \quad T_{\text{máxima}} := 75$$

$$T_{\text{ambiente}} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{\text{máx},inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot (T_{\text{ambiente}} - T_{\text{mínima}})\right)} = 13,8491$$

$$N2 := \frac{V_{\text{part},inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{\text{ambiente}} - T_{\text{máxima}})\right)\right)} = 5,7441$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$Na := 13$$

$$V_{\text{máxima}} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{\text{ambiente}} - T_{\text{mínima}})\right)\right) = 704,0151 \text{ Vcc}$$

$$V_{\text{mínima}} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{\text{ambiente}} - T_{\text{máxima}})\right)\right) = 452,6405 \text{ Vcc}$$

Teste do Arranjo em Paralelo por MPPT:

$$I_{mpp} := 13,12 \text{ A}$$

$$I_{CC} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{INV,MPP} := 26 \text{ A}$$

Quantidade máxima de conjuntos paralelo por MPPT

$$Q_{\text{Parlo}} := \frac{I_{\text{INV}, \text{MPP}}}{I_{\text{mpp}}} = 1,9817$$

Corrente por MPPT:

$$I_{\text{ent}, \text{Mppt}} := I_{\text{mpp}} \cdot 2 = 26,24 \text{ A}$$

$$I_{\text{máx}, \text{Mppt}} := I_{\text{cc}} \cdot 2 = 27,96 \text{ A}$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR DE 7KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO

$$V_{\text{máx}, \text{inv}} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{\text{part}, \text{inv}} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{\text{mínima}} := 0 - 8 \quad T_{\text{máxima}} := 75$$

$$T_{\text{ambiente}} := 25$$

$$\beta_{\text{Voc}} := -0,00265 \quad \beta_{\text{Vmpp}} := -0,0034$$

$$V_{\text{OC}} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{\text{mp}} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{\text{máx}, \text{inv}}}{V_{\text{OC}} \cdot \left(1 - \beta_{\text{Voc}} \cdot \left(T_{\text{ambiente}} - T_{\text{mínima}}\right)\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{\text{part}, \text{inv}}}{V_{\text{mp}} \cdot \left(1 - \left(\beta_{\text{Vmpp}} \cdot \left(T_{\text{ambiente}} - T_{\text{máxima}}\right)\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do aranje em série por MPPT:

$$Na := 9$$

$$V_{\text{máxima}} := Na \cdot V_{\text{OC}} \cdot \left(1 - \left(\beta_{\text{Voc}} \cdot \left(T_{\text{ambiente}} - T_{\text{mínima}}\right)\right)\right) = 487,3951 \text{ Vcc}$$

$$V_{\text{mínima}} := Na \cdot V_{\text{mp}} \cdot \left(1 - \left(\beta_{\text{Vmpp}} \cdot \left(T_{\text{ambiente}} - T_{\text{máxima}}\right)\right)\right) = 313,3665 \text{ Vcc}$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR DE 6KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO

$$V_{\text{máx}, \text{inv}} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{\text{part}, \text{inv}} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{\text{mínima}} := 0 - 8 \quad T_{\text{máxima}} := 75$$

$$T_{\text{ambiente}} := 25$$

$$\beta_{\text{Voc}} := -0,00265 \quad \beta_{\text{Vmpp}} := -0,0034$$

$$V_{\text{OC}} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{\text{mp}} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{m\acute{a}x,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima}\right)\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima}\right)\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do aranjeo em s\u00e9rie por MPPT:

$$Na := 7$$

$$V_{m\acute{a}xima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima}\right)\right)\right) = 379,0851 \text{ Vcc}$$

$$V_{m\acute{i}nima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima}\right)\right)\right) = 243,7295 \text{ Vcc}$$

$$Na := 8$$

$$V_{m\acute{a}xima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima}\right)\right)\right) = 433,2401 \text{ Vcc}$$

$$V_{m\acute{i}nima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima}\right)\right)\right) = 278,548 \text{ Vcc}$$

Quantidades de M\u00f3dulos por string: N\u00edveis M\u00ednimo e M\u00e1ximo de Tens\u00e3o de Funcionamento:**DADOS DE INVERSOR DE 5KW E M\u00d3DULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{m\acute{a}x,inv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{m\acute{i}nima} := 0 - 8 \quad T_{m\acute{a}xima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{m\acute{a}x,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima}\right)\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima}\right)\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do aranjeo em s\u00e9rie por MPPT:

$$Na := 5$$

$$V_{m\acute{a}xima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima}\right)\right)\right) = 270,775 \text{ Vcc}$$

$$V_{m\acute{i}nima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima}\right)\right)\right) = 174,0925 \text{ Vcc}$$

Quantidades de M\u00f3dulos por string: N\u00edveis M\u00ednimo e M\u00e1ximo de Tens\u00e3o de Funcionamento:**DADOS DE INVERSOR DE 4KW E M\u00d3DULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{m\acute{a}x,inv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{m\acute{i}nima} := 0 - 8 \quad T_{m\acute{a}xima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima})\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima})\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do aranho em série por MPPT:

$$Na := 5$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima})\right)\right) = 270,775 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima})\right)\right) = 174,0925 \text{ Vcc}$$

Conclusão: O arranjo fotovoltaico será composto por:

2 inversores de 20KW com 8 MPPT's, sendo 6 MPPT's com uma string por MPPT e arranjo série de 13 módulos e 2 MPPT's com uma string por MPPT e arranjo série de 12 módulos;
 2 inversores de 7KW com 4 MPPT's, com uma string por MPPT e arranjo série de 9 módulos;
 2 inversores de 6KW com 4 MPPT's, sendo 2 MPPT's com uma string por MPPT e arranjo série de 7 módulos e 2 MPPT's com uma string por MPPT e arranjo série de 8 módulos;
 1 inversor de 5KW com 2 MPPT's, com uma string por MPPT e arranjo série de 6 módulos;
 1 inversor de 4kW com 1 MPPT com uma string de 10 Módulos.
Total de 190 Módulos.

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{cc} = 13,98 \text{ A}$$

$$In_{inf} := 1,5 \cdot I_{cc} = 20,97 \text{ A}$$

$$In_{sup} := 2,4 \cdot I_{cc} = 33,552 \text{ A}$$

$$\left(In_{inf} < In \right) < In_{sup}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 44A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

- a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,57 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,57$$

$$I_{z'} := I_z \cdot F_{AC} = 30,21 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida $I_{z'}$ é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm^2 pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída do Inversor de 20kW até o QFV-SUL em tensão de 220V:

$$P_{\text{máx_ap_20kW}} := 20 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{20kW} := \frac{P_{\text{máx_ap_20kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 52,4864 \text{ A}$$

$$I_{20kW_corrigida} := I_{20kW} \cdot 1,25 = 65,608 \text{ A}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 25mm² conduz uma corrente até 117A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 20kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{20kW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(65,608 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 117 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80 A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 25mm² HEPR na saída do inversor de 20kW o QFVSUL em tensão de 220V atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída dos 2 Inversores de 7kW até o QFV-SUL em tensão de 220V:

$$P_{\text{máx_ap_7kW}} := 7,7 \text{ kW A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{7KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_7kW}}}{V_{CA}} = 35 \text{ A}$$

$$I_{7KW_corrigida} := I_{7KW} \cdot 1,25 = 43,75 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 10mm² conduz uma corrente até 75A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 7kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{7KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(43,75 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 75 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 50 A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 2

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 10mm² HEPR na saída do inversor de 7kW até o QFV-SUL em 220V os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do QFV-SUL até o ponto geral de conexão

$$P_{QFVSUL} := 35,4 \text{ kW A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{QFVSUL} := \frac{P_{QFVSUL}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 92,9009 \text{ A} \quad I_{QFVSUL_corrigida} := I_{QFVSUL} \cdot 1,25 = 116,1261 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 35mm² conduz uma corrente até 144A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QFV-SUL

A proteção do QFV_SUL deve satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{QFVSUL_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(111,5336 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 144 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 125 A
 Capacidade de interrupção: 40kA
 Número de Polos: 3
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 35mm² HEPR na saída do QFV-SUL até o ponto de conexão atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Inversor de 20kW até o QFV-CENTROSUL em tensão de 220V:

$$P_{\text{máx_ap_20kW}} := 20 \text{ kV A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{20KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_20kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 52,4864 \text{ A} \quad I_{20KW_corrigida} := I_{20KW} \cdot 1,25 = 65,608 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 25mm² conduz uma corrente até 117A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 20kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{20KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(65,608 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 117 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80 A
 Tipo:DIN
 Capacidade de interrupção: 10kA
 Número de Polos: 3
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 25mm² HEPR na saída do inversor de 20kW o QFV-CENTROSUL em tensão de 220V atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Inversor de 5kW até o QFV-CENTRONORTE em tensão de 220V:

$$P_{\text{máx_ap_5kW}} := 5,5 \text{ kW A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{5KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_5kW}}}{V_{CA}} = 25 \text{ A} \quad I_{5KW_corrigida} := I_{5KW} \cdot 1,25 = 31,25 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 6mm² conduz uma corrente até 54A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 5kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{5KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(31,25 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 54 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 40 A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 2

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 6mm² HEPR na saída do inversor de 5kW até o QFV-CENTRONORTE em 220V os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Inversor de 4kW até o QFV-CENTRONORTE em tensão de 220V:

$$P_{m\acute{a}x_ap_4kW} := 4,4 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{4KW} := \frac{P_{m\acute{a}x_ap_4kW}}{V_{CA}} = 20 \text{ A}$$

$$I_{4KW_corrigida} := I_{4KW} \cdot 1,25 = 25 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 6mm² conduz uma corrente até 54A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 4kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{5KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(25 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 54 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 40 A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 2

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 6mm² HEPR na saída do inversor de 4kW até o QFV-CENTRONORTE em 220V os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do QFV - CENTRONORTE até o ponto geral de conexão

$$P_{QFVCENTRONORTE} := 9,9 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{QFVCENTRONORTE} := \frac{P_{QFVCENTRONORTE}}{V_{CA}} = 45 \text{ A}$$

$$I_{QFVCENTRONORTE_corrigida} := I_{QFVCENTRONORTE} \cdot 1,25 = 56,25 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 16mm² conduz uma corrente até 88A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QFV-CENTRONORTE

A proteção do QFV - CENTRONORTE deve satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{QFVCENTRONORTE_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(56,25 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 88 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características devido a soma das correntes em uma fase ser 50A.:

Corrente Nominal: 80 A

Capacidade de interrupção: 20kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 16mm² HEPR na saída do QFV-CENTRONORTE até o ponto de conexão atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída dos 2 Inversores de 6kW até o QFV-NORTE em tensão de 220V:

$$P_{\text{máx_ap_6kW}} := 6,6 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{6KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_6kW}}}{V_{CA}} = 30 \text{ A}$$

$$I_{6KW_corrigida} := I_{6KW} \cdot 1,25 = 37,5 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 6mm² conduz uma corrente até 54A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 6kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{6KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(37,5 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 54 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 50 A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 2

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 6mm² HEPR na saída do inversor de 6kW até o QFV-NORTE em 220V os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do QFV-NORTE até o ponto geral de conexão

$$P_{QFVNORTE} := 13,2 \text{ kV A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{QFVNORTE} := \frac{P_{QFVNORTE}}{V_{CA}} = 60 \text{ A} \quad I_{QFVNORTE_corrigida} := I_{QFVNORTE} \cdot 1,25 = 75 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 16mm² conduz uma corrente até 100A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QFVNORTE

A proteção do C.A do QFVNORTE deve satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{QFVNORTE_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(75 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 100 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características devido a soma das correntes em uma fase ser 60A.:

Corrente Nominal: 80 A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 16mm² HEPR na saída do QFVNORTE até o ponto de conexão atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Quadro de proteção em Tensão de 220V até o ponto de conexão do microgerador - PROTEÇÃO GERAL:

$$P_{MÁXIMA} := (20 \cdot 2 + 2 \cdot 7 + 2 \cdot 6 + 5 + 4) \text{ kV A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{MÁXIMA} := \frac{P_{MÁXIMA}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 196,824 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 70mm² conduz uma corrente até 222A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QDG dos inversores

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{MÁXIMA} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(196,824 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 222 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

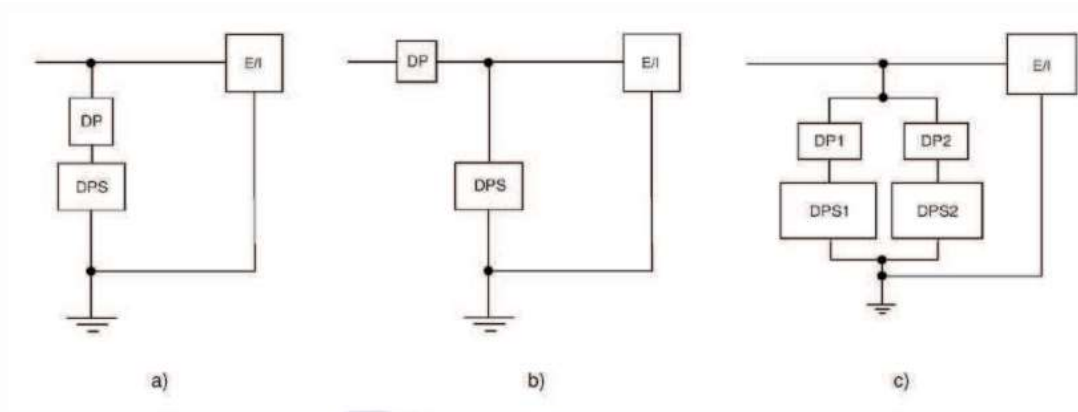
Corrente Nominal: 200A
 Capacidade de interrupção: 40kA
 Número de Polos: 3
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 70mm² HEPR na saída do QDG em 220V até o ponto de conexão do microgerador atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Proteção Contra Surtos de Tensão

Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II
 Corrente máxima de descarga: 20kA
 Nível de proteção: 1kV
 Máxima tensão de operação contínua: 275V



DP: dispositivo de proteção contra sobrecorrentes
 DPS: dispositivo de proteção contra surtos
 E/I: equipamento/instalação a ser protegida contra sobretensões

Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS, DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância a + b indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

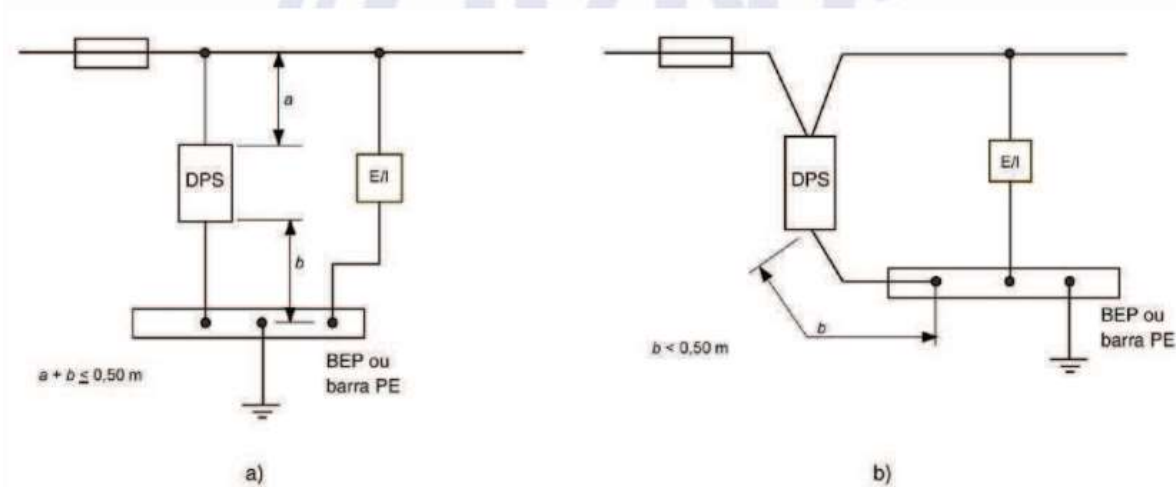


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio
Isolação: EPR ou XLPE
Temperatura no condutor: 90°C
Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Queda de Tensão do Lado C.A

TRECHO 1: Do inversor até o AutoTransformador em 380 V

$$\rho := 56 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \Omega}$$

$$V_1 := 380 \text{ V}$$

$$L1 := 10 \text{ m}$$

$$I1 := 150 \text{ A}$$

$$S1 := 50 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{100 \cdot \left(\frac{1}{\rho} \right) \cdot L1 \cdot I1}{S1 \cdot V_1} = 0,141$$

TRECHO 2: Do AutoTransformador até o ponto de conexão

$$V_2 := 220 \text{ V}$$

$$L2 := 50 \text{ m}$$

$$I2 := 200 \text{ A}$$

$$S2 := 95 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{100 \cdot \left(\frac{1}{\rho} \right) \cdot L2 \cdot I2}{S2 \cdot V_2} = 0,8544$$

Memorial de Cálculo: Escola Pequeno Príncipe

IGUACU ENGENHARIA ELETTRICA
 LTDA:4185186800018
 2

Assinado de forma digital por
 IGUACU ENGENHARIA ELETTRICA
 LTDA:4185186800018
 Dados: 2023.05.31 13:52:01 -03'00'



MUNICÍPIO DE PATO BRANCO

UC: 55323936



PREFEITURA DE PATO BRANCO

Irradiação solar diária média mensal do local:

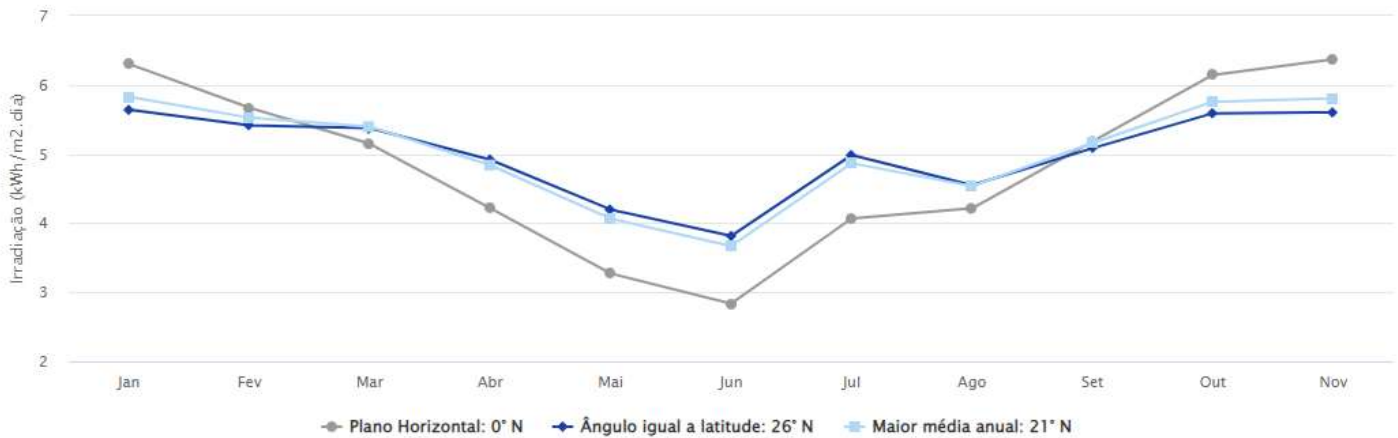
obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo.

Estação: Pato Branco
Município: Pato Branco, PR - BRASIL
Latitude: 26,201° S
Longitude: 52,749° O
Distância do ponto de ref. (26,216055° S; 52,675813° O): 7,5 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,30	5,67	5,15	4,22	3,27	2,84	3,09	4,07	4,21	5,18	6,15	6,37	4,71	3,53
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,64	5,42	5,38	4,92	4,20	3,81	4,09	4,99	4,55	5,08	5,59	5,60	4,94	1,83
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,83	5,53	5,39	4,84	4,07	3,67	3,95	4,87	4,54	5,16	5,76	5,81	4,95	2,16
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,65	4,71	5,00	4,94	4,46	4,16	4,42	5,16	4,35	4,52	4,67	4,56	4,63	1,00

Irradiação Solar no Plano Inclinado –Pato Branco–Pato Branco, PR–BRASIL

26,201° S; 52,749° O



FONTES: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Bruto - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{kWh}{m^2 \text{ dia}}$$

$$P_{mód} := 550 \frac{W}{Módulos}$$

$$E := 12400 \frac{kWh}{mês}$$

$$H_{TOTAL} := Irradiância \cdot 30 \frac{dia}{mês}$$

$$TD := 80,623 \%$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$G_{STC} := 1 \cdot \frac{kW}{(m^2)}$$

$$Perdas = 19,377 \%$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{fv} := \frac{E \cdot G_{STC}}{H_{TOTAL} \cdot TD} = 104627,39 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$N_{mód} := \frac{P_{fv}}{P_{mód}} = 190,2316 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{mód}; 0) = 190 \text{ Módulos}$$

$$P_{fv,real} := \text{round}(N_{mód}; 0) \cdot P_{mód} = 104500 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fv,real} = 104500 \text{ W}$$

$$E_{GERADA} := \frac{P_{fv,real} \cdot TD \cdot H_{TOTAL}}{G_{STC}} = 12384,9021 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{INV} := (2 \cdot 25 + 20 + 5) \text{ kW}$$

$$Q_{TOTAL,INV} := \text{round} \left(\frac{P_{fv,real}}{P_{mód}}; 0 \right) = 190 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fv,real}}{P_{INV}} = 1,3933$$

**Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR DE 20KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máx,inv} := 750 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 200 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := 0 - 8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right)} = 13,8491$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right)} = 5,7441$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$Na := 13$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 704,0151 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 452,6405 \text{ Vcc}$$

$$Na := 12$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 649,8601 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 417,822 \text{ Vcc}$$

Teste do Aranjo em Paralelo por MPPT:

$$I_{mpp} := 13,12 \text{ A}$$

$$I_{cc} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{INV,MPP} := 26 \text{ A}$$

Quantidade máxima de conjuntos paralelo por MPPT

$$Q_{Parlo} := \frac{I_{INV,MPP}}{I_{mpp}} = 1,9817$$

Corrente por MPPT:

$$I_{ent,Mppt} := I_{mpp} \cdot 2 = 26,24 \text{ A}$$

$$I_{máx,Mppt} := I_{cc} \cdot 2 = 27,96 \text{ A}$$

**Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR DE 25KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máx,inv} := 1100 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 140 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := 0 - 8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima})\right)} = 20,3121$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima})\right)\right)} = 4,0209$$

Teste do aranje em série por MPPT:

$$Na := 16$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima})\right)\right) = 866,4802 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima})\right)\right) = 557,096 \text{ Vcc}$$

$$Na := 17$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima})\right)\right) = 920,6352 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima})\right)\right) = 591,9145 \text{ Vcc}$$

Teste do Aranje em Paralelo por MPPT:

$$I_{mpp} := 13,12 \text{ A}$$

$$I_{cc} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{INV,MPP} := 28 \text{ A}$$

Quantidade máxima de conjuntos paralelo por MPPT

$$Q_{Parlo} := \frac{I_{INV,MPP}}{I_{mpp}} = 2,1341$$

Corrente por MPPT:

$$I_{ent, Mppt} := I_{mpp} \cdot 2 = 26,24 \text{ A}$$

$$I_{máx, Mppt} := I_{cc} \cdot 2 = 27,96 \text{ A}$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:

DADOS DE INVERSOR DE 5KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO

$$V_{máx, inv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{part, inv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := 0 - 8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx, inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima}\right)\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part, inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima}\right)\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$Na := 10$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima}\right)\right)\right) = 541,5501 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima}\right)\right)\right) = 348,185 \text{ Vcc}$$

Conclusão: O arranjo fotovoltaico será composto por:

1 inversor de 20KW com 4 MPPT's, sendo 2 MPPT's com uma string por MPPT e arranjo série de 12 módulos e 2 MPPT's com uma string e arranjo série de 13 módulos;

1 inversor de 25KW com 2 MPPT's, sendo 1 MPPT com duas strings por MPPT e arranjo série de 16 módulos e 1 MPPT com duas strings e arranjo série de 17 módulos;

1 inversor de 25KW com 2 MPPT's, com duas strings por MPPT e arranjo série de 16 módulos;

1 inversor de 5KW com 1 MPPT com uma string e arranjo série de 10 módulos. Total de 190

Módulos.

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{cc} = 13,98 \text{ A}$$

$$In_{inf} := 1,5 \cdot I_{cc} = 20,97 \text{ A}$$

$$In_{sup} := 2,4 \cdot I_{cc} = 33,552 \text{ A}$$

$$\left(In_{inf} < In \right) < In_{sup}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 44A.

$$I_z := 53 \text{ A}$$

C.1 Cabo instalado ao ar livre

a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

Com o fator de agrupamento de 0,52 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,52$$

$$I_{z'} := I_z \cdot F_{AC} = 27,56 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida $I_{z'}$ é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm^2 pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída do inversor de 25kW até o autotransformador em Tensão de 380V:

Inversor de 25kW

$$P_{\text{máx_ap_25kW}} := 25 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 380 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_25KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_25kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 37,9836 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_25KW}} := I_{\text{Saída_25KW}} \cdot 1,25 = 47,4795 \text{ A}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 16mm² conduz uma corrente até 88A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 25kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 25kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{\text{Saída_corrigida_25KW}} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(47,4795 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 88 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 63A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 16mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída dos inversores de 25kW até o autotransformador de 55kVA em Tensão de 380V:

$$P_{m\acute{a}x_ap_50kW} := 50 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 380 \text{ V}$$

$$I_{50kW} := \frac{P_{m\acute{a}x_ap_50kW}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 75,9671 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 25mm² conduz uma corrente até 144A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QD-380

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{50kW} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(75,9671 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 117 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 100A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 25mm² HEPR na saída dos inversores de 25kW até o autotransformador em 380V atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do autotransformador de 55kW até o QFV1 em tensão de 220V:

$$P_{m\acute{a}x_ap_50kW} := 50 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{50kW} := \frac{P_{m\acute{a}x_ap_50kW}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 131,216 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 50mm² conduz uma corrente até 175A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QFV1

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{50kW} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(131,216 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 175 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 150 A
 Capacidade de interrupção: 40kA
 Número de Polos: 3
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 50mm² HEPR na saída do autotransformador de 55kVA até o QFV1 em 220V atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Inversor de 20kW

$$P_{\text{máx_ap_20kW}} := 20 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{20KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_20kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 52,4864 \text{ A} \quad I_{20KW_corrigida} := I_{20KW} \cdot 1,25 = 65,608 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 25mm² conduz uma corrente até 117A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 20kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{20KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(65,608\text{A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 117 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80 A
 Capacidade de interrupção: 10kA
 Número de Polos: 3
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 25mm² HEPR na saída do inversor de 20kW até o QFV2 em 220V atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Inversor de 5kW

$$P_{\text{máx_ap_5kW}} := 5,5 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{5KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_5kW}}}{V_{CA}} = 25 \text{ A} \quad I_{5KW_corrigida} := I_{5KW} \cdot 1,25 = 31,25 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 6mm² conduz uma corrente até 54A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 5kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{5KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(31,25 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 54 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 40 A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 2

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 6mm² HEPR na saída do inversor de 5kW até o QFV2 em 220V atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do QFV2 até o ponto geral de conexão

$$P_{QFV2} := 25 \text{ kW A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{QFV2} := \frac{P_{QFV2}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 65,608 \text{ A} \quad I_{QFV2_corrigida} := I_{QFV2} \cdot 1,25 = 82,01 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 25mm² conduz uma corrente até 117A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QFV2

A proteção do QFV2 deve satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{QFV2_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(82,01 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 117 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 100 A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 25mm² HEPR na saída do QFV2 até o ponto de conexão atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Proteção Contra Surtos de Tensão

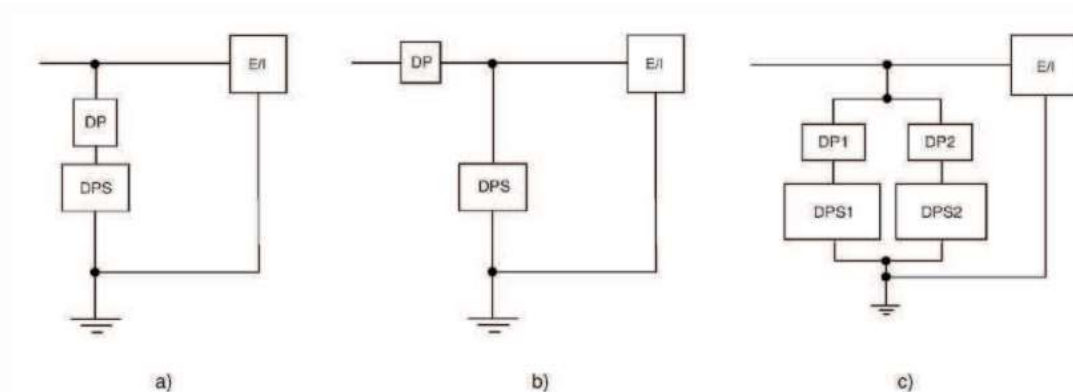
Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V



DP: dispositivo de proteção contra sobrecorrentes
 DPS: dispositivo de proteção contra surtos
 E/I: equipamento/instalação a ser protegida contra sobretensões

Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS, DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância a + b indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

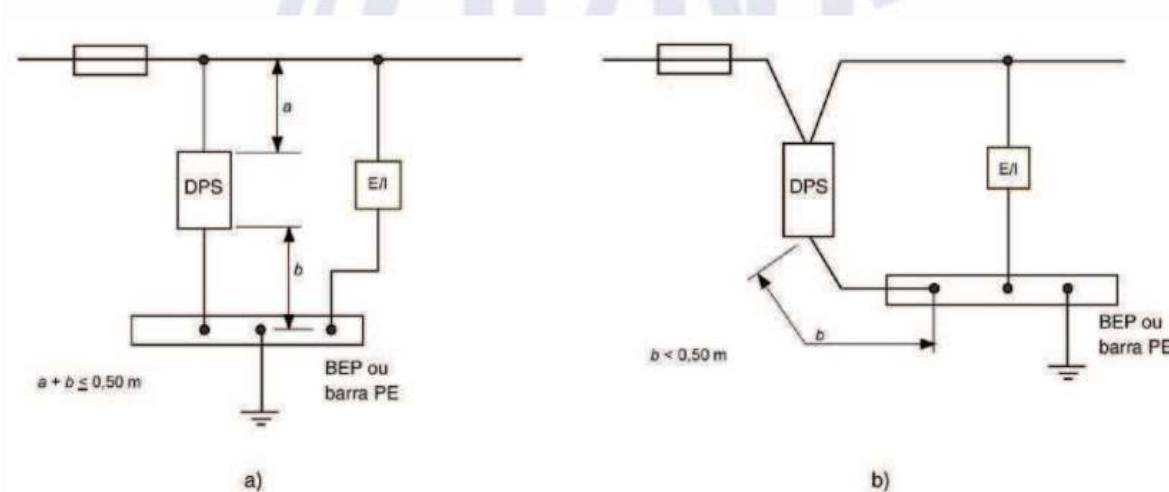


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Queda de Tensão do Lado C.A

TRECHO 1: Do inversor até o AutoTransformador em 380 V

$$\rho := 56 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \Omega}$$

$$V_1 := 380 \text{ V}$$

$$L1 := 10 \text{ m}$$

$$I1 := 150 \text{ A}$$

$$S1 := 50 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{\frac{1}{\rho} \cdot L1 \cdot I1}{S1 \cdot V_1} = 0,141 \%$$

TRECHO 2: Do AutoTransformador até o ponto de conexão

$$V_2 := 220 \text{ V}$$

$$L2 := 50 \text{ m}$$

$$I2 := 200 \text{ A}$$

$$S2 := 95 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{\frac{1}{\rho} \cdot L2 \cdot I2}{S2 \cdot V_2} = 0,8544 \%$$

Memorial de Cálculo: Escola Rocha Pombo

MUNICÍPIO DE PATO BRANCO

UC: 99566621

Irradiação solar diária média mensal do local:

obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo.

Estação: Pato Branco

Município: Pato Branco, PR - BRASIL

Latitude: 26,201° S

Longitude: 52,649° O

Distância do ponto de ref. (26,236247° S; 52,673032° O): 4,5 km

Assinado de forma digital
por IGUAÇU
ENGENHARIA ELETTRICA
LTDA:4185186800018
2

Assinado de forma digital
por IGUAÇU
ENGENHARIA ELETTRICA
LTDA:4185186800018
Dados: 2023.05.31
13:53:55 -03'00'

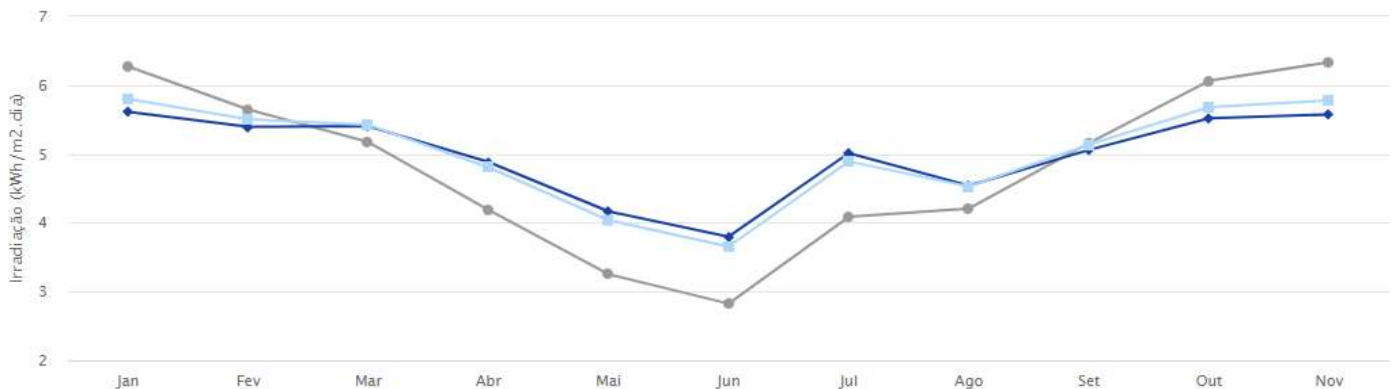


PREFEITURA DE
PATO BRANCO

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,27	5,65	5,17	4,19	3,25	2,82	3,08	4,09	4,21	5,16	6,06	6,34	4,69	3,51
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,61	5,39	5,40	4,88	4,17	3,80	4,07	5,01	4,54	5,06	5,52	5,57	4,92	1,82
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,80	5,50	5,42	4,81	4,04	3,65	3,93	4,89	4,53	5,14	5,68	5,78	4,93	2,15
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,63	4,69	5,03	4,91	4,43	4,14	4,40	5,19	4,34	4,50	4,62	4,54	4,62	1,04

Irradiação Solar no Plano Inclinado -Pato Branco-Pato Branco, PR-BRASIL

26,201° S; 52,649° O



FONTE: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Brito - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ dia}}$$

$$E := 12400 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

$$H_{TOTAL} := Irradiância \cdot 30 \frac{\text{dia}}{\text{mês}}$$

$$TD := 80,623 \%$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$G_{STC} := 1 \cdot \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}$$

$$Perdas = 19,377 \%$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{fv} := \frac{E \cdot G_{STC}}{H_{TOTAL} \cdot TD} = 104627,39 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$P_{mód} := 550 \frac{\text{W}}{\text{Módulos}}$$

$$N_{mód} := \frac{P_{fv}}{P_{mód}} = 190,2316 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{mód}; 0) = 190 \text{ Módulos}$$

$$P_{fv,real} := \text{round}(N_{mód}; 0) \cdot P_{mód} = 104500 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fv,real} = 104500 \text{ W}$$

$$E_{GERADA} := \frac{P_{fv,real} \cdot TD \cdot H_{TOTAL}}{G_{STC}} = 12384,9021 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{INV} := (2 \cdot 20 + 6 + 2 \cdot 10,5 + 8) \text{ kW}$$

$$QtotMód := \text{round} \left(\frac{P_{fv,real}}{P_{mód}}; 0 \right) = 190 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fv,real}}{P_{INV}} = 1,3933$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:**DADOS DE INVERSOR DE 20KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máx,inv} := 750 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 200 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := -8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right)} = 13,8491$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right)} = 5,7441$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$Na := 12$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 649,8601 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 417,822 \text{ Vcc}$$

$$Na := 13$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 704,0151 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 452,6405 \text{ Vcc}$$

**Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR DE 10,5kW E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{m\acute{a}x,inv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{m\acute{i}nima} := 0 - 8 \quad T_{m\acute{a}xima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{m\acute{a}x,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima}\right)\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima}\right)\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do aranjeo em série por MPPT:

$$Na := 9$$

$$V_{m\acute{a}xima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima}\right)\right)\right) = 487,3951 \text{ Vcc}$$

$$V_{m\acute{i}nima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima}\right)\right)\right) = 313,3665 \text{ Vcc}$$

$$Na := 8$$

$$V_{m\acute{a}xima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima}\right)\right)\right) = 433,2401 \text{ Vcc}$$

$$V_{m\acute{i}nima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima}\right)\right)\right) = 278,548 \text{ Vcc}$$

**Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR DE 8KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{m\acute{a}x,inv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{m\acute{i}nima} := 0 - 8 \quad T_{m\acute{a}xima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{m\acute{a}x,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima}\right)\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima}\right)\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$N_a := 10$$

$$V_{máxima} := N_a \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{V_{OC}} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima} \right) \right) \right) = 541,5501 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := N_a \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{V_{mpp}} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima} \right) \right) \right) = 348,185 \text{ Vcc}$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:

DADOS DE INVERSOR DE 6KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO

$$V_{máx,inv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := 0 - 8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{V_{OC}} := -0,00265 \quad \beta_{V_{mpp}} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{V_{OC}} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima} \right) \right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{V_{mpp}} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima} \right) \right) \right)} = 3,4464$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$N_a := 7$$

$$V_{máxima} := N_a \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{V_{OC}} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima} \right) \right) \right) = 379,0851 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := N_a \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{V_{mpp}} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima} \right) \right) \right) = 243,7295 \text{ Vcc}$$

Conclusão: O arranjo fotovoltaico será composto por:

2 inversores de 20 KW com 8 MPPT's, com uma string por MPPT e arranjo série de 13 módulos;
2 inversores de 10,5 KW com 6 MPPT's, sendo 4 MPPT's com uma string por MPPT e arranjo série de 9 módulos e 2 MPPT's com uma string e arranjo série de 8 módulos.

1 inversor de 8 KW com 2 MPPT's, com uma string por MPPT e arranjo série de 10 módulos;

1 inversor de 6 KW com 2 MPPT's, com uma string por MPPT e arranjo série de 7 módulos;

Total de 190 Módulos.

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{cc} := 13,98 \text{ A}$$

$$In_{inf} := 1,5 \cdot I_{cc} = 20,97 \text{ A}$$

$$In_{sup} := 2,4 \cdot I_{cc} = 33,552 \text{ A}$$

$$(In_{inf} < In) < In_{sup}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 44A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

- a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,57 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares
 que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,57$$

$$I_{z'} := I_z \cdot F_{AC} = 30,21 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida $I_{z'}$ é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm^2 pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída de cada um dos 2 inversores de 20kW até o QFV1 em tensão de 220V:

Inversor de 20kW

$$P_{\text{máx_ap_20kW}} := 20 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_20KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_20kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 52,4864 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_50KW}} := I_{\text{Saída_20KW}} \cdot 1,25 = 65,608 \text{ A}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 25mm² conduz uma corrente até 117A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 20kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 20kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{\text{Saída_corrigida_20KW}} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(65,608 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 117 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80A
 Capacidade de interrupção: 10kA
 Número de Polos: 3
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 25mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Inversor de 6kW até o QFV1 em tensão de 220V:

$$P_{\text{máx_ap_6kW}} := 6 \text{ kV A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{6KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_6kW}}}{V_{CA}} = 27,2727 \text{ A} \quad I_{6KW_corrigida} := I_{6KW} \cdot 1,25 = 34,0909 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 6mm² conduz uma corrente até 54A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 6kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{6KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(34,0909 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 54 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 40 A
 Capacidade de interrupção: 10kA
 Número de Polos: 2
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 6mm² HEPR na saída do inversor de 6kW até o QFV1 em 220V atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Inversor de 8kW até o QFV2 em tensão de 220V:

$$P_{\text{máx_ap_8kW}} := 8,8 \text{ kV A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{8KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_8kW}}}{V_{CA}} = 40 \text{ A} \quad I_{8KW_corrigida} := I_{8KW} \cdot 1,25 = 50 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 10mm² conduz uma corrente até 75A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 8kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{8KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(50 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 75 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 63 A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 2

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 10mm² HEPR na saída do inversor de 8kW até o QFV2 em 220V atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída dos 2 inversores de 10,5kW até o QFV2 em tensão de 220V:

$$P_{\text{máx_ap_10,5kW}} := 10,5 \text{ kW A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{10,5KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_10,5kW}}}{V_{CA}} = 47,7273 \text{ A} \quad I_{10,5KW_corrigida} := I_{10,5KW} \cdot 1,25 = 59,6591 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 16mm² conduz uma corrente até 100A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 10,5kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{10,5KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(59,6591 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 100 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80 A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 2

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 16mm² HEPR na saída do inversor de 10,5kW até o QFV2 em 220V atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do QFV1 até o ponto geral de conexão

$$P_{QFV1} := 46 \text{ kW A} \quad V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{QFV1} := \frac{P_{QFV1}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 120,7187 \text{ A} \quad I_{QFV1_corrigida} := I_{QFV1} \cdot 1,25 = 150,8984 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 50mm² conduz uma corrente até 175A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QFV1

A proteção do QFV1 deve satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{QFV1_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(150,8984 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 175 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 160 A

Capacidade de interrupção: 40kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 50mm² HEPR na saída do QFV1 até o ponto de conexão atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do QFV2 até o ponto geral de conexão

$$P_{QFV2} := 29,8 \text{ kVA}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{QFV2} := \frac{P_{QFV2}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 78,2047 \text{ A} \quad I_{QFV2_corrigida} := I_{QFV2} \cdot 1,25 = 97,7559 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 35mm² conduz uma corrente até 144A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QFV2

A proteção do QFV2 deve satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{QFV2_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(97,7559 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 144 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 125 A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 35mm² HEPR na saída do QFV2 até o ponto de conexão atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Proteção Contra Surtos de Tensão

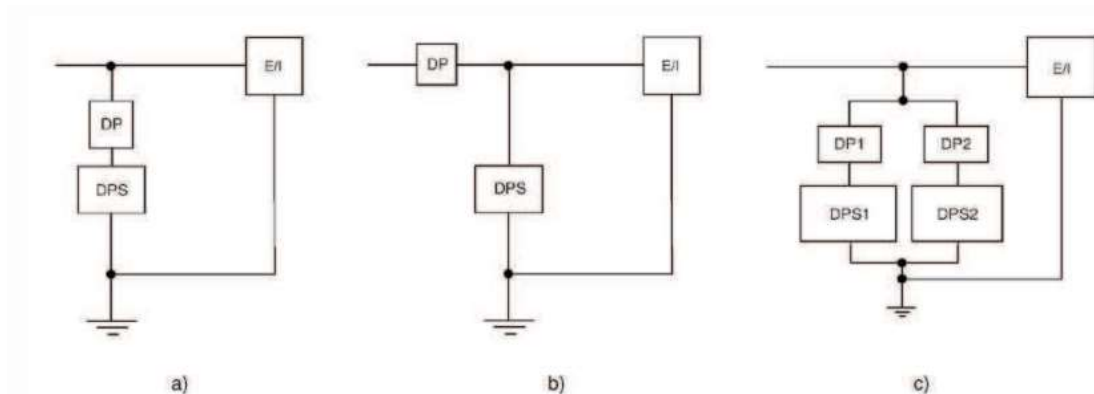
Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V



DP: dispositivo de proteção contra sobrecorrentes
 DPS: dispositivo de proteção contra surtos
 E/I: equipamento/instalação a ser protegida contra sobretensões

Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS, DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância a + b indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

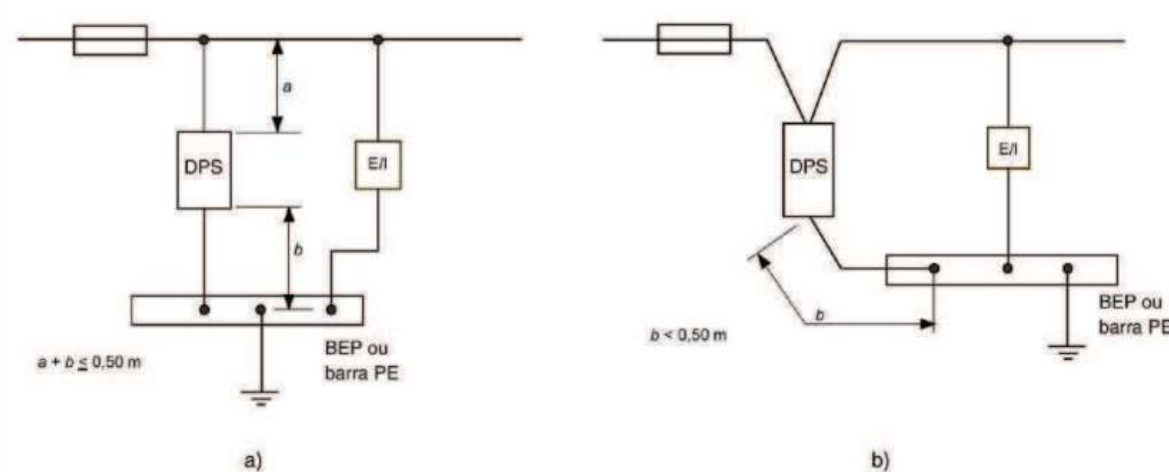


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Memorial de Cálculo: Escola São Cristóvão



MUNICÍPIO DE PATO BRANCO
UC: 45655812

Irradiação solar diária média mensal do local:
obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo.

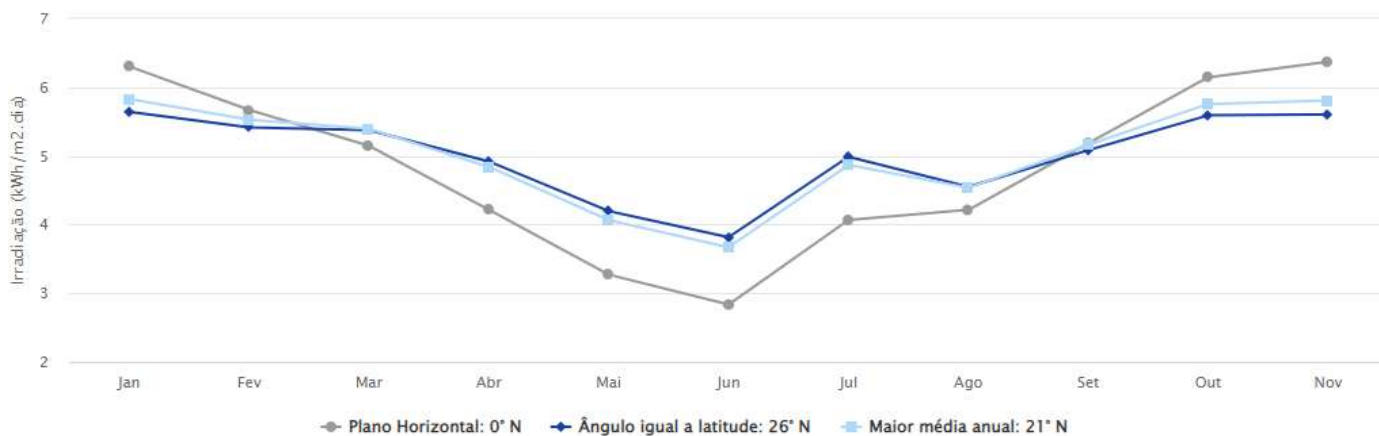
IGUACU ENGENHARIA ELETTRICA
LTDA:41851868000182
Assinado de forma digital por IGUACU ENGENHARIA ELETTRICA
Dados: 2023.05.31 13:56:33 -03'00'

Estação: Pato Branco
Município: Pato Branco, PR - BRASIL
Latitude: 26,201° S
Longitude: 52,749° O
Distância do ponto de ref. (26,233715° S; 52,713214° O): 5,1 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,30	5,67	5,15	4,22	3,27	2,84	3,09	4,07	4,21	5,18	6,15	6,37	4,71	3,53
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,64	5,42	5,38	4,92	4,20	3,82	4,09	4,99	4,55	5,08	5,59	5,60	4,94	1,83
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,83	5,53	5,40	4,84	4,07	3,67	3,95	4,87	4,54	5,16	5,76	5,81	4,95	2,16
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,65	4,71	5,00	4,94	4,46	4,16	4,42	5,16	4,35	4,52	4,67	4,56	4,64	1,00

Irradiação Solar no Plano Inclinado -Pato Branco-Pato Branco, PR-BRASIL

26,201° S; 52,749° O



FONTE: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Brito - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{kWh}{m^2 \text{ dia}}$$

$$P_{mód} := 550 \frac{W}{Módulos}$$

$$E := 7700 \frac{kWh}{mês}$$

$$H_{TOTAL} := Irradiância \cdot 30 \frac{dia}{mês}$$

$$TD := 74,523 \%$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$G_{STC} := 1 \cdot \frac{kW}{(m^2)}$$

$$Perdas = 25,477 \%$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{fv} := \frac{E \cdot G_{STC}}{H_{TOTAL} \cdot TD} = 70288,3 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$N_{mód} := \frac{P_{fv}}{P_{mód}} = 127,7969 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{mód}; 0) = 128 \text{ Módulos}$$

$$P_{fv,real} := \text{round}(N_{mód}; 0) \cdot P_{mód} = 70400 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fv,real} = 70400 \text{ W}$$

$$E_{GERADA} := \frac{P_{fv,real} \cdot TD \cdot H_{TOTAL}}{G_{STC}} = 7712,2362 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{INV} := (2 \cdot 20 + 10,5) \text{ kW}$$

$$Q_{TOTAL,INV} := \text{round} \left(\frac{P_{fv,real}}{P_{mód}} ; 0 \right) = 128 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fv,real}}{P_{INV}} = 1,3941$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:**DADOS DE INVERSOR DE 20KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máx,inv} := 750 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 200 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := 0 - 8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima} \right) \right)} = 13,8491$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima} \right) \right) \right)} = 5,7441$$

Teste do aranje em série por MPPT:

$$Na := 13$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima} \right) \right) \right) = 704,0151 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima} \right) \right) \right) = 452,6405 \text{ Vcc}$$

$$Na := 12$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima} \right) \right) \right) = 649,8601 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima} \right) \right) \right) = 417,822 \text{ Vcc}$$

Teste do Aranje em Paralelo por MPPT:

$$I_{mpp} := 13,12 \text{ A}$$

$$I_{CC} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{INV,MPP} := 26 \text{ A}$$

Quantidade máxima de conjuntos paralelo por MPPT

$$Q_{Parlo} := \frac{I_{INV,MPPT}}{I_{mpp}} = 1,9817$$

Corrente por MPPT:

$$I_{ent,MPPT} := I_{mpp} \cdot 1 = 13,12 \text{ A}$$

$$I_{máx,MPPT} := I_{cc} \cdot 1 = 13,98 \text{ A}$$

**Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR DE 10,5KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máx,inv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := -8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima})\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima})\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$Na := 9$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima})\right)\right) = 487,3951 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima})\right)\right) = 313,3665 \text{ Vcc}$$

Conclusão: O arranjo fotovoltaico será composto por:

2 inversores de 20KW com 8 MPPT's, com 3 MPPT's com uma strings por MPPT e arranjo série de 12 módulos e 5 MPPT's com uma strings por MPPT e arranjo série de 13 módulos. subtotal
1 inversor de 10,5 KW com 3 MPPT's, uma string por MPPT e arranjo série de 9 módulos,
Total de 128 Módulos.

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{cc} = 13,98 \text{ A}$$

$$I_{n_{inf}} := 1,5 \cdot I_{cc} = 20,97 \text{ A}$$

$$I_{n_{sup}} := 2,4 \cdot I_{cc} = 33,552 \text{ A}$$

$$(I_{n_{inf}} < I_n) < I_{n_{sup}}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 44A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,57 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolaresque compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de $N/2$ circuitos com dois condutores carregados quanto de $N/3$ circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,56$$

$$I_{z'} := I_z \cdot F_{AC} = 29,68 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida $I_{z'}$ é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm^2 pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída dos inversores de 20kW até o QFV:

Inversor de 20kW

$$P_{m\acute{a}x_ap_20kW} := 20 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{Saída_20KW} := \frac{P_{m\acute{a}x_ap_20kW}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 52,4864 \text{ A}$$

$$I_{Saída_corrigida_20KW} := I_{Saída_20KW} \cdot 1,25 = 65,608 \text{ A}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 25mm² conduz uma corrente até 117A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 20kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 20kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{Saída_corrigida_20KW} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(65,608 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 117 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80A
 Capacidade de interrupção: 10kA
 Número de Polos: 3
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 220V

Logo, o cabo de 50mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do inversor de 10,5kW até o QFV

$$P_{10,5kW} := 10,5 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{10,5kW} := \frac{P_{10,5kW}}{V_{CA}} = 47,7273 \text{ A}$$

$$I_{10,5kW_corrigida} := I_{10,5kW} \cdot 1,25 = 59,6591 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 16mm² conduz uma corrente até 100A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 10,5kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{10,5kW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(59,6591 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 100 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80A
 Capacidade de interrupção: 10kA
 Número de Polos: 2
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 16mm² HEPR na saída do inversor monofásico de 10,5kW até o QFV, satisfaz o requisito.

Cabeamento C.A e Proteção Geral do QFV - Saída do QFV até o ponto de conexão do gerador fotovoltaico.

$$P_{TOTAL} := (2 \cdot 20 + 10,5) \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{TOTAL} := \frac{P_{TOTAL}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 132,5281 \text{ A}$$

$$I_{TOTAL_corrigida} := I_{TOTAL} \cdot 1,25 = 165,6602 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 70mm² conduz uma corrente até 222A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A QUADRO GERAL FOTOVOLTAICO

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{TOTAL_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(165,6602 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 222 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 175A

Capacidade de interrupção: 40kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 70mm² HEPR na saída do QFV até o ponto de conexão do gerador, satisfaz o requisito.

Proteção Contra Surtos de Tensão

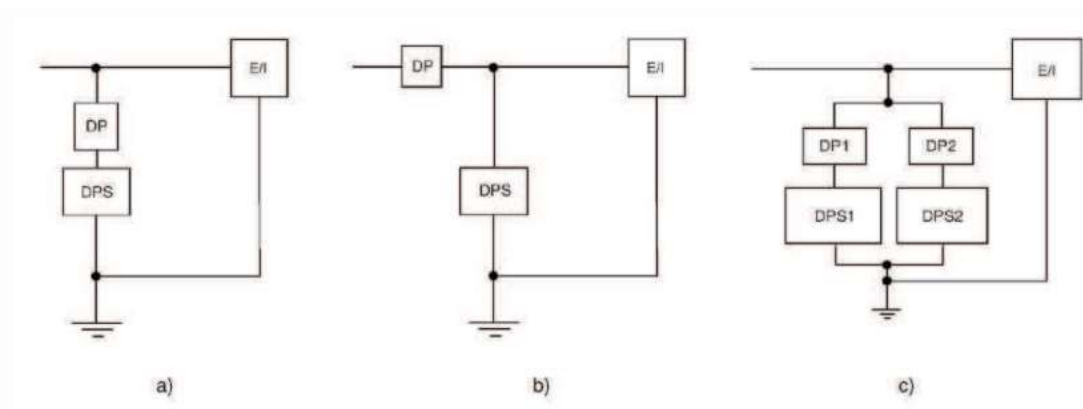
Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V



DP: dispositivo de proteção contra sobrecorrentes
 DPS: dispositivo de proteção contra surtos
 E/I: equipamento/instalação a ser protegida contra sobretensões

Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS, DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância a + b indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

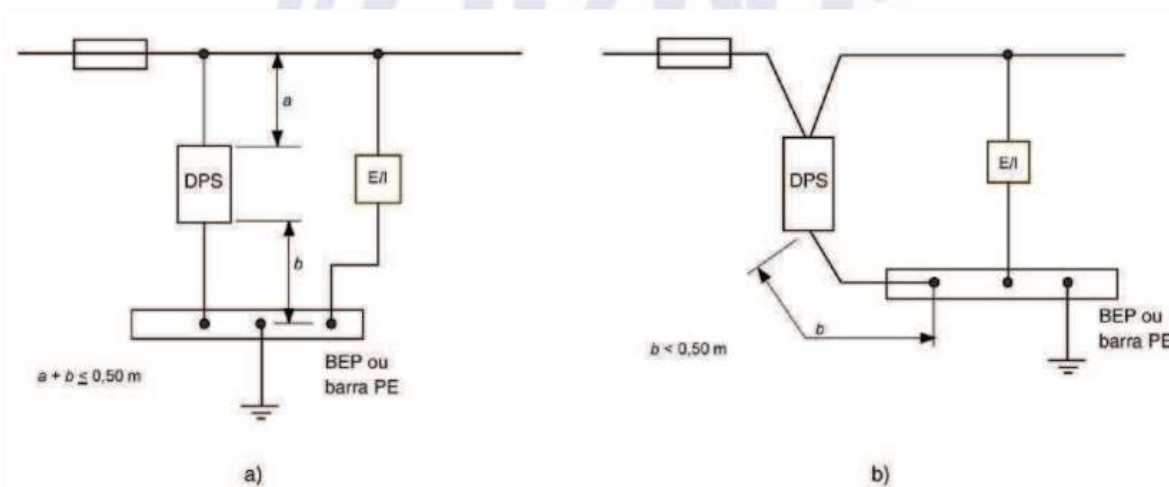


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio
Isolação: EPR ou XLPE
Temperatura no condutor: 90°C
Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Queda de Tensão do Lado C.A

TRECHO 1: Dos inversores até o QFV

$$\rho := 56 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \Omega}$$

$$V_1 := 220 \text{ V}$$

$$L_1 := 10 \text{ m}$$

$$I_1 := 80 \text{ A}$$

$$S_1 := 25 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V := \frac{\frac{1}{\rho} \cdot L_1 \cdot I_1}{S_1 \cdot V_1} = 0,2597 \%$$

TRECHO 2: Do AutoTransformador até o ponto de conexão

$$V_2 := 220 \text{ V}$$

$$L_2 := 30 \text{ m}$$

$$I_2 := 175 \text{ A}$$

$$S_2 := 70 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V := \frac{\frac{1}{\rho} \cdot L_2 \cdot I_2}{S_2 \cdot V_2} = 0,6088 \%$$

Memorial de Cálculo: Escola Municipal São Luiz

MUNICÍPIO DE PATO BRANCO

UC: 93852347

IGUACU
ENGENHARIA
ELETRICA
LTDA:4185186800
0182

Assinado de forma
digital por IGUACU
ENGENHARIA ELETRICA
LTDA:4185186800182
Dados: 2023.05.31
13:59:44 -03'00'



PREFEITURA DE
PATO BRANCO

Irradiação solar diária média mensal do local:

obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo.

Estação: Pato Branco

Município: Pato Branco, PR - BRASIL

Latitude: 26,101° S

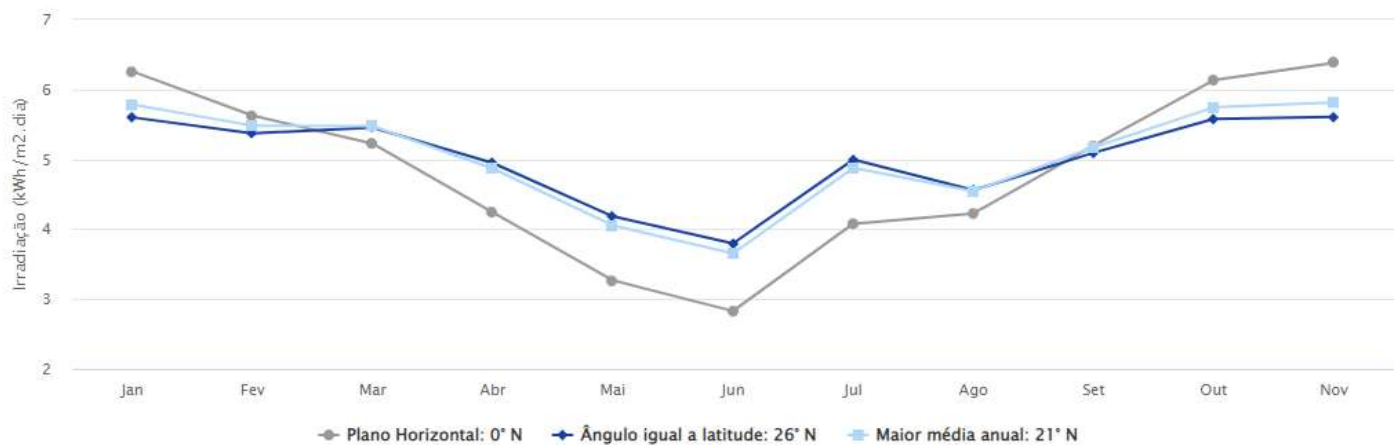
Longitude: 52,649° O

Distância do ponto de ref. (26,095576° S; 52,647437° O): 6 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,26	5,63	5,22	4,24	3,27	2,83	3,09	4,08	4,22	5,20	6,13	6,38	4,71	3,55
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,60	5,37	5,46	4,95	4,18	3,80	4,08	5,00	4,56	5,09	5,58	5,61	4,94	1,81
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,79	5,48	5,48	4,87	4,05	3,65	3,94	4,88	4,55	5,17	5,74	5,81	4,95	2,16
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,62	4,67	5,07	4,97	4,45	4,14	4,41	5,16	4,36	4,53	4,66	4,56	4,63	1,03

Irradiação Solar no Plano Inclinado -Pato Branco-Pato Branco, PR-BRASIL

26,101° S; 52,649° O



— Plano Horizontal: 0° N — Ângulo igual a latitude: 26° N — Maior média anual: 21° N

FONTE: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ dia}}$$

$$E := 8700 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

$$H_{TOTAL} := Irradiância \cdot 30 \frac{\text{dia}}{\text{mês}}$$

$$TD := 84,011 \%$$

$$G_{STC} := 1 \cdot \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$Perdas = 15,989 \%$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{fv} := \frac{E \cdot G_{STC}}{H_{TOTAL} \cdot TD} = 70447,53 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$P_{mód} := 550 \frac{\text{W}}{\text{Módulos}}$$

$$N_{mód} := \frac{P_{fv}}{P_{mód}} = 128,0864 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{mód}; 0) = 128 \text{ Módulos}$$

$$P_{fv,real} := \text{round}(N_{mód}; 0) \cdot P_{mód} = 70400 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fv,real} = 70400 \text{ W}$$

$$E_{GERADA} := \frac{P_{fv,real} \cdot TD \cdot H_{TOTAL}}{G_{STC}} = 8694,1304 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{INV} := (30 + 7 + 6 + 5 + 3) \text{ kW}$$

$$Q_{TOTAL,INV} := \text{round} \left(\frac{P_{fv,real}}{P_{mód}}; 0 \right) = 128 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fv,real}}{P_{INV}} = 1,3804$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:**DADOS DE INVERSOR DE 30KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máx,inv} := 1100 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 200 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := 0 - 8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right)} = 20,3121$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right)} = 5,7441$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$Na := 20$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 1083,1002 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 696,37 \text{ Vcc}$$

$$Na := 19$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 1028,9452 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 661,5515 \text{ Vcc}$$

Teste do Arranjo em Paralelo por MPPT:

$$I_{mpp} := 13,12 \text{ A}$$

$$I_{cc} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{INV,MPP} := 26 \text{ A}$$

Quantidade máxima de conjuntos paralelo por MPPT

$$Q_{\text{Parlo}} := \frac{I_{\text{INV},\text{MPP}}}{I_{\text{mpp}}} = 1,9817$$

Corrente por MPPT:

$$I_{\text{ent},\text{Mppt}} := I_{\text{mpp}} \cdot 1 = 13,12 \text{ A}$$

$$I_{\text{máx},\text{Mppt}} := I_{\text{cc}} \cdot 1 = 13,98 \text{ A}$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR DE 7KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO

$$V_{\text{máx},\text{inv}} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{\text{part},\text{inv}} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{\text{mínima}} := 0 - 8 \quad T_{\text{máxima}} := 75$$

$$T_{\text{ambiente}} := 25$$

$$\beta_{\text{Voc}} := -0,00265 \quad \beta_{\text{Vmpp}} := -0,0034$$

$$V_{\text{OC}} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{\text{mp}} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{\text{máx},\text{inv}}}{V_{\text{OC}} \cdot \left(1 - \beta_{\text{Voc}} \cdot \left(T_{\text{ambiente}} - T_{\text{mínima}}\right)\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{\text{part},\text{inv}}}{V_{\text{mp}} \cdot \left(1 - \left(\beta_{\text{Vmpp}} \cdot \left(T_{\text{ambiente}} - T_{\text{máxima}}\right)\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do aranjeo em série por MPPT:

$$Na := 9$$

$$V_{\text{máxima}} := Na \cdot V_{\text{OC}} \cdot \left(1 - \left(\beta_{\text{Voc}} \cdot \left(T_{\text{ambiente}} - T_{\text{mínima}}\right)\right)\right) = 487,3951 \text{ Vcc}$$

$$V_{\text{mínima}} := Na \cdot V_{\text{mp}} \cdot \left(1 - \left(\beta_{\text{Vmpp}} \cdot \left(T_{\text{ambiente}} - T_{\text{máxima}}\right)\right)\right) = 313,3665 \text{ Vcc}$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR DE 6KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO

$$V_{\text{máx},\text{inv}} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{\text{part},\text{inv}} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{\text{mínima}} := 0 - 8 \quad T_{\text{máxima}} := 75$$

$$T_{\text{ambiente}} := 25$$

$$\beta_{\text{Voc}} := -0,00265 \quad \beta_{\text{Vmpp}} := -0,0034$$

$$V_{\text{OC}} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{\text{mp}} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{\text{máx},\text{inv}}}{V_{\text{OC}} \cdot \left(1 - \beta_{\text{Voc}} \cdot \left(T_{\text{ambiente}} - T_{\text{mínima}}\right)\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{V_{mpp}} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima}\right)\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do aranje em série por MPPT:

$$Na := 8$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{V_{OC}} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima}\right)\right)\right) = 433,2401 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{V_{mpp}} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima}\right)\right)\right) = 278,548 \text{ Vcc}$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:

DADOS DE INVERSOR DE 5KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO

$$V_{máx,inv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := 0 - 8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{V_{OC}} := -0,00265 \quad \beta_{V_{mpp}} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{V_{OC}} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima}\right)\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{V_{mpp}} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima}\right)\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do aranje em série por MPPT:

$$Na := 10$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{V_{OC}} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima}\right)\right)\right) = 541,5501 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{V_{mpp}} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima}\right)\right)\right) = 348,185 \text{ Vcc}$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:

DADOS DE INVERSOR DE 3KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO

$$V_{máx,inv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := 0 - 8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{V_{OC}} := -0,00265 \quad \beta_{V_{mpp}} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{V_{OC}} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima}\right)\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima}\right)\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$Na := 7$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{oc} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima}\right)\right)\right) = 379,0851 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima}\right)\right)\right) = 243,7295 \text{ Vcc}$$

Conclusão: O arranjo fotovoltaico será composto por:

1 inversor de 30KW com 4 MPPT's, 1 MPPT com uma string por MPPT e arranjo série de 20 módulos e 3 MPPT's com uma string por MPPT e arranjo série de 19 módulos;

1 inversor de 7KW com 2 MPPT's, com uma string por MPPT e arranjo série de 9 módulos;

1 inversor de 6KW com 2 MPPT's, com uma string por MPPT e arranjo série de 8 módulos;

1 inversor de 5KW com 1 MPPT's, com uma string por MPPT e arranjo série de 10 módulos;

1 inversor de 3KW com 1 MPPT's, com uma string por MPPT e arranjo série de 7 módulos;

Total de 128 Módulos.

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{cc} = 13,98 \text{ A}$$

$$In_{inf} := 1,5 \cdot I_{cc} = 20,97 \text{ A}$$

$$In_{sup} := 2,4 \cdot I_{cc} = 33,552 \text{ A}$$

$$\left(In_{inf} < In \right) < In_{sup}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 44A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,57 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares
 que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,57$$

$$I_{z'} := I_z \cdot F_{AC} = 30,21 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida $I_{z'}$ é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm² pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída do inversor até o autotransformador em Tensão de 380V:

Inversor de 30kW

$$P_{\text{máx_ap_30kW}} := 33 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 380 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_30KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_30kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 50,1383 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_30KW}} := I_{\text{Saída_30KW}} \cdot 1,25 = 62,6729 \text{ A}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 25mm² conduz uma corrente até 117A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 30kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 30kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{Saída_corrigida_30kW} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(62,6729 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 117 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80A

Capacidade de interrupção: 10kA

Tipo: DIN

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 25mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do autotransformador de 35kVA até o QFV1 em tensão de 220V:

$$P_{30kW} := 33 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{30kW} := \frac{P_{\text{máx_ap_30kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 86,6025 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 35mm² conduz uma corrente até 144A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do autotransformador:

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{30kW} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(86,6025 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 144 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 125A

Capacidade de interrupção: 40kA

Tipo: Caixa Moldada

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 35mm² HEPR na saída do autotransformador em 220V até o barramento em tensão de 220V atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Inversor de 7kW até o QFV1 em tensão de 220V:

$$P_{\text{máx_ap_7kW}} := 7,7 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{7KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_7kW}}}{V_{CA}} = 35 \text{ A}$$

$$I_{7KW_corrigida} := I_{7KW} \cdot 1,25 = 43,75 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 10mm² conduz uma corrente até 75A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 7kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{7KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(43,75 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 75 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 50 A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 2

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 10mm² HEPR na saída do inversor de 7kW até o barramento em tensão de 220V os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Inversore de 3kW até o QFV1 em tensão de 220V::

$$P_{\text{máx_ap_3kW}} := 3,3 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{3KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_3kW}}}{V_{CA}} = 15 \text{ A}$$

$$I_{3KW_corrigida} := I_{3KW} \cdot 1,25 = 18,75 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 6mm² conduz uma corrente até 54A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 3kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{3KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(18,75 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 54 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 25 A
 Capacidade de interrupção: 10kA
 Número de Polos: 2
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 6mm² HEPR na saída do inversor de 3kW até o barramento em tensão de 220V os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Inversor de 6kW até o QFV2 em tensão de 220V:

$$P_{\text{máx_ap_6kW}} := 6,6 \text{ kV A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{6KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_6kW}}}{V_{CA}} = 30 \text{ A} \qquad I_{6KW_corrigida} := I_{6KW} \cdot 1,25 = 37,5 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 6mm² conduz uma corrente até 54A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 6kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{6KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(37,5 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 54 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 40 A
 Capacidade de interrupção: 10kA
 Número de Polos: 2
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 6mm² HEPR na saída do inversor de 6kW até o barramento em 220V os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Inversore de 5kW até o QFV2 em tensão de 220V:

$$P_{\text{máx_ap_5kW}} := 5,5 \text{ kV A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{5KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_5kW}}}{V_{CA}} = 25 \text{ A} \qquad I_{5KW_corrigida} := I_{5KW} \cdot 1,25 = 31,25 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 6mm² conduz uma corrente até 54A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 5kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{5KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(31,25 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 54 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 40 A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 2

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 6mm² HEPR na saída do inversor de 5kW até o barramento em 220V os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do barramento em Tensão de 220V até o ponto de conexão do microgerador - PROTEÇÃO GERAL:

$$P_{MÁXIMA} := (33 + 7,7 + 3,3 + 5,5 + 6,6) \text{ kV A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{MÁXIMA} := \frac{P_{MÁXIMA}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 147,2243 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 50mm² conduz uma corrente até 175A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QDG dos inversores

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{MÁXIMA} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(147,2243 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 175 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 150A

Capacidade de interrupção: 40kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 50mm² HEPR na saída do QDG em 220V até o ponto de conexão do microgerador atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

OBS: Será necessário trocar o ramal de entrada ou o disjuntor do local, visto que o disjuntor disponível é de 100A e a saída do barramento de 220V possui um disjuntor de 150A. Outra opção, será fazer a conexão na caixa de passagem do padrão de entrada.

Proteção Contra Surtos de Tensão

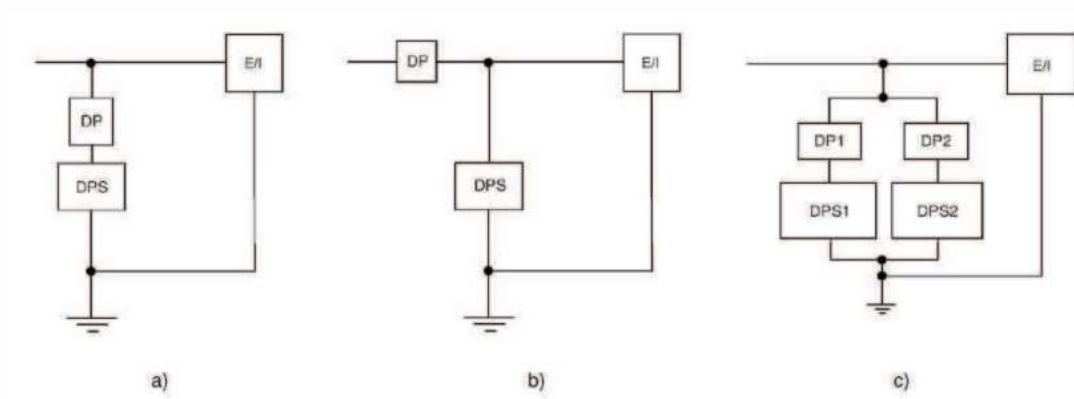
Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V



DP: dispositivo de proteção contra sobrecorrentes
 DPS: dispositivo de proteção contra surtos
 E/I: equipamento/instalação a ser protegida contra sobretensões

Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância a + b indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

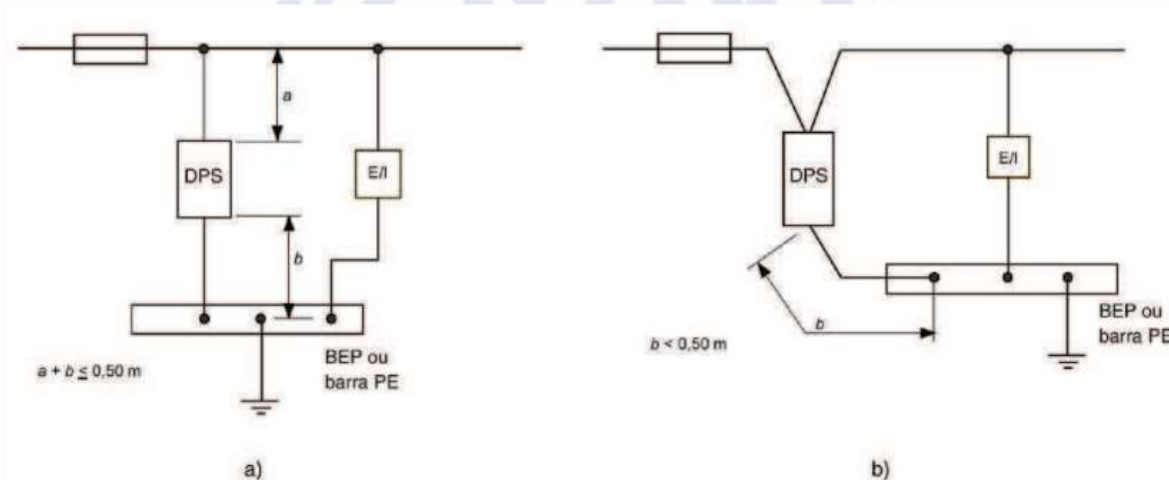


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio
Isolação: EPR ou XLPE
Temperatura no condutor: 90°C
Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Queda de Tensão do Lado C.A

TRECHO 1: Do inversor até o AutoTransformador em 380 V

$$\rho := 56 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \Omega}$$

$$V_1 := 380 \text{ V}$$

$$L1 := 10 \text{ m}$$

$$I1 := 150 \text{ A}$$

$$S1 := 50 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{\left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L1 \cdot I1}{S1 \cdot V_1} = 0,141 \%$$

TRECHO 2: Do AutoTransformador até o ponto de conexão

$$V_2 := 220 \text{ V}$$

$$L2 := 100 \text{ m}$$

$$I2 := 150 \text{ A}$$

$$S2 := 50 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{\left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L2 \cdot I2}{S2 \cdot V_2} = 2,4351 \%$$

Memorial de Cálculo: Escola Udir Cantu

Assinado de forma digital por IGUACU ENGENHARIA ELETTRICA LTDA:4185186800018 2
 Dados: 2023.05.31 14:01:29 -03'00'



MUNICÍPIO DE PATO BRANCO
 UC: 103773142



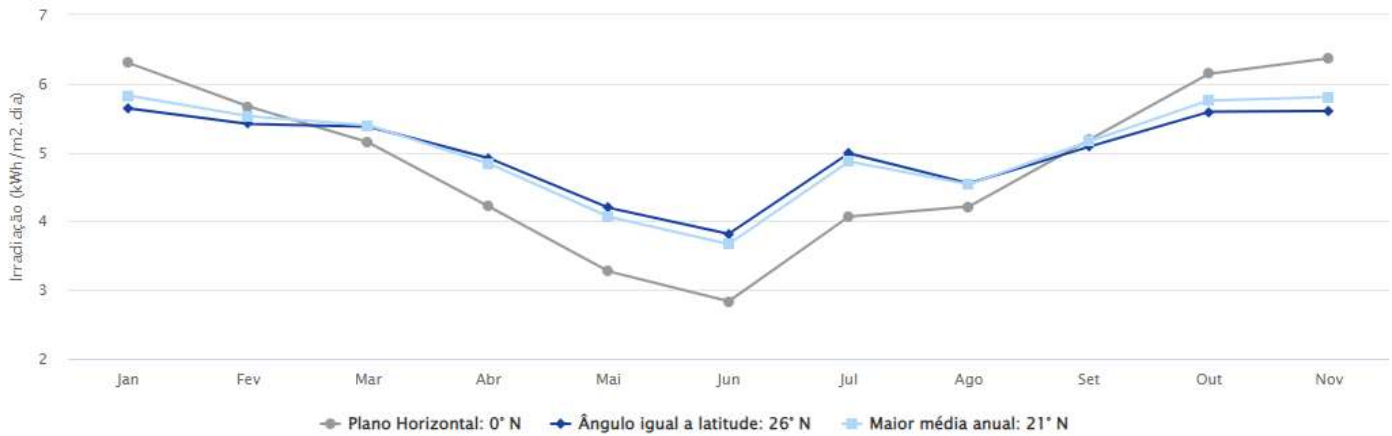
Irradiação solar diária média mensal do local:
 obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo.

Estação: Pato Branco
Município: Pato Branco, PR - BRASIL
Latitude: 26,201° S
Longitude: 52,749° O
Distância do ponto de ref. (26,233715° S; 52,713214° O): 5,1 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,30	5,67	5,15	4,22	3,27	2,84	3,09	4,07	4,21	5,18	6,15	6,37	4,71	3,53
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,64	5,42	5,38	4,92	4,20	3,82	4,09	4,99	4,55	5,08	5,59	5,60	4,94	1,83
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,83	5,53	5,40	4,84	4,07	3,67	3,95	4,87	4,54	5,16	5,76	5,81	4,95	2,16
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,65	4,71	5,00	4,94	4,46	4,16	4,42	5,16	4,35	4,52	4,67	4,56	4,64	1,00

Irradiação Solar no Plano Inclinado –Pato Branco–Pato Branco, PR–BRASIL

26,201° S; 52,749° O



FONTE: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Brito - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{kWh}{m^2 \text{ dia}}$$

$$E := 12900 \frac{kWh}{mês}$$

$$H_{TOTAL} := Irradiância \cdot 30 \frac{dia}{mês}$$

$$TD := 84,011 \%$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$G_{STC} := 1 \cdot \frac{kW}{(m^2)}$$

$$Perdas = 15,989 \%$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{fv} := \frac{E \cdot G_{STC}}{H_{TOTAL} \cdot TD} = 104456,68 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$P_{mód} := 550 \frac{W}{Módulos}$$

$$N_{mód} := \frac{P_{fv}}{P_{mód}} = 189,9212 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{mód}; 0) = 190 \text{ Módulos}$$

$$P_{fv,real} := \text{round}(N_{mód}; 0) \cdot P_{mód} = 104500 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fv,real} = 104500 \text{ W}$$

$$E_{GERADA} := \frac{P_{fv,real} \cdot TD \cdot H_{TOTAL}}{G_{STC}} = 12905,3498 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{INV} := (3 \cdot 20 + 4 + 10,5) \text{ kW}$$

$$Q_{TOTAL,INV} := \text{round} \left(\frac{P_{fv,real}}{P_{mód}}; 0 \right) = 190 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fv,real}}{P_{INV}} = 1,4027$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:**DADOS DE INVERSOR DE 20KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máx,inv} := 750 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 200 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := -8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right)} = 13,8491$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right)} = 5,7441$$

Teste do aranje em série por MPPT:

$$Na := 13$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 704,0151 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 452,6405 \text{ Vcc}$$

$$Na := 12$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 649,8601 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 417,822 \text{ Vcc}$$

**Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR DE 4KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máx,inv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := -8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima}\right)\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima}\right)\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do aranjeo em série por MPPT:

$$Na := 9$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima}\right)\right)\right) = 487,3951 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima}\right)\right)\right) = 313,3665 \text{ Vcc}$$

**Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR DE 10,5KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máx,inv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := 0 - 8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima}\right)\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima}\right)\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$N_a := 9$

$$V_{m\acute{a}xima} := N_a \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{V_{OC}} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima} \right) \right) \right) = 487,3951 \text{ Vcc}$$

$$V_{m\acute{i}nima} := N_a \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{V_{mp}} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima} \right) \right) \right) = 313,3665 \text{ Vcc}$$

Conclusão: O arranjo fotovoltaico será composto por:

3 inversores de 20KW com 12 MPPT's, sendo 10 MPPT's com uma string por MPPT e arranjo série de 13 módulos e 2 MPPT's com uma string e arranjo série de 12 módulos;

1 inversor de 4KW com 1 MPPT's, sendo uma string por MPPT e arranjo série de 9 módulos;

1 inversor de 10,5KW com 3 MPPT's, com uma string por MPPT e arranjo série de 9 módulos;

Total de 190 Módulos.

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{cc} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{n_{inf}} := 1,5 \cdot I_{cc} = 20,97 \text{ A}$$

$$I_{n_{sup}} := 2,4 \cdot I_{cc} = 33,552 \text{ A}$$

$$\left(I_{n_{inf}} < I_n \right) < I_{n_{sup}}$$

Classificao máxima do fusível da série  de 25A.

Considera-se que os cabos da instalao de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalao 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40C - NBR 16612), a capacidade de conduo de corrente  de 44A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

a) modo de instalao 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de conduo de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 C

Seo mm ²	Instalao ao ar livre protegida do sol				Instalao ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalao				Modo de instalao			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,52 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, superfície	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,52$$

$$I_{z'} := I_z \cdot F_{AC} = 27,56 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida $I_{z'}$ é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm² pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída de cada um dos 3 inversores de 20KV até o QFV1 em tensão de 220V:

Inversor de 20kW

$$P_{\text{máx_ap_20kW}} := 20 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_20KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_20kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 52,4864 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_20KW}} := I_{\text{Saída_20KW}} \cdot 1,25 = 65,608 \text{ A}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 25mm² conduz uma corrente até 117A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 20kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 20kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{\text{Saída_corrigida_20KW}} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(65,608 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 117 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 25mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Inversor de 10,5kW até o QFV2 em tensão de 220V:

$$P_{\text{máx_ap_10,5kW}} := 10,5 \text{ kW}$$

$$V_{\text{CA}} := 220 \text{ V}$$

$$I_{10,5KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_10,5kW}}}{V_{\text{CA}}} = 47,7273 \text{ A} \quad I_{10,5KW_corrigida} := I_{10,5KW} \cdot 1,25 = 59,6591 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 16mm² conduz uma corrente até 100A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 10,5kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{10,5KW_corrigida} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(59,66 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 100 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80 A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 2

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 16mm² HEPR na saída do inversor de 10,5kW até o QFV2 em 220V atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Inversor de 4kW até o QFV2 em tensão de 220V:

$$P_{m\acute{a}x_ap_4kW} := 4,4 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{4KW} := \frac{P_{m\acute{a}x_ap_4kW}}{V_{CA}} = 20 \text{ A} \quad I_{4KW_corrigida} := I_{4KW} \cdot 1,25 = 25 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 6mm² conduz uma corrente até 54A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do Inversor de 4kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{4KW_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(25 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 54 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 32 A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 2

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 6mm² HEPR na saída do inversor de 4kW até o QFV2 em 220V atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do QFV1 até o ponto geral de conexão

$$P_{QFV1} := 60 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{QFV1} := \frac{P_{QFV1}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 157,4592 \text{ A} \quad I_{QFV1_corrigida} := I_{QFV1} \cdot 1,25 = 196,824 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 70mm² conduz uma corrente até 222A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QFV1

A proteção do QFV1 deve satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{QFV1_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(196,824 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 222 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 200 A

Capacidade de interrupção: 40kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 70mm² HEPR na saída do QFV1 até o ponto de conexão atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do QFV2 até o ponto geral de conexão

$$P_{QFV2} := 14,5 \text{ kV A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{QFV2} := \frac{P_{QFV2}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 38,0526 \text{ A} \quad I_{QFV2_corrigida} := I_{QFV2} \cdot 1,25 = 47,5658 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 10mm² conduz uma corrente até 66A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QFV2

A proteção do QFV2 deve satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{QFV2_corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(47,5658 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 66 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 50 A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 10mm² HEPR na saída do QFV2 até o ponto de conexão atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Quadro de proteção em Tensão de 220V até o ponto de conexão do microgerador - PROTEÇÃO GERAL:

$$P_{MÁXIMA} := (10,5 + 4 + 3 \cdot 20) \text{ kV A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{MÁXIMA} := \frac{P_{MÁXIMA}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 195,5118 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 70mm² conduz uma corrente até 222A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QDG dos inversores

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{MÁXIMA} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$(195,5118 \text{ A} < I_{DISJUNTOR}) < 222 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 200A

Capacidade de interrupção: 20kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 70mm² HEPR na saída do QDG em 220V até o ponto de conexão do microgerador atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Proteção Contra Surtos de Tensão

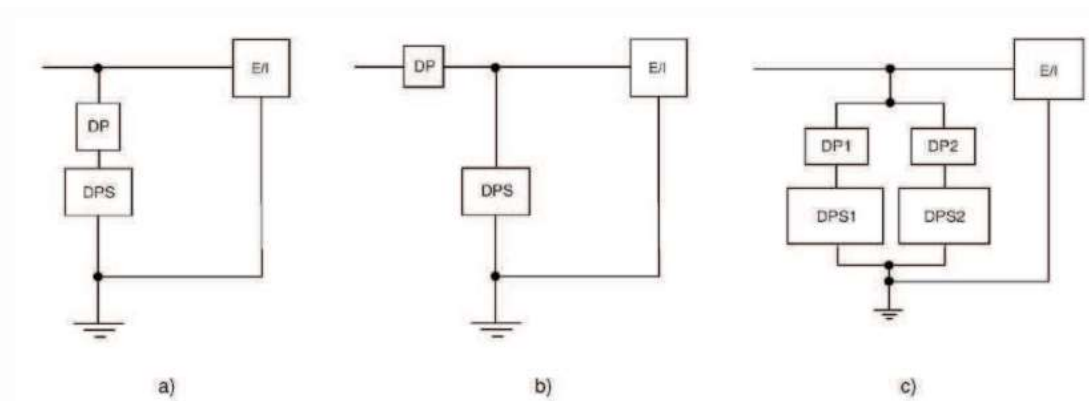
Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V



DP: dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

DPS: dispositivo de proteção contra surtos

E/I: equipamento/instalação a ser protegida contra sobretensões

Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS, DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância a + b indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

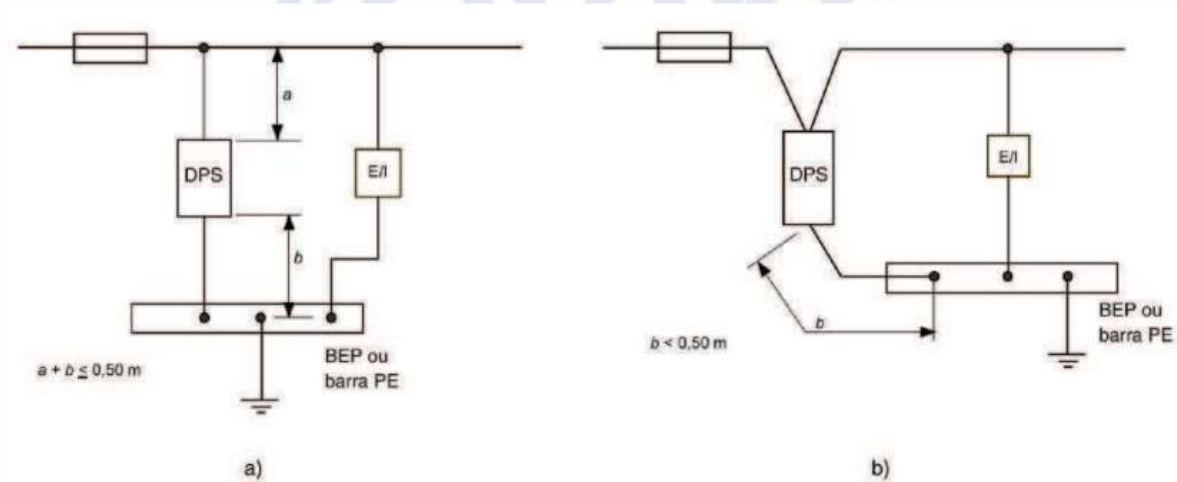


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio
Isolação: EPR ou XLPE
Temperatura no condutor: 90°C
Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Queda de Tensão do Lado C.A

TRECHO 1: Dos inversores até o ponto de conexão em 220 V

$$\rho := 56 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \Omega}$$

$$V_1 := 220 \text{ V}$$

$$L1 := 100 \text{ m}$$

$$I1 := 200 \text{ A}$$

$$S1 := 70 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{\frac{1}{S1} \cdot L1 \cdot I1}{V_1} = 2,3191 \%$$

Memorial de Cálculo: Fundo Municipal de Saude

MUNICÍPIO DE PATO BRANCO

UC: 84939443

IGUACU ENGENHARIA
ELETRICA
LTDA:4185186800018
2



Irradiação solar diária média mensal do local:

obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo.

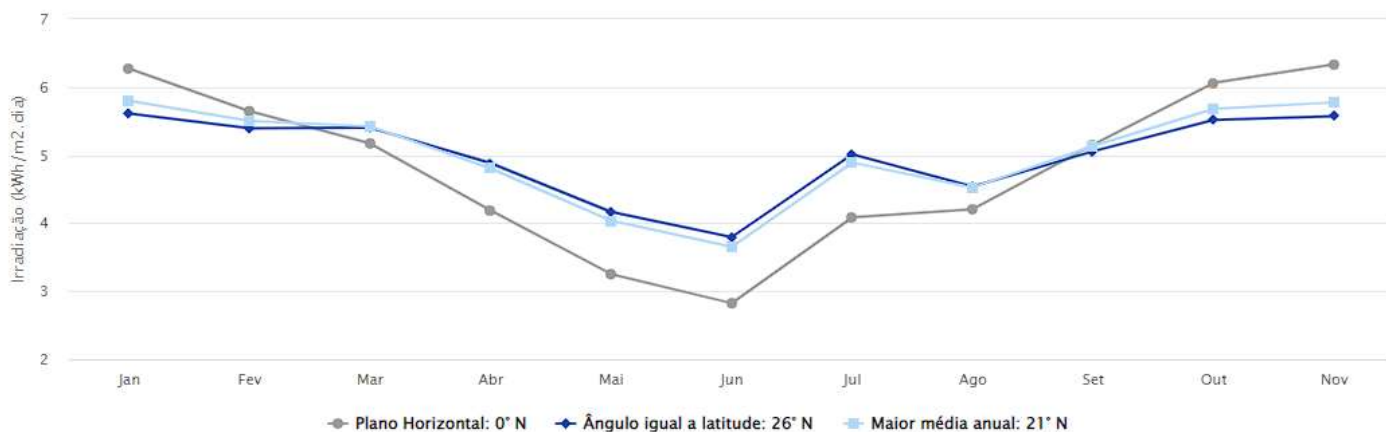
Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Pato Branco
Município: Pato Branco, PR - BRASIL
Latitude: 26,201° S
Longitude: 52,649° O
Distância do ponto de ref. (26,230514° S; 52,661263° O): 3,5 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,27	5,65	5,17	4,19	3,25	2,82	3,08	4,09	4,21	5,16	6,06	6,34	4,69	3,51
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,61	5,39	5,40	4,88	4,17	3,80	4,07	5,01	4,54	5,06	5,52	5,57	4,92	1,82
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,80	5,50	5,42	4,81	4,04	3,65	3,93	4,89	4,53	5,14	5,68	5,78	4,93	2,15
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,63	4,69	5,03	4,91	4,43	4,14	4,40	5,19	4,34	4,50	4,62	4,54	4,62	1,04

Irradiação Solar no Plano Inclinado -Pato Branco-Pato Branco, PR-BRASIL

26,201° S; 52,649° O



FONTE: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Brito - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{kWh}{m^2 \text{ dia}}$$

$$P_{mód} := 550 \frac{W}{Módulos}$$

$$E := 7600 \frac{kWh}{mês}$$

$$H_{TOTAL} := Irradiância \cdot 30 \frac{dia}{mês}$$

$$TD := 84,011 \%$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$G_{STC} := 1 \cdot \frac{kW}{(m^2)}$$

$$Perdas = 15,989 \%$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{fv} := \frac{E \cdot G_{STC}}{H_{TOTAL} \cdot TD} = 61540,37 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$N_{mód} := \frac{P_{fv}}{P_{mód}} = 111,8916 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{mód}; 0) = 112 \text{ Módulos}$$

$$P_{fv,real} := \text{round}(N_{mód}; 0) \cdot P_{mód} = 61600 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fv,real} = 61600 \text{ W}$$

$$E_{GERADA} := \frac{P_{fv,real} \cdot TD \cdot H_{TOTAL}}{G_{STC}} = 7607,3641 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{INV} := (20 + 20 + 5) \text{ kW}$$

$$Q_{TOTAL,INV} := \text{round} \left(\frac{P_{fv,real}}{P_{mód}}; 0 \right) = 112 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fv,real}}{P_{INV}} = 1,3689$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:**DADOS DE INVERSOR E MÓDULO FOTOVOLTAICO 20kW**

$$V_{máx,inv} := 750 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 200 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := -8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right)} = 13,8491$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right)} = 5,7441$$

Teste do aranho em série por MPPT:

$$Na := 13$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 704,0151 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 452,6405 \text{ Vcc}$$

$$Na := 12$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 649,8601 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 417,822 \text{ Vcc}$$

**Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR E MÓDULO FOTOVOLTAICO 5kW**

$$V_{m\acute{a}x,inv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{m\acute{i}nima} := -8 \quad T_{m\acute{a}xima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{m\acute{a}x,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima}\right)\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima}\right)\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$Na := 6$$

$$V_{m\acute{a}xima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima}\right)\right)\right) = 324,9301 \text{ Vcc}$$

$$V_{m\acute{i}nima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima}\right)\right)\right) = 208,911 \text{ Vcc}$$

Conclusão: O arranjo fotovoltaico será composto por:

- 1 Inversor de 20kW com 4 MPPT's, sendo 1 string por MPPT e arranjo série de 12 Módulos.
- 1 Inversor de 20kW com 4 MPPT's, SENDO 1 string por MPPT e arranjo série de 13 Módulos.
- 1 Inversor de 5kW com 2 MPPT's, sendo 1 string por MPPT e arranjo série de 6 Módulos.

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{cc} := 13,98$$

$$I_{n_{inf}} := 1,5 \cdot I_{cc} = 20,97$$

$$I_{n_{sup}} := 2,4 \cdot I_{cc} = 33,552$$

$$(I_{n_{inf}} < I_n) < I_{n_{sup}}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 44A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,52 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares
 que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,52$$

$$I_{z'} := I_z \cdot F_{AC} = 27,56 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida $I_{z'}$ é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm^2 pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída dos inversores até o quadro de proteção

Inversor de 20kW

$$P_{\text{máx_ap_20kW}} := 20 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_20KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_20kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 52,4864 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_20KW}} := I_{\text{Saída_20KW}} \cdot 1,25 = 65,608 \text{ A}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 25mm² conduz uma corrente até 117A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 20kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 20kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{\text{Saída_corrigida_20KW}} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(65,608 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 117 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80A
 Capacidade de interrupção: 10kA
 Número de Polos: 3
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 25mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Inversor de 5kW

$$P_{m\acute{a}x_ap_20kW} := 5,5 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{Saída_5KW} := \frac{P_{m\acute{a}x_ap_20kW}}{V_{CA}} = 25 \text{ A}$$

$$I_{Saída_corrigida_5KW} := I_{Saída_5KW} \cdot 1,25 = 31,25 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 6mm² conduz uma corrente até 54A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 5kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 5kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{Saída_corrigida_5KW} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(31,25 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 54 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 40A
 Capacidade de interrupção: 10kA
 Número de Polos: 2
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 6mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Quadro de proteção em Tensão de 220V até o ponto de conexão do microgerador - PROTEÇÃO GERAL:

$$P_{MÁXIMA} := (2 \cdot 20 + 5,5) \text{ kVA}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{MÁXIMA} := \frac{P_{MÁXIMA}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 119,4065 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 50mm² conduz uma corrente até 175 A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QDG dos inversores

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{MÁXIMA} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(109,17 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 175 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 125A

Capacidade de interrupção: 40kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 690V

Logo, o cabo de 50mm² HEPR na saída do QDG em 220V até o ponto de conexão do microgerador atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Proteção Contra Surtos de Tensão

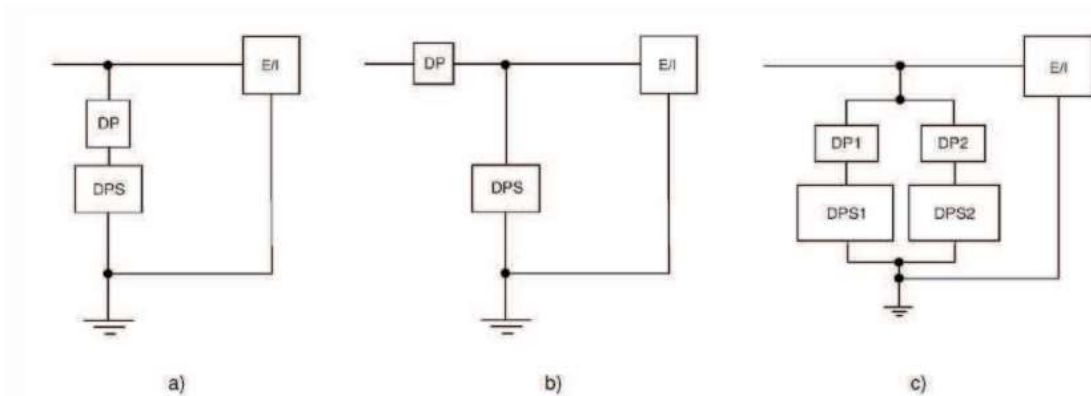
Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V



DP: dispositivo de proteção contra sobrecorrentes
 DPS: dispositivo de proteção contra surtos
 E/I: equipamento/instalação a ser protegida contra sobretensões

Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS, DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância a + b indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

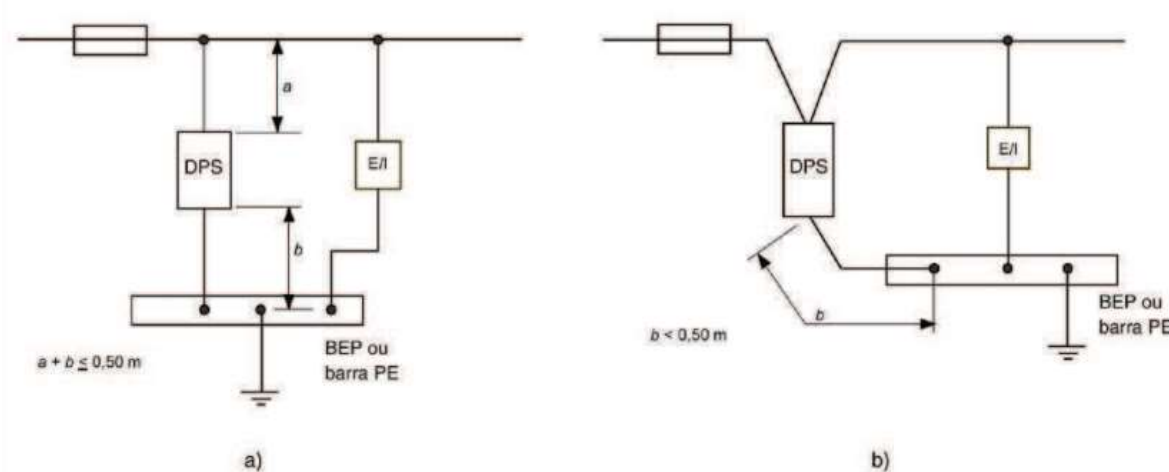


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Memorial de Cálculo: Garagem da Prefeitura

Município de Pato Branco

UC: 19619278



**PREFEITURA DE
PATO BRANCO**

Irradiação solar diária média mensal do local:

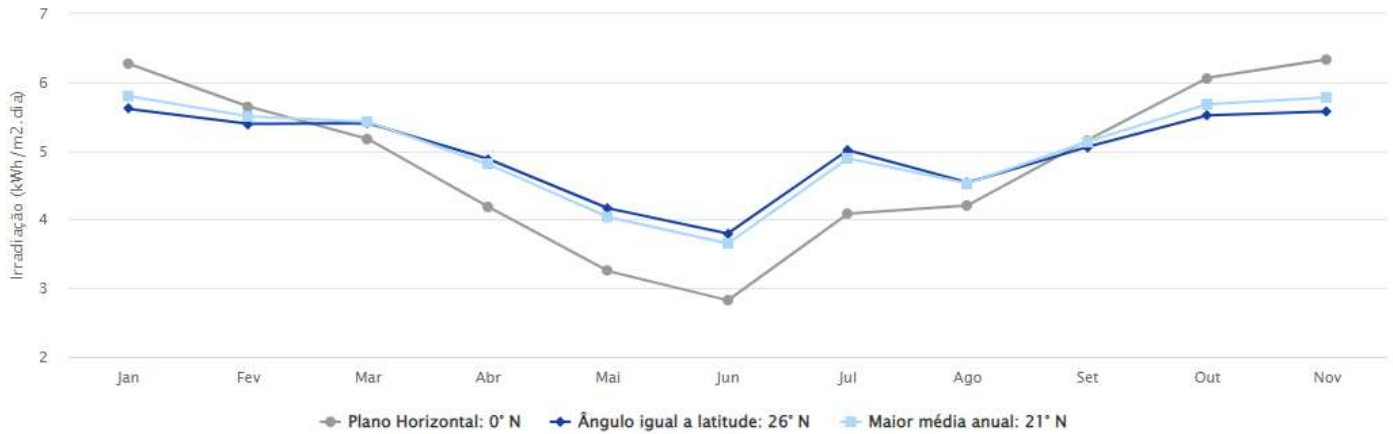
obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo

Estação: Pato Branco
Município: Pato Branco, PR - BRASIL
Latitude: 26,201° S
Longitude: 52,649° O
Distância do ponto de ref. (26,242997° S; 52,683705° O): 5,8 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,27	5,65	5,17	4,19	3,25	2,82	3,08	4,09	4,21	5,16	6,06	6,34	4,69	3,51
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,61	5,39	5,40	4,88	4,17	3,80	4,07	5,01	4,54	5,06	5,52	5,57	4,92	1,82
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,80	5,50	5,42	4,81	4,04	3,65	3,93	4,89	4,53	5,14	5,68	5,78	4,93	2,15
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,63	4,69	5,03	4,91	4,43	4,14	4,40	5,19	4,34	4,50	4,62	4,54	4,62	1,04

Irradiação Solar no Plano Inclinado -Pato Branco-Pato Branco, PR-BRASIL

26,201° S; 52,649° O



FONTE: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Brito - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{kWh}{m^2 \text{ dia}}$$

$$P_{mód} := 550 \frac{W}{Módulos}$$

$$E := 8550 \frac{kWh}{mês}$$

$$H_{tot} := Irradiância \cdot 30 \frac{dia}{mês}$$

$$TD := 84,011 \%$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$G_{stc} := 1 \cdot \frac{kW}{(m^2)}$$

$$Perdas = 15,989 \%$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{fv} := \frac{E \cdot G_{stc}}{H_{tot} \cdot TD} = 69232,92 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$N_{mód} := \frac{P_{fv}}{P_{mód}} = 125,878 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{mód}; 0) = 126 \text{ Módulos}$$

$$P_{fvreal} := \text{round}(N_{mód}; 0) \cdot P_{mód} = 69300 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fvreal} = 69300 \text{ W}$$

$$E_g := \frac{P_{fvreal} \cdot TD \cdot H_{tot}}{G_{stc}} = 8558,2846 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{inv} := 2 \cdot 25 \text{ kW}$$

$$Q_{totMód} := \text{round} \left(\frac{P_{fvreal}}{P_{mód}}; 0 \right) = 126 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fvreal}}{P_{inv}} = 1,386 \quad \text{Fator de sobredimensionamento}$$

**Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máxInv} := 1100 \text{ Vcc}$$

$$T_{min} := 0 - 8$$

$$V_{partInv} := 140 \text{ Vcc}$$

$$T_{máx} := 75$$

$$\beta_{voc} := -0,00265$$

$$T_{amb} := 25$$

$$\beta_{vmpp} := -0,0034$$

$$V_{oc} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N_1 := \frac{V_{máxInv}}{V_{oc} \cdot \left(1 - \beta_{voc} \cdot (T_{amb} - T_{min}) \right)} = 20,3121$$

$$N_2 := \frac{V_{partInv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{vmpp} \cdot (T_{amb} - T_{máx}) \right) \right)} = 4,0209$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$N_a := 16$$

$$V_{máx} := N_a \cdot V_{oc} \cdot \left(1 - \left(\beta_{voc} \cdot (T_{amb} - T_{min}) \right) \right) = 866,4802 \text{ Vcc}$$

$$V_{min} := N_a \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{vmpp} \cdot (T_{amb} - T_{máx}) \right) \right) = 557,096 \text{ Vcc}$$

$$N_a := 15$$

$$V_{máx} := N_a \cdot V_{oc} \cdot \left(1 - \left(\beta_{voc} \cdot (T_{amb} - T_{min}) \right) \right) = 812,3252 \text{ Vcc}$$

$$V_{min} := N_a \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{vmpp} \cdot (T_{amb} - T_{máx}) \right) \right) = 522,2775 \text{ Vcc}$$

Teste do Arranjo em Paralelo por MPPT:

$$I_{mpp} := 13,12 \text{ A}$$

$$I_{cc} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{invMPPT} := 28 \text{ A}$$

Quantidade máxima de conjuntos paralelo por MPPT

$$Qtd_{Parlo} := \frac{I_{invMPPT}}{I_{mpp}} = 2,1341$$

Corrente por MPPT:

$$I_{entMppt} := I_{mpp} \cdot 2 = 26,24 \text{ A}$$

$$I_{máxMppt} := I_{cc} \cdot 2 = 27,96 \text{ A}$$

Conclusão: O arranjo fotovoltaico no primeiro inversor de 25kW será composto por duas MPPT's, com duas strings em cada MPPT e arranjo série de 16 módulos. totalizando 64 módulos.

O arranjo fotovoltaico no segundo inversor de 25kW será composto por 1 mppt com duas strings de 16 módulos e outra mppt com duas strings com 15 módulos. Totalizando 62 Módulos.

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{cc} = 13,98 \text{ A}$$

$$In_{inf} := 1,5 \cdot I_{cc} = 20,97 \text{ A}$$

$$In_{sup} := 2,4 \cdot I_{cc} = 33,552 \text{ A}$$

$$(In_{inf} < In) < In_{sup}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 53A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,57 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares
 que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,57$$

$$I_{z'} := I_z \cdot F_{AC} = 30,21 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida $I_{z'}$ é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm² pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída dos inversores até o quadro de proteção de 380V

Inversor de 25kW

$$P_{\text{máx_ap_25kW}} := 25 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 380 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_25KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_25kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 37,9836 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_25KW}} := I_{\text{Saída_25KW}} \cdot 1,25 = 47,4795 \text{ A} \quad \text{Corrente a ser considerada}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 16mm² conduz uma corrente até 88A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 25kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 25kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{Saída_corrigida_25KW} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(47,4795 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 88 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 63A
 Capacidade de interrupção: 10kA
 Número de Polos: 3
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 16mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Quadro de proteção em Tensão de 380V até o autotransformador de 55kVA à seco:

$$P_{MÁXIMA} := 2 \cdot 25 \text{ kV A} \quad V_{CA} := 380 \text{ V}$$

$$I := \frac{P_{MÁXIMA}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 75,9671 \text{ A}$$

$$I_{corrigida} := I \cdot 1,25 = 94,9589 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 35mm² conduz uma corrente até 144 A com 3 condutores carregados, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QDG dos inversores

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(94,9589 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 144 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 100A
 Capacidade de interrupção: 10kA
 Número de Polos: 3
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 35mm² HEPR na saída do QGE em 380V até o autotransformador, atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Autotransformador 55kVA à seco em 220V até o ponto de conexão:

$$P_{MÁXIMA} := 2 \cdot 25 \text{ kV A} \quad V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I := \frac{P_{MÁXIMA}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 131,216 \text{ A}$$

$$I_{corrigida} := I \cdot 1,14 = 149,5862 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos **HEPR** em eletroduto, considera-se o método de instalação **B1**. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 50mm² conduz uma corrente até 175 A com 3 condutores carregados, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QDG em 220V dos inversores

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(149,5862 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 175 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 150A

Capacidade de interrupção: 40kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 50mm² HEPR na saída do QGE do autotransformador em 220V até o ponto de conexão, atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Proteção Contra Surtos de Tensão

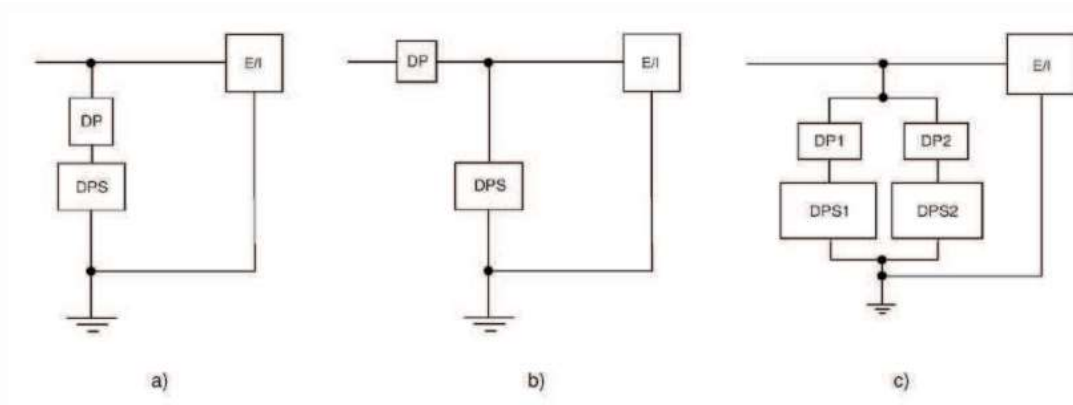
Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V



DP: dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

DPS: dispositivo de proteção contra surtos

E/I: equipamento/instalação a ser protegida contra sobretensões

Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS, DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância a + b indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

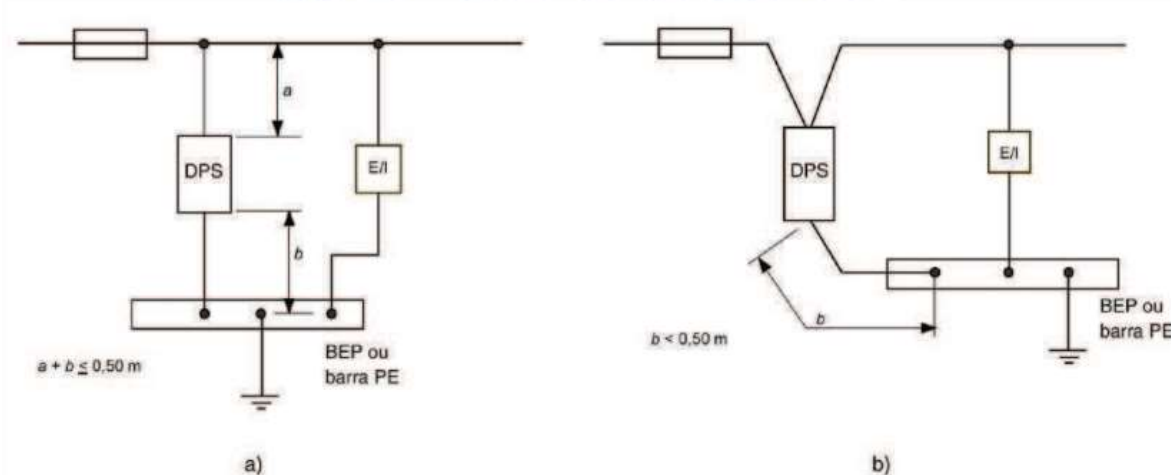


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio
Isolação: EPR ou XLPE
Temperatura no condutor: 90°C
Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Queda de Tensão do Lado C.A

TRECHO 1: Do inversor até o QDG

$$\rho := 56 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \Omega}$$

$$V_1 := 380 \text{ V}$$

$$L1 := 10 \text{ m}$$

$$I1 := 100 \text{ A}$$

$$S1 := 35 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V := \frac{\left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L1 \cdot I1}{S1 \cdot V_1} = 0,1343 \%$$

TRECHO 2: Do AutoTransformador até o ponto de conexão

$$V_2 := 220 \text{ V}$$

$$L2 := 50 \text{ m}$$

$$I2 := 150 \text{ A}$$

$$S2 := 50 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V := \frac{\left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L2 \cdot I2}{S2 \cdot V_2} = 1,2175 \%$$

Memorial de Cálculo: Ginásio de Esp. Jardim Cristo Rei

MUNICÍPIO DE PATO BRANCO

UC: 65094840

IGUACU
ENGENHARIA
ELETRICA
LTDA:418518680001
82

Assinado de forma
digital por IGUACU
ENGENHARIA ELETRICA
LTDA:41851868000182
Dados: 2023.05.31
14:04:48 -03'00'



PREFEITURA DE
PATO BRANCO

Irradiação solar diária média mensal do local:

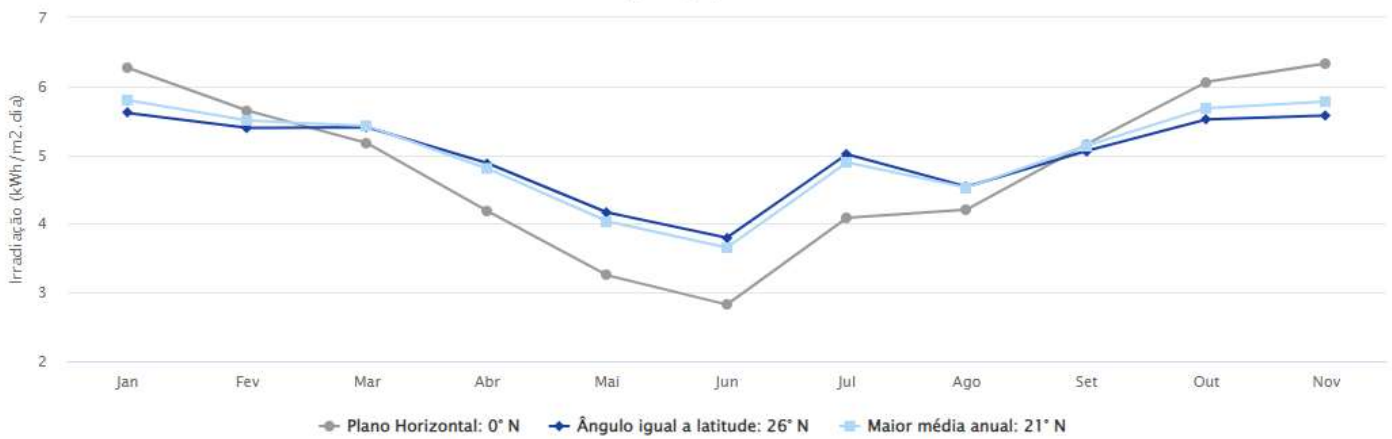
obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo.

Estação: Pato Branco
Município: Pato Branco, PR - BRASIL
Latitude: 26,201° S
Longitude: 52,649° O
Distância do ponto de ref. (26,24671° S; 52,673976° O): 5,7 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,27	5,65	5,17	4,19	3,25	2,82	3,08	4,09	4,21	5,16	6,06	6,34	4,69	3,51
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,61	5,39	5,40	4,88	4,17	3,80	4,08	5,01	4,54	5,06	5,52	5,57	4,92	1,82
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,80	5,50	5,42	4,81	4,04	3,65	3,93	4,89	4,53	5,14	5,68	5,78	4,93	2,15
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,63	4,69	5,03	4,91	4,43	4,14	4,40	5,19	4,34	4,50	4,62	4,54	4,62	1,04

Irradiação Solar no Plano Inclinado –Pato Branco–Pato Branco, PR–BRASIL

26,201° S; 52,649° O



FONTE: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Brito - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ dia}}$$

$$E := 5850 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

$$H_{TOTAL} := Irradiância \cdot 30 \frac{\text{dia}}{\text{mês}}$$

$$TD := 80,623 \%$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$G_{STC} := 1 \cdot \frac{\text{kW}}{(\text{m}^2)}$$

$$Perdas = 19,377 \%$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{fv} := \frac{E \cdot G_{STC}}{H_{TOTAL} \cdot TD} = 49360,5 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$P_{mód} := 550 \frac{\text{W}}{\text{Módulos}}$$

$$N_{mód} := \frac{P_{fv}}{P_{mód}} = 89,7464 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{mód}; 0) = 90 \text{ Módulos}$$

$$P_{fv,real} := \text{round}(N_{mód}; 0) \cdot P_{mód} = 49500 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fv,real} = 49500 \text{ W}$$

$$E_{GERADA} := \frac{P_{fv,real} \cdot TD \cdot H_{TOTAL}}{G_{STC}} = 5866,5326 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{INV} := 36 \text{ kW}$$

$$Q_{TOTAL,INV} := \text{round} \left(\frac{P_{fv,real}}{P_{mód}} ; 0 \right) = 90 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fv,real}}{P_{INV}} = 1,375$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:**DADOS DE INVERSOR E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máx,inv} := 1100 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 200 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := 0 - 8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima} \right) \right)} = 20,3121$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima} \right) \right) \right)} = 5,7441$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$Na := 15$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima} \right) \right) \right) = 812,3252 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima} \right) \right) \right) = 522,2775 \text{ Vcc}$$

Teste do Arranjo em Paralelo por MPPT:

$$I_{mpp} := 13,12 \text{ A}$$

$$I_{cc} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{INV,MPP} := 26 \text{ A}$$

Quantidade máxima de conjuntos paralelo por MPPT

$$Q_{Parlo} := \frac{I_{INV,MPP}}{I_{mpp}} = 1,9817$$

Corrente por MPPT:

$$I_{ent, Mppt} := I_{mpp} \cdot 2 = 26,24 \text{ A}$$

$$I_{máx, Mppt} := I_{cc} \cdot 2 = 27,96 \text{ A}$$

Conclusão: O arranjo fotovoltaico será composto por 3 MPPT's, com duas strings por MPPT e arranjo série de 15 módulos. Total de 90 Módulos.

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{cc} = 13,98 \text{ A}$$

$$In_{inf} := 1,5 \cdot I_{cc} = 20,97 \text{ A}$$

$$In_{sup} := 2,4 \cdot I_{cc} = 33,552 \text{ A}$$

$$(In_{inf} < In) < In_{sup}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 44A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

- a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,57 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,57$$

$$I_{z'} := I_z \cdot F_{AC} = 30,21 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida $I_{z'}$ é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm² pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída do inversor até o autotransformador em Tensão de 380V:

Inversor de 36kW

$$P_{\text{máx_ap_36kW}} := 40 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 380 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_36KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_36kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 60,7737 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_36KW}} := I_{\text{Saída_36KW}} \cdot 1,25 = 75,9671 \text{ A}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 25mm² conduz uma corrente até 117A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 36kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 36kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{\text{Saída_corrigida_36kW}} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(75,9671 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 117 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 25mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do autotransformador de 40kVA em Tensão de 220V até o ponto de conexão do microgerador - PROTEÇÃO GERAL:

$$P_{36kW} := 38 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{36kW} := \frac{P_{\text{máx_ap_36kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 99,7241 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 25mm² conduz uma corrente até 117A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do autotransformador

A proteção deve satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{36kW} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(99,7241 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 117 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 100A

Capacidade de interrupção: 40kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 25mm² HEPR na saída do autotransformador em 220V até o ponto de conexão do microgerador atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Proteção Contra Surtos de Tensão

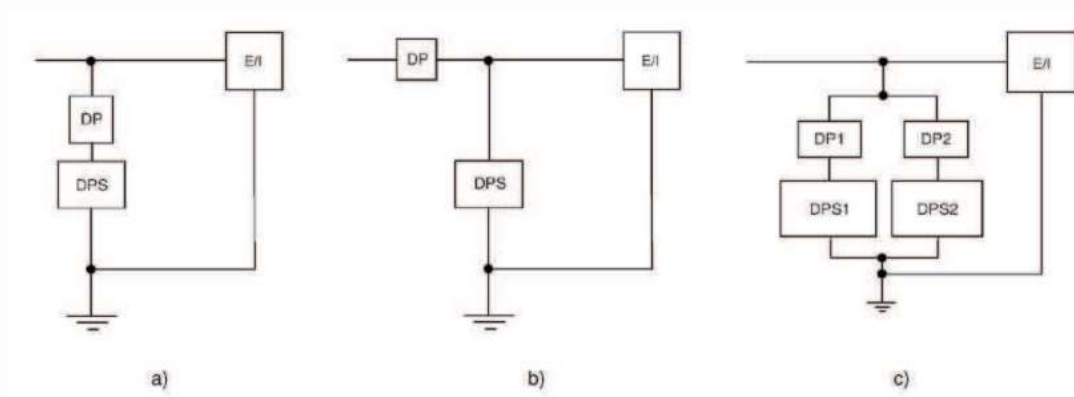
Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V



DP: dispositivo de proteção contra sobrecorrentes
 DPS: dispositivo de proteção contra surtos
 E/I: equipamento/instalação a ser protegida contra sobretensões

Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS e/ou DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância a + b indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

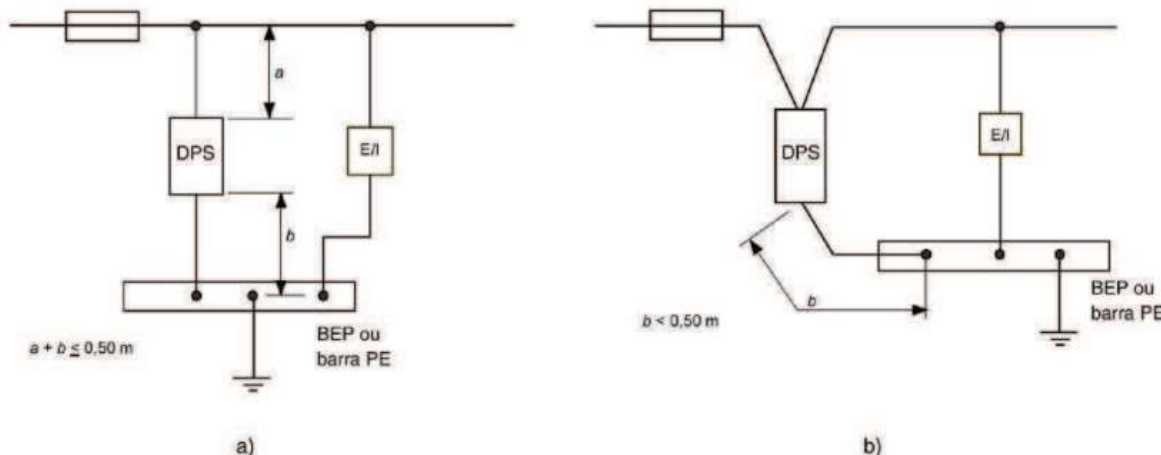


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio
Isolação: EPR ou XLPE
Temperatura no condutor: 90°C
Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Queda de Tensão do Lado C.A

TRECHO 1: Do inversor até o AutoTransformador em 380 V

$$\rho := 56 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \Omega}$$

$$V_1 := 380 \text{ V}$$

$$L1 := 10 \text{ m}$$

$$I1 := 150 \text{ A}$$

$$S1 := 50 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{\frac{1}{\rho} \cdot L1 \cdot I1}{S1 \cdot V_1} = 0,141 \%$$

TRECHO 2: Do AutoTransformador até o ponto de conexão

$$V_2 := 220 \text{ V}$$

$$L2 := 50 \text{ m}$$

$$I2 := 125 \text{ A}$$

$$S2 := 35 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{\frac{1}{\rho} \cdot L2 \cdot I2}{S2 \cdot V_2} = 1,4494 \%$$

Dimensionamento Fotovoltaico: Ginásio Patão

MUNICÍPIO DE PATO BRANCO

UC: 10566406

Irradiação solar diária média mensal do local:

obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo.



PREFEITURA DE
PATO BRANCO

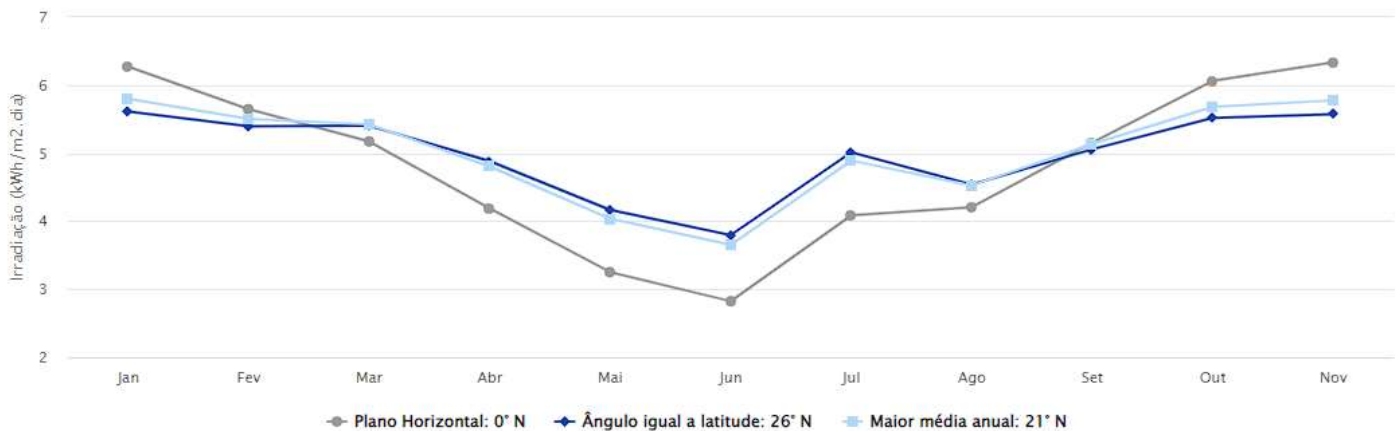
Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Pato Branco
Município: Pato Branco, PR - BRASIL
Latitude: 26,201° S
Longitude: 52,649° O
Distância do ponto de ref. (26,230514° S; 52,661263° O): 3,5 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,27	5,65	5,17	4,19	3,25	2,82	3,08	4,09	4,21	5,16	6,06	6,34	4,69	3,51
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,61	5,39	5,40	4,88	4,17	3,80	4,07	5,01	4,54	5,06	5,52	5,57	4,92	1,82
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,80	5,50	5,42	4,81	4,04	3,65	3,93	4,89	4,53	5,14	5,68	5,78	4,93	2,15
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,63	4,69	5,03	4,91	4,43	4,14	4,40	5,19	4,34	4,50	4,62	4,54	4,62	1,04

Irradiação Solar no Plano Inclinado -Pato Branco-Pato Branco, PR-BRASIL

26,201° S; 52,649° O



Highcharts.com

FONTE: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Brito - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ dia}}$$

$$E := 12900 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

$$P_{\text{mód}} := 550 \frac{\text{W}}{\text{Módulos}}$$

$$H_{\text{TOTAL}} := Irradiância \cdot 30 \frac{\text{dia}}{\text{mês}}$$

$$TD := 84,011 \%$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$G_{\text{STC}} := 1 \cdot \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}$$

$$Perdas = 15,989 \%$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{\text{fv}} := \frac{E \cdot G_{\text{STC}}}{H_{\text{TOTAL}} \cdot TD} = 104456,68 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$N_{\text{mód}} := \frac{P_{\text{fv}}}{P_{\text{mód}}} = 189,9212 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{\text{mód}}; 0) = 190 \text{ Módulos}$$

$$P_{\text{fv,real}} := \text{round}(N_{\text{mód}}; 0) \cdot P_{\text{mód}} = 104500 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fv,real} = 104500 \text{ W}$$

$$Eg := \frac{P_{fv,real} \cdot TD \cdot H_{TOTAL}}{G_{STC}} = 12905,3498 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{INV} := 75 \text{ kW}$$

$$Q_{TOTAL,INV} := \text{round} \left(\frac{P_{fv,real}}{P_{mód}}; 0 \right) = 190 \text{ Módulos}$$

$$Fsd := \frac{P_{fv,real}}{P_{INV}} = 1,3933$$

**Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máx,inv} := 1100 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 250 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := 0 - 8$$

$$T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265$$

$$\beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima} \right) \right)} = 20,3121$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima} \right) \right) \right)} = 7,1801$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$Na := 15$$

$$Vmáx := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima} \right) \right) \right) = 812,3252 \text{ Vcc}$$

$$Vmin := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima} \right) \right) \right) = 699,8518 \text{ Vcc}$$

$$Na := 16$$

$$Vmáx := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima} \right) \right) \right) = 866,4802 \text{ Vcc}$$

$$Vmin := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima} \right) \right) \right) = 746,5086 \text{ Vcc}$$

Teste do Arranjo em Paralelo por MPPT:

$$I_{mpp} := 13,12 \text{ A}$$

$$I_{cc} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{INV,MPP} := 26 \text{ A}$$

Quantidade máxima de conjuntos paralelo por MPPT

$$Q_{\text{Parlo}} := \frac{I_{\text{INV},\text{MPP}}}{I_{\text{mpp}}} = 1,9817$$

Corrente por MPPT:

$$I_{\text{ent},\text{Mppt}} := I_{\text{mpp}} \cdot 2 = 26,24 \text{ A}$$

$$I_{\text{máx},\text{Mppt}} := I_{\text{cc}} \cdot 2 = 27,96 \text{ A}$$

Conclusão: O arranjo fotovoltaico será composto por 6 MPPT's, sendo 5 MPPT's com duas strings por MPPT e arranjo série de 16 módulos e 1 MPPT com duas strings e arranjo série de 15 módulos. **Total de 190 Módulos.**

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{\text{cc}} = 13,98 \text{ A}$$

$$In_{\text{inf}} := 1,5 \cdot I_{\text{cc}} = 20,97 \text{ A}$$

$$In_{\text{sup}} := 2,4 \cdot I_{\text{cc}} = 33,552 \text{ A}$$

$$(In_{\text{inf}} < In) < In_{\text{sup}}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 44A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,57 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares
 que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,57$$

$$I_{z'} := I_z \cdot F_{AC} = 30,21 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida $I_{z'}$ é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm² pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída do inversor até o autotransformador em Tensão de 380V:

Inversor de 75kW

$$P_{\text{máx_ap_75kW}} := 75 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 380 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_75KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_75kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 113,9507 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_75KW}} := I_{\text{Saída_75KW}} \cdot 1,25 = 142,4384 \text{ A}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 50mm² conduz uma corrente até 175A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 75kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 75kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{\text{Saída_corrigida_75KW}} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(142,44 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 175 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 150A

Capacidade de interrupção: 30kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 690V

Logo, o cabo de 50mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do autotransformador em Tensão de 220V até o ponto de conexão do microgerador - PROTEÇÃO GERAL:

$$P_{75kW} := 75 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{75KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_75kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 196,824 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 95mm² conduz uma corrente até 269A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 75kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{75KW} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(196,82 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 269 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 200A

Capacidade de interrupção: 40kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 690V

Logo, o cabo de 95mm² HEPR na saída do autotransformador em 220V até o ponto de conexão do microgerador atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Proteção Contra Surtos de Tensão

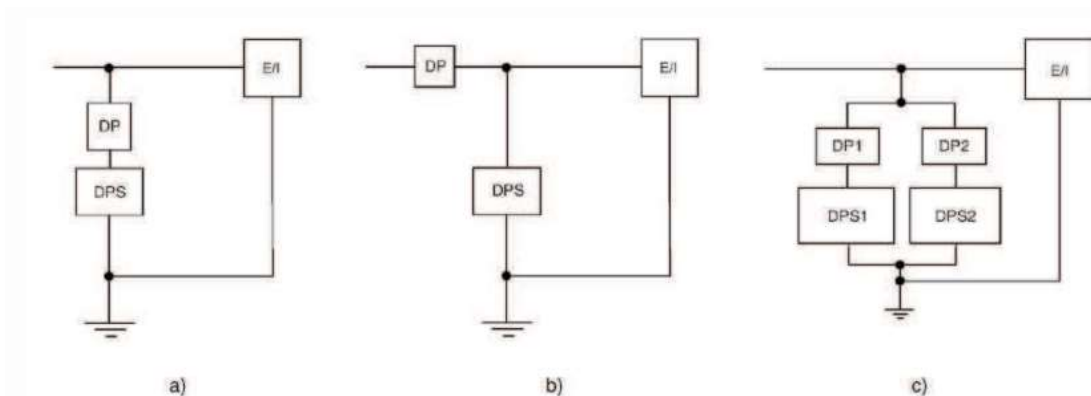
Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V



DP: dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

DPS: dispositivo de proteção contra surtos

E/I: equipamento/instalação a ser protegida contra sobretensões

Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS, DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância $a + b$ indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

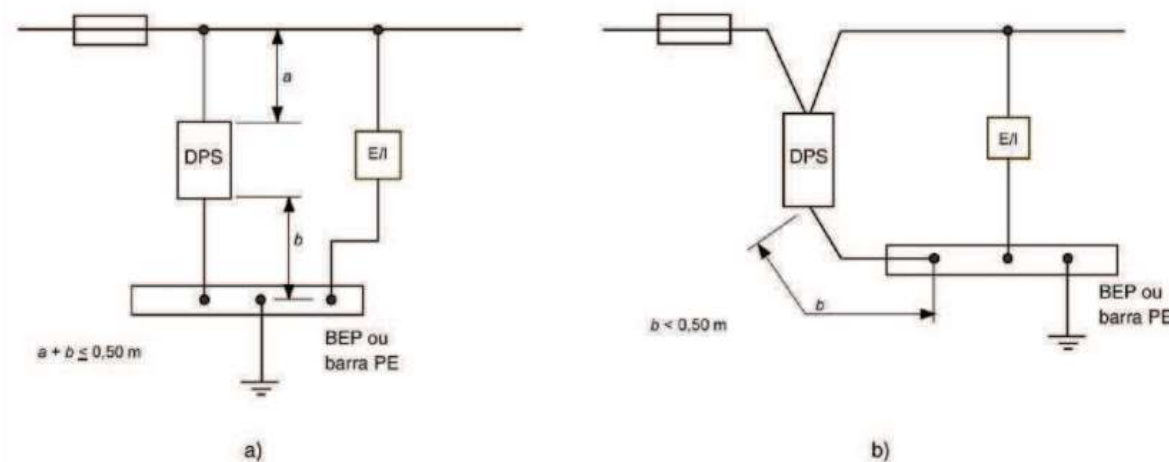


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Queda de Tensão do Lado C.A

TRECHO 1: Do inversor até o AutoTransformador em 380 V

$$\rho := 56 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \Omega}$$

$$V_1 := 380 \text{ V}$$

$$L1 := 10 \text{ m}$$

$$I1 := 150 \text{ A}$$

$$S1 := 50 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{100 \cdot \left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L1 \cdot I1}{S1 \cdot V_1} = 0,141$$

TRECHO 2: Do AutoTransformador até o ponto de conexão

$$V_2 := 220 \text{ V}$$

$$L2 := 50 \text{ m}$$

$$I2 := 200 \text{ A}$$

$$S2 := 95 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{100 \cdot \left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L2 \cdot I2}{S2 \cdot V_2} = 0,8544$$

Memorial de Cálculo: Pista de Atletismo

Assinado de forma digital por IGUACU ENGENHARIA ELETTRICA LTDA:41851868000182
 Dados: 2023.05.31 14:08:37 -03'00'



MUNICÍPIO DE PATO BRANCO
 UC: 20044046



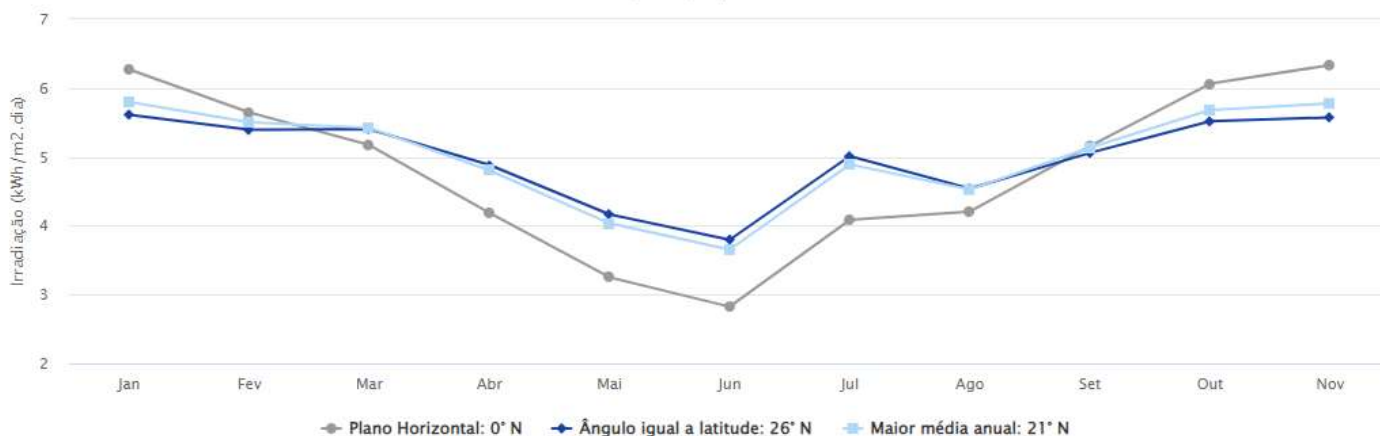
Irradiação solar diária média mensal do local:
 obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo.

Estação: Pato Branco
Município: Pato Branco, PR - BRASIL
Latitude: 26,201° S
Longitude: 52,649° O
Distância do ponto de ref. (26,231257° S; 52,661197° O): 3,6 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,27	5,65	5,17	4,19	3,25	2,82	3,08	4,09	4,21	5,16	6,06	6,34	4,69	3,51
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,61	5,39	5,40	4,88	4,17	3,80	4,07	5,01	4,54	5,06	5,52	5,57	4,92	1,82
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,80	5,50	5,42	4,81	4,04	3,65	3,93	4,89	4,53	5,14	5,68	5,78	4,93	2,15
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,63	4,69	5,03	4,91	4,43	4,14	4,40	5,19	4,34	4,50	4,62	4,54	4,62	1,04

Irradiação Solar no Plano Inclinado -Pato Branco-Pato Branco, PR-BRASIL

26,201° S; 52,649° O



Fonte: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{kWh}{m^2 \text{ dia}}$$

$$E := 11450 \frac{kWh}{mês}$$

$$H_{TOTAL} := Irradiância \cdot 30 \frac{dia}{mês}$$

$$TD := 74,523 \%$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$G_{STC} := 1 \cdot \frac{kW}{(m^2)}$$

$$Perdas = 25,477 \%$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{fv} := \frac{E \cdot G_{STC}}{H_{TOTAL} \cdot TD} = 104519,62 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$P_{mód} := 550 \frac{W}{Módulos}$$

$$N_{mód} := \frac{P_{fv}}{P_{mód}} = 190,0357 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{\text{mód}}; 0) = 190 \text{ Módulos}$$

$$P_{fv,real} := \text{round}(N_{\text{mód}}; 0) \cdot P_{\text{mód}} = 104500 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fv,real} = 104500 \text{ W}$$

$$Eg := \frac{P_{fv,real} \cdot TD \cdot H_{TOTAL}}{G_{STC}} = 11447,8506 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{INV} := 75 \text{ kW}$$

$$Q_{TOTAL,INV} := \text{round}\left(\frac{P_{fv,real}}{P_{\text{mód}}}; 0\right) = 190 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fv,real}}{P_{INV}} = 1,3933$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento: DADOS DE INVERSOR E MÓDULO FOTOVOLTAICO

$$V_{\text{máx},inv} := 1100 \text{ Vcc}$$

$$V_{\text{part},inv} := 250 \text{ Vcc}$$

$$T_{\text{mínima}} := 0 - 8$$

$$T_{\text{máxima}} := 75$$

$$T_{\text{ambiente}} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265$$

$$\beta_{V_{mpp}} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{\text{máx},inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot (T_{\text{ambiente}} - T_{\text{mínima}})\right)} = 20,3121$$

$$N2 := \frac{V_{\text{part},inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{V_{mpp}} \cdot (T_{\text{ambiente}} - T_{\text{máxima}})\right)\right)} = 7,1801$$

Teste do aranje em série por MPPT:

$$Na := 15$$

$$V_{\text{máxima}} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{\text{ambiente}} - T_{\text{mínima}})\right)\right) = 812,3252 \text{ Vcc}$$

$$V_{\text{mínima}} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{V_{mpp}} \cdot (T_{\text{ambiente}} - T_{\text{máxima}})\right)\right) = 522,2775 \text{ Vcc}$$

$$Na := 16$$

$$V_{\text{máxima}} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{\text{ambiente}} - T_{\text{mínima}})\right)\right) = 866,4802 \text{ Vcc}$$

$$V_{\text{mínima}} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{V_{mpp}} \cdot (T_{\text{ambiente}} - T_{\text{máxima}})\right)\right) = 557,096 \text{ Vcc}$$

Teste do Aranje em Paralelo por MPPT:

$$I_{mpp} := 13,12 \text{ A}$$

$$I_{cc} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{INV,MPP} := 26 \text{ A}$$

Quantidade máxima de conjuntos paralelo por MPPT

$$Q_{Parlo} := \frac{I_{INV,MPP}}{I_{mpp}} = 1,9817$$

Corrente por MPPT:

$$I_{ent,Mppt} := I_{mpp} \cdot 2 = 26,24 \text{ A}$$

$$I_{máx,Mppt} := I_{cc} \cdot 2 = 27,96 \text{ A}$$

Conclusão: O arranjo fotovoltaico será composto por 6 MPPT's, sendo 5 MPPT's com duas strings por MPPT e arranjo série de 16 módulos e 1 MPPT com duas strings e arranjo série de 15 módulos. Total de 190 Módulos.

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{cc} = 13,98 \text{ A}$$

$$In_{inf} := 1,5 \cdot I_{cc} = 20,97 \text{ A}$$

$$In_{sup} := 2,4 \cdot I_{cc} = 33,552 \text{ A}$$

$$(In_{inf} < In) < In_{sup}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 44A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

- a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,57 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,56$$

$$I_{z'} := I_z \cdot F_{AC} = 29,68 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida $I_{z'}$ é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm² pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída do inversor até o autotransformador em Tensão de 380V:

Inversor de 75kW

$$P_{\text{máx_ap_75kW}} := 75 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 380 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_75KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_75kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 113,9507 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_75KW}} := I_{\text{Saída_75KW}} \cdot 1,25 = 142,4384 \text{ A}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 50mm² conduz uma corrente até 175A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 75kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 75kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{\text{Saída_corrigida_75kW}} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(142,44 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 175 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 150A

Capacidade de interrupção: 30kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 690V

Logo, o cabo de 50mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do autotransformador em Tensão de 220V até o ponto de conexão do microgerador - PROTEÇÃO GERAL:

$$P_{75kW} := 75 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{75kW} := \frac{P_{\text{máx_ap_75kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 196,824 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 95mm² conduz uma corrente até 269A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 75kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{75kW} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(196,82 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 269 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 200A

Capacidade de interrupção: 40kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 690V

Logo, o cabo de 95mm² HEPR na saída do autotransformador em 220V até o ponto de conexão do microgerador atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Proteção Contra Surtos de Tensão

Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V

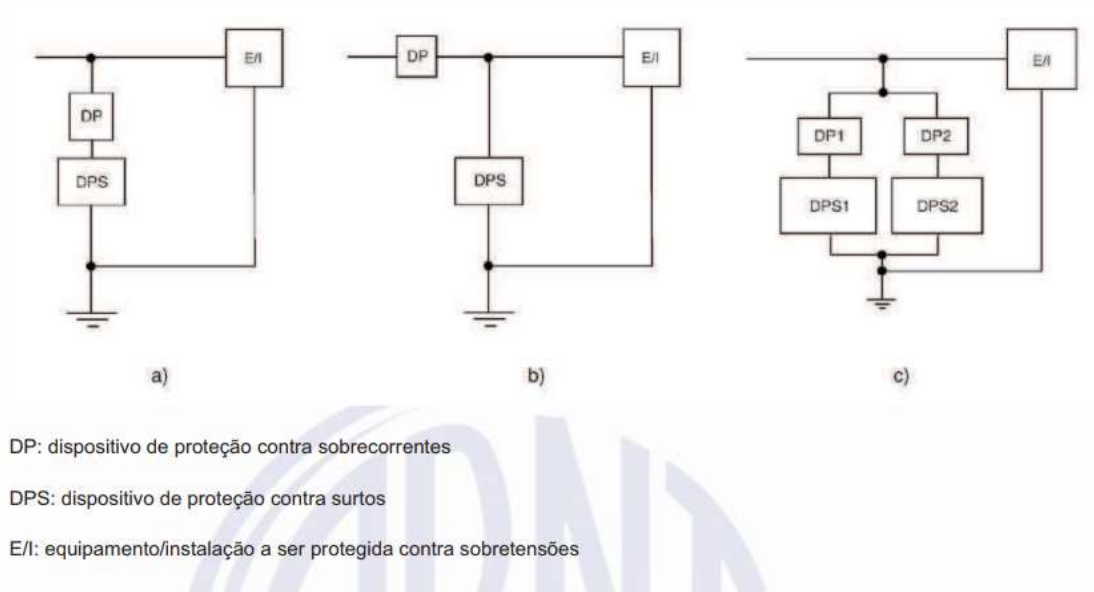


Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS, DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância a + b indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

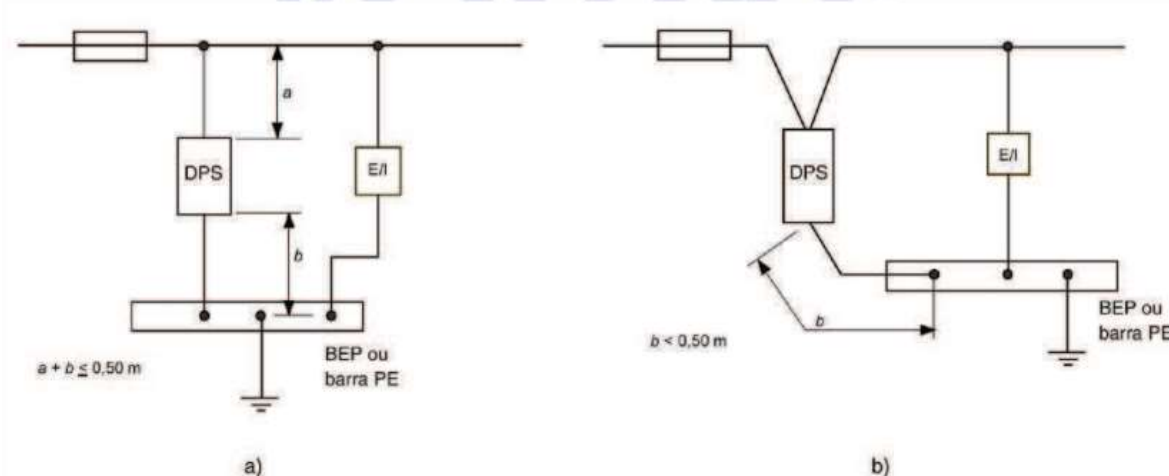


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Queda de Tensão do Lado C.A

TRECHO 1: Do inversor até o AutoTransformador em 380 V

$$\rho := 56 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \Omega}$$

$$V_1 := 380 \text{ V}$$

$$L_1 := 10 \text{ m}$$

$$I_1 := 150 \text{ A}$$

$$S_1 := 50 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V := \frac{\frac{1}{\rho} \cdot L_1 \cdot I_1}{S_1 \cdot V_1} = 0,141 \%$$

TRECHO 2: Do AutoTransformador até o ponto de conexão

$$V_2 := 220 \text{ V}$$

$$L_2 := 50 \text{ m}$$

$$I_2 := 200 \text{ A}$$

$$S_2 := 95 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V := \frac{\frac{1}{\rho} \cdot L_2 \cdot I_2}{S_2 \cdot V_2} = 0,8544 \%$$

Memorial de Cálculo: SMS Básico de Saúde Alvorada

IGUACU ENGENHARIA
ELETRICA
LTDA:4185186800018
2

Assinado de forma digital
por IGUACU ENGENHARIA
ELETRICA
LTDA:41851868000182
Dados: 2023.05.31 14:11:57
-03'00"



MUNICÍPIO DE PATO BRANCO

UC: 99301377



PREFEITURA DE PATO BRANCO

Irradiação solar diária média mensal do local:

obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo.

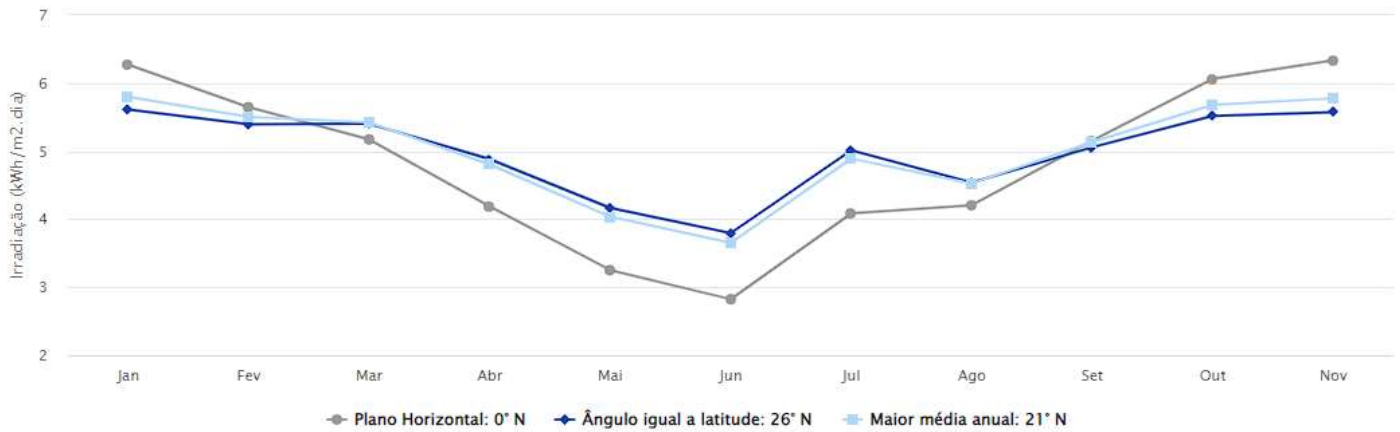
Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Pato Branco
Município: Pato Branco, PR - BRASIL
Latitude: 26,201° S
Longitude: 52,649° O
Distância do ponto de ref. (26,230514° S; 52,661263° O): 3,5 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,27	5,65	5,17	4,19	3,25	2,82	3,08	4,09	4,21	5,16	6,06	6,34	4,69	3,51
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,61	5,39	5,40	4,88	4,17	3,80	4,07	5,01	4,54	5,06	5,52	5,57	4,92	1,82
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,80	5,50	5,42	4,81	4,04	3,65	3,93	4,89	4,53	5,14	5,68	5,78	4,93	2,15
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,63	4,69	5,03	4,91	4,43	4,14	4,40	5,19	4,34	4,50	4,62	4,54	4,62	1,04

Irradiação Solar no Plano Inclinado -Pato Branco-Pato Branco, PR-BRASIL

26,201° S; 52,649° O



Highcharts.com

FONTE: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Brito - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{kWh}{m^2 \text{ dia}}$$

$$P_{mód} := 550 \frac{W}{\text{Módulos}}$$

$$E := 6750 \frac{kWh}{\text{mês}}$$

$$H_{TOTAL} := Irradiância \cdot 30 \frac{\text{dia}}{\text{mês}}$$

$$TD := 74,523 \%$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$Perdas = 25,477 \%$$

$$G_{STC} := 1 \cdot \frac{kW}{(m^2)}$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{fv} := \frac{E \cdot G_{STC}}{H_{TOTAL} \cdot TD} = 61616,37 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$N_{mód} := \frac{P_{fv}}{P_{mód}} = 112,0298 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{mód}; 0) = 112 \text{ Módulos}$$

$$P_{fv,real} := \text{round}(N_{mód}; 0) \cdot P_{mód} = 61600 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fv,real} = 61600 \text{ W}$$

$$E_{GERADA} := \frac{P_{fv,real} \cdot TD \cdot H_{TOTAL}}{G_{STC}} = 6748,2067 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{INV} := (20 + 20 + 5) \text{ kW}$$

$$Q_{TOTAL,INV} := \text{round} \left(\frac{P_{fv,real}}{P_{mód}} ; 0 \right) = 112 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fv,real}}{P_{INV}} = 1,3689$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:**DADOS DE INVERSOR E MÓDULO FOTOVOLTAICO 20kW**

$$V_{máx,inv} := 750 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 200 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := -8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima} \right) \right)} = 13,8491$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima} \right) \right) \right)} = 5,7441$$

Teste do aranje em série por MPPT:

$$Na := 13$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima} \right) \right) \right) = 704,0151 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima} \right) \right) \right) = 452,6405 \text{ Vcc}$$

$$Na := 12$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{mínima} \right) \right) \right) = 649,8601 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{máxima} \right) \right) \right) = 417,822 \text{ Vcc}$$

**Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR E MÓDULO FOTOVOLTAICO 5kW**

$$V_{m\acute{a}x,inv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{m\acute{i}nima} := -8 \quad T_{m\acute{a}xima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{m\acute{a}x,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima}\right)\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima}\right)\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$Na := 6$$

$$V_{m\acute{a}xima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima}\right)\right)\right) = 324,9301 \text{ Vcc}$$

$$V_{m\acute{i}nima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima}\right)\right)\right) = 208,911 \text{ Vcc}$$

Conclusão: O arranjo fotovoltaico será composto por:

- 1 Inversor de 20kW com 4 MPPT's, sendo 1 string por MPPT e arranjo série de 12 Módulos.
- 1 Inversor de 20kW com 4 MPPT's, SENDO 1 string por MPPT e arranjo série de 13 Módulos.
- 1 Inversor de 5kW com 2 MPPT's, sendo 1 string por MPPT e arranjo série de 6 Módulos.

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{cc} := 13,98$$

$$I_{n_{inf}} := 1,5 \cdot I_{cc} = 20,97$$

$$I_{n_{sup}} := 2,4 \cdot I_{cc} = 33,552$$

$$(I_{n_{inf}} < I_n) < I_{n_{sup}}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 44A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,52 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares
 que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,52$$

$$I_{z'} := I_z \cdot F_{AC} = 27,56 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida $I_{z'}$ é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm^2 pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída dos inversores até o quadro de proteção

Inversor de 20kW

$$P_{\text{máx_ap_20kW}} := 20 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_20KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_20kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 52,4864 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_20KW}} := I_{\text{Saída_20KW}} \cdot 1,25 = 65,608 \text{ A}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 25mm² conduz uma corrente até 117A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 20kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 20kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{\text{Saída_corrigida_20KW}} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(65,608 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 117 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80A
 Capacidade de interrupção: 10kA
 Número de Polos: 3
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 25mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Inversor de 5kW

$$P_{\text{máx_ap_20kW}} := 5,5 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_5KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_20kW}}}{V_{CA}} = 25 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_5KW}} := I_{\text{Saída_5KW}} \cdot 1,25 = 31,25 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 6mm² conduz uma corrente até 54A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 5kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 5kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{\text{Saída_corrigida_5KW}} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(31,25 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 54 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 40A
 Capacidade de interrupção: 10kA
 Número de Polos: 2
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 6mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Quadro de proteção em Tensão de 220V até o ponto de conexão do microgerador - PROTEÇÃO GERAL:

$$P_{MÁXIMA} := (2 \cdot 20 + 5,5) \text{ kV A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{MÁXIMA} := \frac{P_{MÁXIMA}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 119,4065 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 50mm² conduz uma corrente até 175 A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QDG dos inversores

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{MÁXIMA} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(109,17 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 175 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 125A

Capacidade de interrupção: 40kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 690V

Logo, o cabo de 50mm² HEPR na saída do QDG em 220V até o ponto de conexão do microgerador atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Proteção Contra Surtos de Tensão

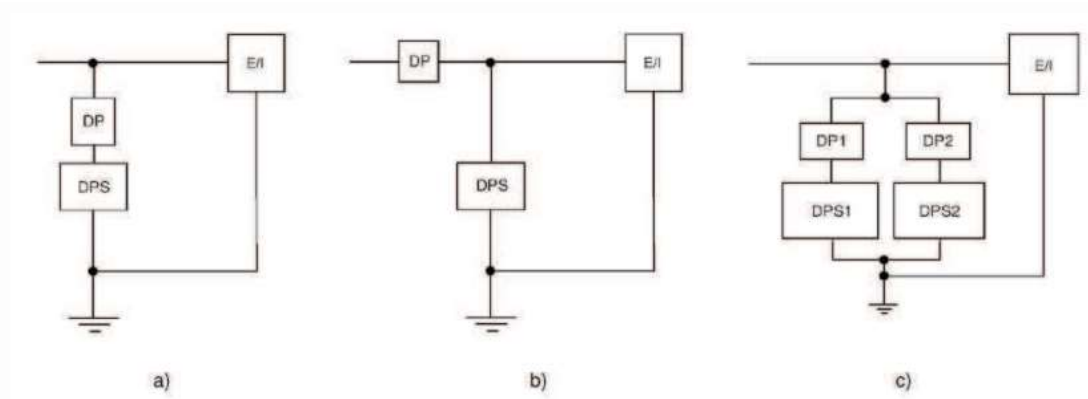
Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V



DP: dispositivo de proteção contra sobrecorrentes
 DPS: dispositivo de proteção contra surtos
 E/I: equipamento/instalação a ser protegida contra sobretensões

Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS, DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância a + b indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

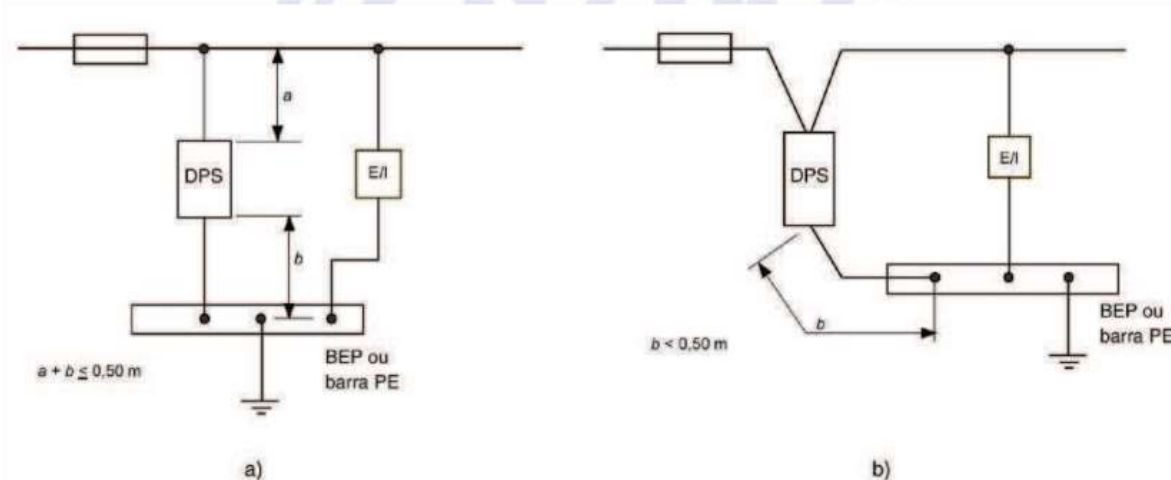


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio
Isolação: EPR ou XLPE
Temperatura no condutor: 90°C
Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Queda de Tensão do Lado C.A

TRECHO 1: Do inversor até o QDG

$$\rho := 56 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \Omega}$$

$$V_1 := 220 \text{ V}$$

$$L1 := 5 \text{ m}$$

$$I1 := 80 \text{ A}$$

$$S1 := 16 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{\frac{1}{\rho} \cdot L1 \cdot I1}{S1 \cdot V_1} = 0,2029 \%$$

TRECHO 2: Do QFV até o ponto de conexão

$$V_2 := 220 \text{ V}$$

$$L2 := 50 \text{ m}$$

$$I2 := 125 \text{ A}$$

$$S2 := 50 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{\frac{1}{\rho} \cdot L2 \cdot I2}{S2 \cdot V_2} = 1,0146 \%$$

Memorial de Cálculo: UBS Pinheirinho

IGUACU ENGENHARIA
ELETRICA
LTDA:41851868000182

Assinado de forma digital
por IGUACU ENGENHARIA
ELETRICA
LTDA:41851868000182
Dados: 2023.05.31 14:13:48
-03'00'



MUNICÍPIO DE PATO BRANCO

UC: 99593297

Irradiação solar diária média do local:

obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo.



PREFEITURA DE
PATO BRANCO

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Pato Branco

Município: Pato Branco, PR - BRASIL

Latitude: 26,201° S

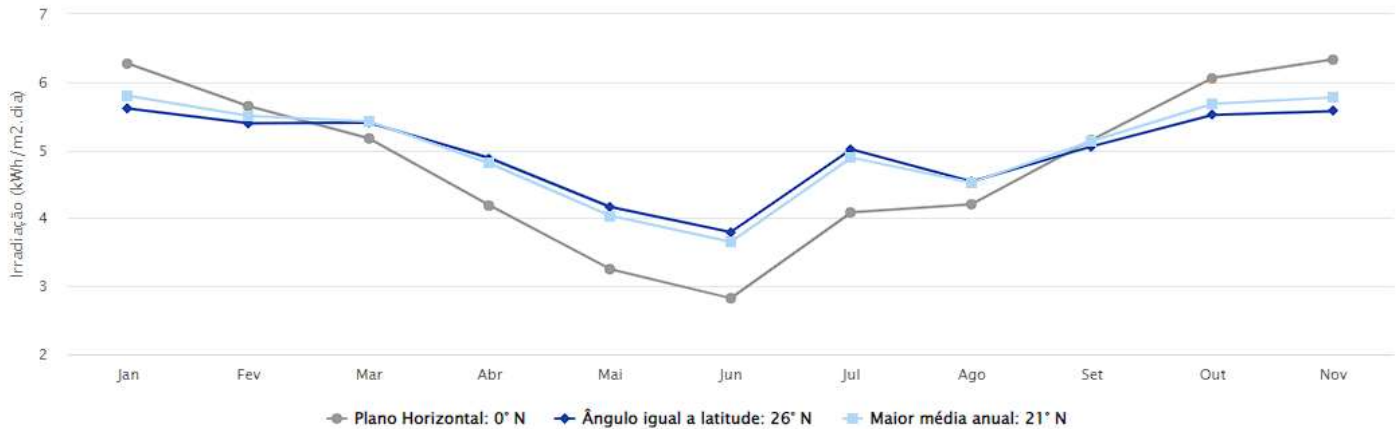
Longitude: 52,649° O

Distância do ponto de ref. (26,230514° S; 52,661263° O):3,5 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,27	5,65	5,17	4,19	3,25	2,82	3,08	4,09	4,21	5,16	6,06	6,34	4,69	3,51
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,61	5,39	5,40	4,88	4,17	3,80	4,07	5,01	4,54	5,06	5,52	5,57	4,92	1,82
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,80	5,50	5,42	4,81	4,04	3,65	3,93	4,89	4,53	5,14	5,68	5,78	4,93	2,15
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,63	4,69	5,03	4,91	4,43	4,14	4,40	5,19	4,34	4,50	4,62	4,54	4,62	1,04

Irradiação Solar no Plano Inclinado -Pato Branco-Pato Branco, PR-BRASIL

26,201° S; 52,649° O



Highcharts.com

FONTE: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Brito - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ dia}}$$

$$E := 6750 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

$$H_{tot} := Irradiância \cdot 30 \frac{\text{dia}}{\text{mês}}$$

$$TD := 74,523 \%$$

$$G_{stc} := 1 \cdot \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}$$

$$P_{mód} := 550 \frac{\text{W}}{\text{Módulos}}$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$Perdas = 25,477 \%$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{fv} := \frac{E \cdot G_{stc}}{H_{tot} \cdot TD} = 61616,37 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$N_{mód} := \frac{P_{fv}}{P_{mód}} = 112,0298 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{mód}; 0) = 112 \text{ Módulos}$$

$$P_{fvreal} := \text{round}(N_{mód}; 0) \cdot P_{mód} = 61600 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fvreal} = 61600 \text{ W}$$

$$E_g := \frac{P_{fvreal} \cdot TD \cdot H_{tot}}{G_{stc}} = 6748,2067 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{inv} := (2 \cdot 20 + 5) \text{ kW}$$

$$Q_{totMód} := \text{round} \left(\frac{P_{fvreal}}{P_{mód}}; 0 \right) = 112 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fvreal}}{P_{inv}} = 1,3689 \quad \boxed{\text{Fator de sobredimensionamento}}$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:

DADOS DE INVERSOR DE 20KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO

$$\begin{aligned} V_{máxInv} &:= 750 \text{ Vcc} & T_{mín} &:= 0 - 8 \\ V_{partInv} &:= 200 \text{ Vcc} & T_{máx} &:= 75 \\ \beta_{voc} &:= -0,00265 & T_{amb} &:= 25 \\ \beta_{vmpp} &:= -0,0034 \\ V_{oc} &:= 49,8 \text{ Vcc} \\ V_{mp} &:= 41,95 \text{ Vcc} \end{aligned}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N_1 := \frac{V_{máxInv}}{V_{oc} \cdot \left(1 - \beta_{voc} \cdot (T_{amb} - T_{mín}) \right)} = 13,8491$$

$$N_2 := \frac{V_{partInv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{vmpp} \cdot (T_{amb} - T_{máx}) \right) \right)} = 5,7441$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$N_a := 13$$

$$V_{máx} := N_a \cdot V_{oc} \cdot \left(1 - \left(\beta_{voc} \cdot (T_{amb} - T_{mín}) \right) \right) = 704,0151 \text{ Vcc}$$

$$V_{mín} := N_a \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{vmpp} \cdot (T_{amb} - T_{máx}) \right) \right) = 452,6405 \text{ Vcc}$$

$$N_a := 12$$

$$V_{máx} := N_a \cdot V_{oc} \cdot \left(1 - \left(\beta_{voc} \cdot (T_{amb} - T_{mín}) \right) \right) = 649,8601 \text{ Vcc}$$

$$V_{mín} := N_a \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{vmpp} \cdot (T_{amb} - T_{máx}) \right) \right) = 417,822 \text{ Vcc}$$

Teste do Arranjo em Paralelo por MPPT:

$$I_{mpp} := 13,12 \text{ A}$$

$$I_{CC} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{invMPPT} := 26 \text{ A}$$

Quantidade máxima de conjuntos paralelo por MPPT

$$Qtde_{Parlo} := \frac{I_{invMPPT}}{I_{mpp}} = 1,9817$$

Corrente por MPPT:

$$I_{entMppt} := I_{mpp} \cdot 2 = 26,24 \text{ A}$$

$$I_{máxMppt} := I_{CC} \cdot 2 = 27,96 \text{ A}$$

Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:Quantidades de Módulos por string:

DADOS DE INVERSOR DE 5KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO

$$V_{máxInv} := 600 \text{ Vcc} \quad T_{mín} := 0 - 8$$

$$V_{partInv} := 120 \text{ Vcc} \quad T_{máx} := 75$$

$$\beta_{voc} := -0,00265 \quad T_{amb} := 25$$

$$\beta_{vmpp} := -0,0034$$

$$V_{oc} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N_1 := \frac{V_{máxInv}}{V_{oc} \cdot \left(1 - \beta_{voc} \cdot (T_{amb} - T_{mín})\right)} = 11,0793$$

$$N_2 := \frac{V_{partInv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{vmpp} \cdot (T_{amb} - T_{máx})\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do aranje em série por MPPT:

$$N_a := 6$$

$$V_{máx} := N_a \cdot V_{oc} \cdot \left(1 - \left(\beta_{voc} \cdot (T_{amb} - T_{mín})\right)\right) = 324,9301 \text{ Vcc}$$

$$V_{min} := N_a \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{vmpp} \cdot (T_{amb} - T_{máx})\right)\right) = 208,911 \text{ Vcc}$$

Conclusão: O arranjo fotovoltaico será composto por:

1 inversor de 20KW com 4 MPPTs e 1 string por MPPT. 4 MPPT's serão compostas por 1 string de 12 módulos. totalizando 48 módulos.

1 inversor de 20KW com 4 MPPTs e 1 string por MPPT. 4 MPPT's serão compostas por 1 string de 13 módulos cada, totalizando 52 módulos.

1 inversor de 5kW com duas MPPT's, sendo uma string de 6 módulos por MPPT. Totalizando nesse 12 módulos.

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{CC} = 13,98 \text{ A}$$

$$In_{inf} := 1,5 \cdot I_{CC} = 20,97 \text{ A}$$

$$In_{sup} := 2,4 \cdot I_{CC} = 33,552 \text{ A}$$

$$\left(In_{inf} < In \right) < In_{sup}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 44A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,52 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,52$$

$$I_{z'} := I_z \cdot F_{AC} = 27,56 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida $I_{z'}$ é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm² pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída dos inversores até quadro de proteção

Inversor de 20kW

$$P_{\text{máx_ap_20kW}} := 20 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_20KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_20kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 52,4864 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_20KW}} := I_{\text{Saída_20KW}} \cdot 1,25 = 65,608 \text{ A} \quad \text{Corrente a ser considerada}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 25mm² conduz uma corrente até 117A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 20kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 20kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{Saída_corrigida_75KW} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(72,1688 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 117 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 25mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Inversor de 5kW (Monofásico)

$$P_{m\acute{a}x_ap_5kW} := 5,50 \text{ kW A} \quad V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{Saída_5KW} := \frac{P_{m\acute{a}x_ap_5kW}}{V_{CA}} = 25 \text{ A}$$

$$I_{Saída_corrigida_5KW} := I_{Saída_5KW} \cdot 1,25 = 31,25 \text{ A} \quad \boxed{\text{Corrente a ser considerada}}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 6mm² conduz uma corrente até 54 A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 5kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 5kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{Saída_corrigida_75KW} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(31,25 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 54 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 40A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 2

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 6mm² HEPR na saída do inversor de 5kW até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do QUADRO DE PROTEÇÃO em Tensão de 220V até o ponto de conexão do microgerador - PROTEÇÃO GERAL:

$$P_{TOTAL} := (2 \cdot 20 + 5) \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{TOTAL, KW} := \frac{P_{TOTAL}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 118,0944 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 50mm² conduz uma corrente até 175 A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QDG dos inversores

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{TOTAL, KW} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(118,0944 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 175 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 125A

Capacidade de interrupção: 40kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 690V

Logo, o cabo de 50mm² HEPR na saída do QDG em 220V até o ponto de conexão do microgerador atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Proteção Contra Surtos de Tensão

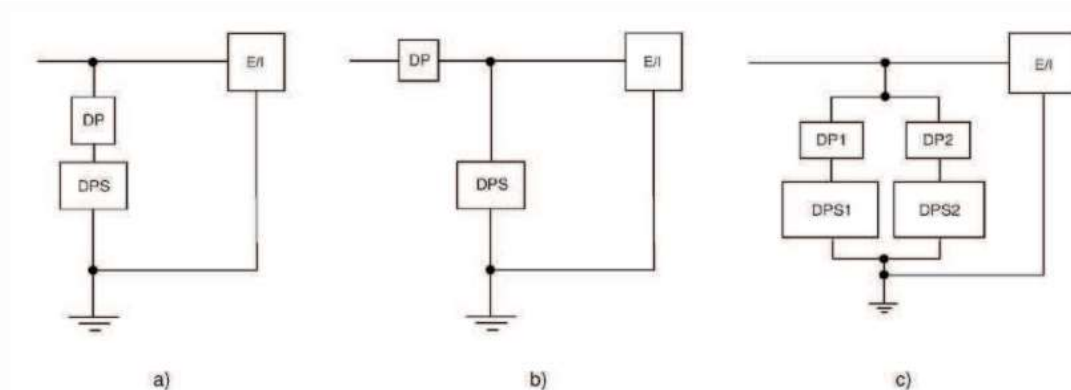
Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V



DP: dispositivo de proteção contra sobrecorrentes
 DPS: dispositivo de proteção contra surtos
 E/I: equipamento/instalação a ser protegida contra sobretensões

Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS, DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância a + b indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

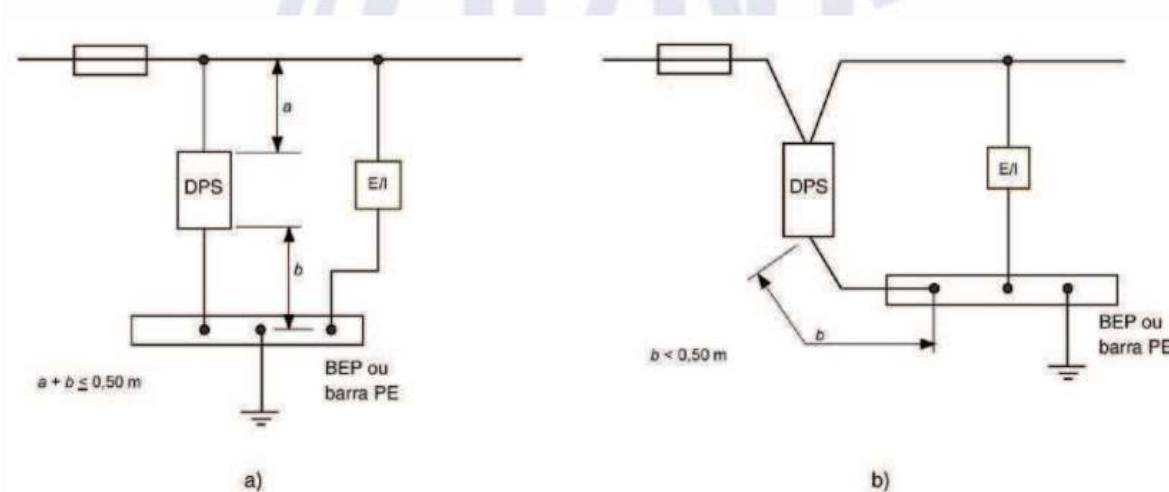


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Queda de Tensão do Lado C.A

TRECHO 1: Do inversor até o QDG

$$\rho := 56 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \cdot \Omega}$$

$$V := 220 \text{ V}$$

$$L_1 := 10 \text{ m}$$

$$I_1 := 80 \text{ A}$$

$$S_1 := 25 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V := \frac{\frac{1}{\rho} \cdot L_1 \cdot I_1}{S_1 \cdot V} = 0,2597 \%$$

TRECHO 2: Do QDG até o Medidor

$$L_2 := 50 \text{ m}$$

$$I_2 := 125 \text{ A}$$

$$S_2 := 50 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V := \frac{\left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L_2 \cdot I_2}{S_2 \cdot V} = 1,0146 \%$$

Memorial de Cálculo: UBS São Cristóvão

IGUACU ENGENHARIA
ELETRICA
LTDA:4185186800018
2

Assinado de forma digital por
IGUACU ENGENHARIA ELETRICA
LTDA:41851868000182
Dados: 2023.05.31 14:15:46
-03'00"



MUNICÍPIO DE PATO BRANCO

UC: 100842364



**PREFEITURA DE
PATO BRANCO**

Irradiação solar diária média mensal do local:

obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo.

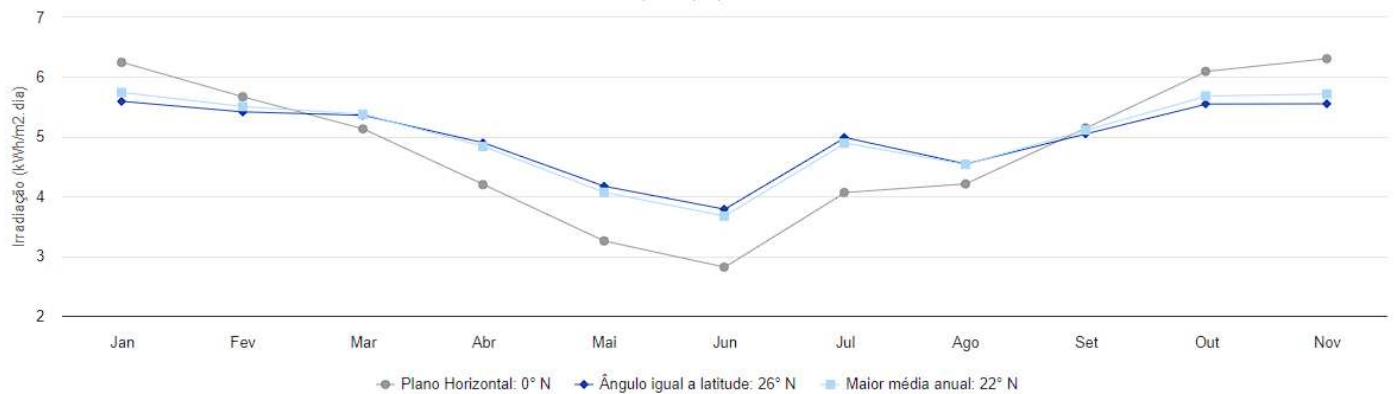
Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Pato Branco
Município: Pato Branco, PR - BRASIL
Latitude: 26,301° S
Longitude: 52,649° O
Distância do ponto de ref. (26,264457° S; 52,689743° O): 5,8 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,25	5,67	5,13	4,20	3,25	2,82	3,08	4,07	4,21	5,15	6,10	6,31	4,68	3,49
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,59	5,42	5,36	4,90	4,17	3,78	4,08	4,99	4,54	5,05	5,55	5,55	4,91	1,81
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	22° N	5,74	5,51	5,38	4,84	4,07	3,67	3,96	4,89	4,54	5,11	5,68	5,72	4,92	2,07
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,62	4,71	4,99	4,92	4,43	4,13	4,41	5,16	4,35	4,49	4,64	4,52	4,61	1,03

Irradiação Solar no Plano Inclinado -Pato Branco-Pato Branco, PR-BRASIL

26,301° S; 52,649° O



Highcharts.com

FONTE: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S.Brito - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{kWh}{m^2 \text{ dia}}$$

$$P_{mód} := 550 \frac{W}{\text{Módulos}}$$

$$E := 3850 \frac{kWh}{\text{mês}}$$

$$H_{TOTAL} := Irradiância \cdot 30 \frac{\text{dia}}{\text{mês}}$$

$$TD := 74,523 \%$$

$$G_{STC} := 1 \cdot \frac{kW}{(m^2)}$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$Perdas = 25,477 \%$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{fv} := \frac{E \cdot G_{STC}}{H_{TOTAL} \cdot TD} = 35144,15 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$N_{mód} := \frac{P_{fv}}{P_{mód}} = 63,8985 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{mód}; 0) = 64 \text{ Módulos}$$

$$P_{fv,real} := \text{round}(N_{mód}; 0) \cdot P_{mód} = 35200 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fv,real} = 35200 \text{ W}$$

$$E_{GERADA} := \frac{P_{fv,real} \cdot TD \cdot H_{TOTAL}}{G_{STC}} = 3856,1181 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{INV} := (20 + 20 + 5) \text{ kW}$$

$$Q_{TOTAL,INV} := \text{round} \left(\frac{P_{fv,real}}{P_{mód}}; 0 \right) = 64 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fv,real}}{P_{INV}} = 0,7822$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:**DADOS DE INVERSOR E MÓDULO FOTOVOLTAICO 20kW**

$$V_{máx,inv} := 750 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 200 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := -8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{VOC} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{VOC} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right)} = 13,8491$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right)} = 5,7441$$

Teste do aranho em série por MPPT:

$$Na := 12$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{VOC} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 649,8601 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 417,822 \text{ Vcc}$$

$$Na := 10$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{VOC} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 541,5501 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 348,185 \text{ Vcc}$$

**Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR E MÓDULO FOTOVOLTAICO 8kW**

$$V_{m\acute{a}x,inv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$V_{part,inv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{m\acute{i}nima} := -8 \quad T_{m\acute{a}xima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{m\acute{a}x,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima}\right)\right)} = 11,0793$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima}\right)\right)\right)} = 3,4464$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$Na := 10$$

$$V_{m\acute{a}xima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{i}nima}\right)\right)\right) = 541,5501 \text{ Vcc}$$

$$V_{m\acute{i}nima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot \left(T_{ambiente} - T_{m\acute{a}xima}\right)\right)\right) = 348,185 \text{ Vcc}$$

Conclusão: O arranjo fotovoltaico será composto por:

1 Inversor de 20kW com 4 MPPT's, sendo 1 string por MPPT e arranjo série de 11 e 12 no lado Oeste e 10 e 11 no lado Leste

1 Inversor de 8kW com 2 MPPT's, sendo 1 string por MPPT e arranjo série de 10 Módulos.

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{cc} := 13,98$$

$$I_{n_{inf}} := 1,5 \cdot I_{cc} = 20,97$$

$$I_{n_{sup}} := 2,4 \cdot I_{cc} = 33,552$$

$$(I_{n_{inf}} < I_n) < I_{n_{sup}}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 44A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,57 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares
 que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,65$$

$$I_{z'} := I_z \cdot F_{AC} = 34,45 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida $I_{z'}$ é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm² pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída dos inversores até o quadro de proteção

Inversor de 8kW

$$P_{\text{máx_ap_8kW}} := 8,8 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_8KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_8kW}}}{V_{CA}} = 40 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_8KW}} := I_{\text{Saída_8KW}} \cdot 1,25 = 50 \text{ A}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 10mm² conduz uma corrente até 75A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 8kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 8kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{\text{Saída_corrigida_8KW}} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(50 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 75 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 63A
 Capacidade de interrupção: 10kA
 Número de Polos: 2
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 10mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Inversor de 20kW

$$P_{\text{máx_ap_20kW}} := 20 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_20KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_20kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 52,4864 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_20KW}} := I_{\text{Saída_20KW}} \cdot 1,25 = 65,608 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 25mm² conduz uma corrente até 117A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 20kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 20kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{\text{Saída_corrigida_20KW}} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(65,608 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 117 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80A
 Capacidade de interrupção: 10kA
 Número de Polos: 3
 Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.
 Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 25mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Quadro de proteção em Tensão de 220V até o ponto de conexão do microgerador - PROTEÇÃO GERAL:

$$P_{MÁXIMA} := (20 + 8,8) \text{ kVA}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I := \frac{P_{MÁXIMA}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 75,5804 \text{ A} \quad I_{Corrigida} := I \cdot 1,25 = 94,4755 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 35mm² conduz uma corrente até 144 A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QDG dos inversores

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{Corrigida} < I_{DISJUNTOR} \right) < I_{CABO}$$

$$\left(94,4755 \text{ A} < I_{DISJUNTOR} \right) < 144 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 100A

Capacidade de interrupção: 40kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 690V

Logo, o cabo de 35mm² HEPR na saída do QDG em 220V até o ponto de conexão do microgerador atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Proteção Contra Surtos de Tensão

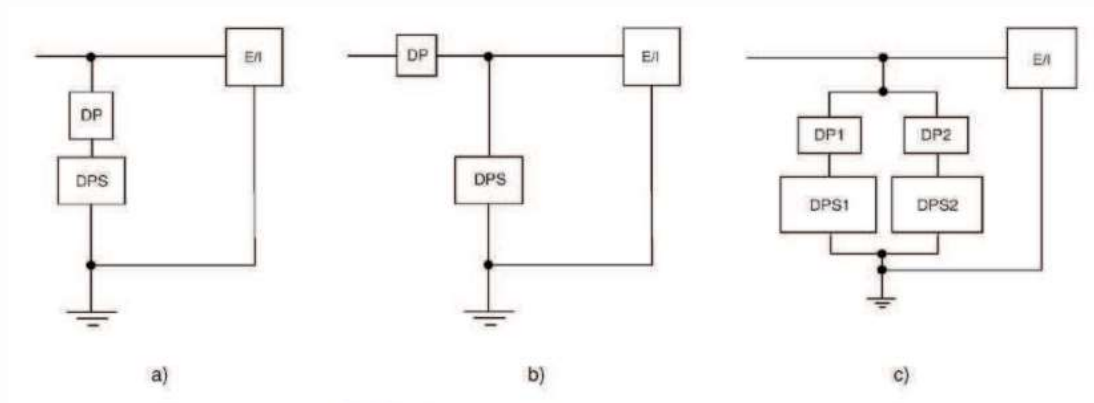
Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V



DP: dispositivo de proteção contra sobrecorrentes
 DPS: dispositivo de proteção contra surtos
 E/I: equipamento/instalação a ser protegida contra sobretensões

Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS, DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância a + b indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

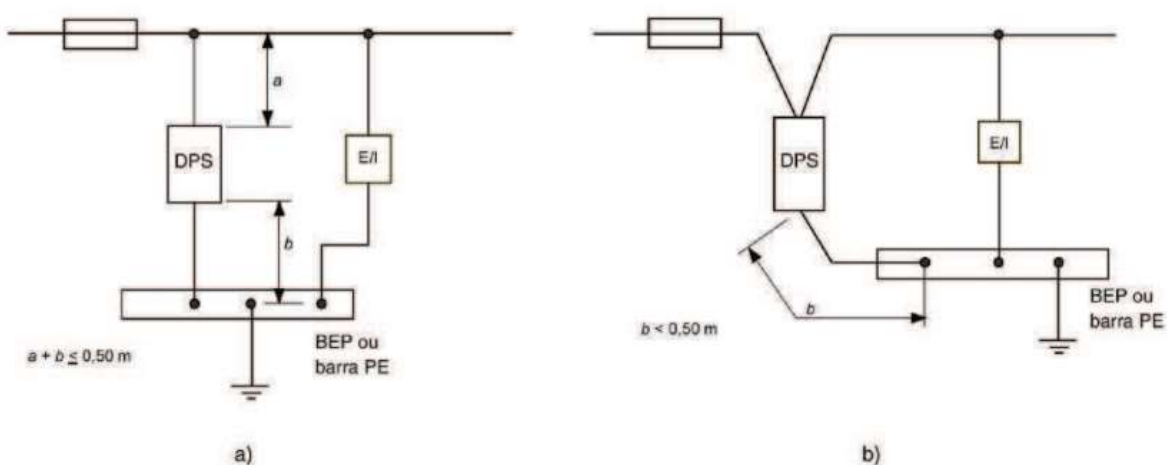


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio
Isolação: EPR ou XLPE
Temperatura no condutor: 90°C
Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Queda de Tensão do Lado C.A

TRECHO 1: Do inversor até o QDG

$$\rho := 56 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \Omega}$$

$$V_1 := 220 \text{ V}$$

$$L1 := 5 \text{ m}$$

$$I1 := 80 \text{ A}$$

$$S1 := 16 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{\frac{1}{\rho} \cdot L1 \cdot I1}{S1 \cdot V_1} = 0,2029 \%$$

TRECHO 2: Do QFV até o ponto de conexão

$$V_2 := 220 \text{ V}$$

$$L2 := 50 \text{ m}$$

$$I2 := 125 \text{ A}$$

$$S2 := 50 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{\frac{1}{\rho} \cdot L2 \cdot I2}{S2 \cdot V_2} = 1,0146 \%$$

Memorial de Cálculo: Upa Cristo Rei

MUNICÍPIO DE PATO BRANCO

UC: 91799740

Irradiação solar diária média mensal do local:

obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo.

IGUACU ENGENHARIA
ELETRICA
LTDA:4185186800018
2

Assinado de forma digital
por IGUACU ENGENHARIA
ELETRICA
LTDA:41851868000182
Dados: 2023.05.31
14:17:23 -03'00'



PREFEITURA DE
PATO BRANCO

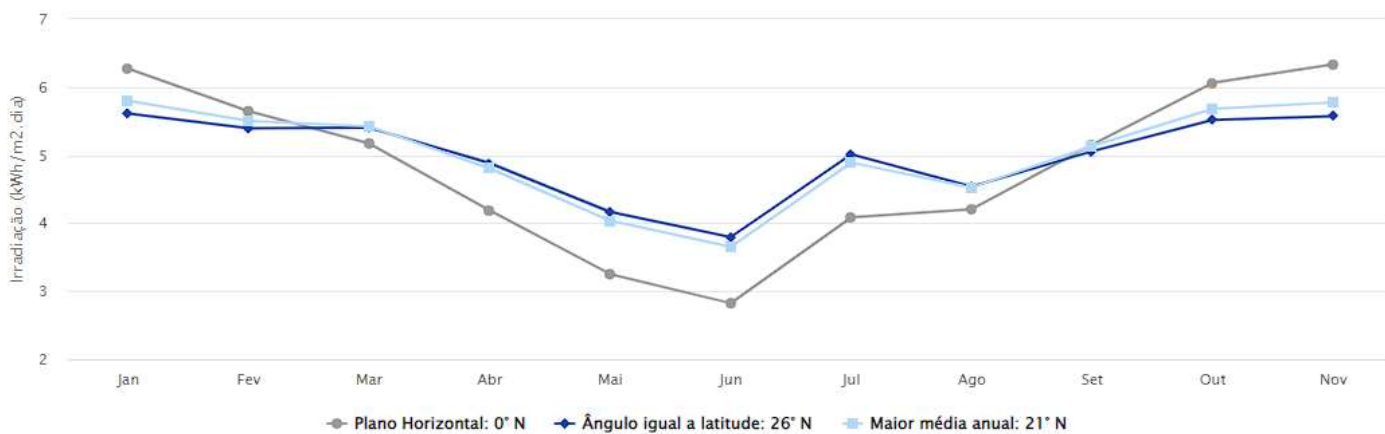
Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Pato Branco
Município: Pato Branco, PR - BRASIL
Latitude: 26,201° S
Longitude: 52,649° O
Distância do ponto de ref. (26,230514° S; 52,661263° O): 3,5 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,27	5,65	5,17	4,19	3,25	2,82	3,08	4,09	4,21	5,16	6,06	6,34	4,69	3,51	
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,61	5,39	5,40	4,88	4,17	3,80	4,07	5,01	4,54	5,06	5,52	5,57	4,92	1,82	
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,80	5,50	5,42	4,81	4,04	3,65	3,93	4,89	4,53	5,14	5,68	5,78	4,93	2,15	
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,63	4,69	5,03	4,91	4,43	4,14	4,40	5,19	4,34	4,50	4,62	4,54	4,62	1,04	

Irradiação Solar no Plano Inclinado - Pato Branco - Pato Branco, PR - BRASIL

26,201° S; 52,649° O



Fonte: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{kWh}{m^2 \text{ dia}}$$

$$P_{mód} := 550 \frac{W}{Módulos}$$

$$E := 12400 \frac{kWh}{mês}$$

$$H_{TOTAL} := Irradiância \cdot 30 \frac{dia}{mês}$$

$$TD := 80,623 \%$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$G_{STC} := 1 \cdot \frac{kW}{(m^2)}$$

$$Perdas = 19,377 \%$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{fv} := \frac{E \cdot G_{STC}}{H_{TOTAL} \cdot TD} = 104627,39 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$N_{mód} := \frac{P_{fv}}{P_{mód}} = 190,2316 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{mód}; 0) = 190 \text{ Módulos}$$

$$P_{fv,real} := \text{round}(N_{mód}; 0) \cdot P_{mód} = 104500 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fv,real} = 104500 \text{ W}$$

$$E_{GERADA} := \frac{P_{fv,real} \cdot TD \cdot H_{TOTAL}}{G_{STC}} = 12384,9021 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{INV} := 75 \text{ kW}$$

$$Q_{TOTAL,INV} := \text{round} \left(\frac{P_{fv,real}}{P_{mód}} ; 0 \right) = 190 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fv,real}}{P_{INV}} = 1,3933$$

Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:**DADOS DE INVERSOR E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máx,inv} := 1100 \text{ Vcc} \quad V_{part,inv} := 250 \text{ Vcc}$$

$$T_{mínima} := -8 \quad T_{máxima} := 75$$

$$T_{ambiente} := 25$$

$$\beta_{Voc} := -0,00265 \quad \beta_{Vmpp} := -0,0034$$

$$V_{OC} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N1 := \frac{V_{máx,inv}}{V_{OC} \cdot \left(1 - \beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right)} = 20,3121$$

$$N2 := \frac{V_{part,inv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right)} = 7,1801$$

Teste do aranje em série por MPPT:

$$Na := 17$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 920,6352 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 591,9145 \text{ Vcc}$$

$$Na := 18$$

$$V_{máxima} := Na \cdot V_{OC} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Voc} \cdot (T_{ambiente} - T_{mínima}) \right) \right) = 974,7902 \text{ Vcc}$$

$$V_{mínima} := Na \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{Vmpp} \cdot (T_{ambiente} - T_{máxima}) \right) \right) = 626,733 \text{ Vcc}$$

Teste do Aranje em Paralelo por MPPT:

$$I_{mpp} := 13,12 \text{ A}$$

$$I_{cc} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{INV,MPP} := 26 \text{ A}$$

Quantidade máxima de conjuntos paralelo por MPPT

$$Q_{\text{Parlo}} := \frac{I_{\text{INV,MPP}}}{I_{\text{mpp}}} = 1,9817$$

Corrente por MPPT:

$$I_{\text{ent,Mppt}} := I_{\text{mpp}} \cdot 2 = 26,24 \text{ A}$$

$$I_{\text{máx,Mppt}} := I_{\text{cc}} \cdot 2 = 27,96 \text{ A}$$

Conclusão: O arranjo fotovoltaico será composto por 6 MPPT's, sendo 4 MPPT's com duas strings por MPPT e arranjo série de 17 módulos, 1 MPPT com duas strings e arranjo série de 18 módulos e 1 MPPT com uma string e arranjo série de 18 módulos. Total de 190 Módulos.

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{\text{cc}} = 13,98 \text{ A}$$

$$I_{n_{\text{inf}}} := 1,5 \cdot I_{\text{cc}} = 20,97 \text{ A}$$

$$I_{n_{\text{sup}}} := 2,4 \cdot I_{\text{cc}} = 33,552 \text{ A}$$

$$(I_{n_{\text{inf}}} < I_n) < I_{n_{\text{sup}}}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 44A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

- a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,57 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,57$$

$$I_{z'} := I_z \cdot F_{AC} = 30,21 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida $I_{z'}$ é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm² pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída do inversor até o autotransformador em Tensão de 380V:

Inversor de 75kW

$$P_{\text{máx_ap_75kW}} := 75 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 380 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_75KW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_75kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 113,9507 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_75KW}} := I_{\text{Saída_75KW}} \cdot 1,25 = 142,4384 \text{ A}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 50mm² conduz uma corrente até 175A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 75kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 75kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{\text{Saída_corrigida_75KW}} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(142,44 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 175 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 150A

Tipo: Caixa Moldada

Capacidade de interrupção: 40kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 400V

Logo, o cabo de 50mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do autotransformador em Tensão de 220V até o ponto de conexão do microgerador - PROTEÇÃO GERAL:

$$P_{75kW} := 75 \text{ kW A}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{75KW} := \frac{P_{\text{máx_ap_75kW}}}{\sqrt{3} \cdot V_{CA}} = 196,824 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 95mm² conduz uma corrente até 269A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 75kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{75KW} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(196,82 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 269 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 200A

Capacidade de interrupção: 40kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 400V

Logo, o cabo de 95mm² HEPR na saída do autotransformador em 220V até o ponto de conexão do microgerador atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Proteção Contra Surtos de Tensão

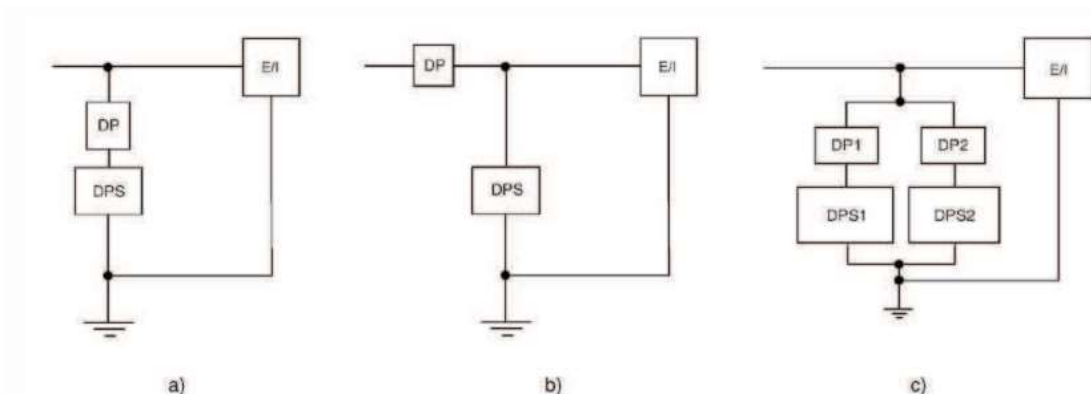
Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V



DP: dispositivo de proteção contra sobrecorrentes
 DPS: dispositivo de proteção contra surtos
 E/I: equipamento/instalação a ser protegida contra sobretensões

Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS, DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância a + b indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

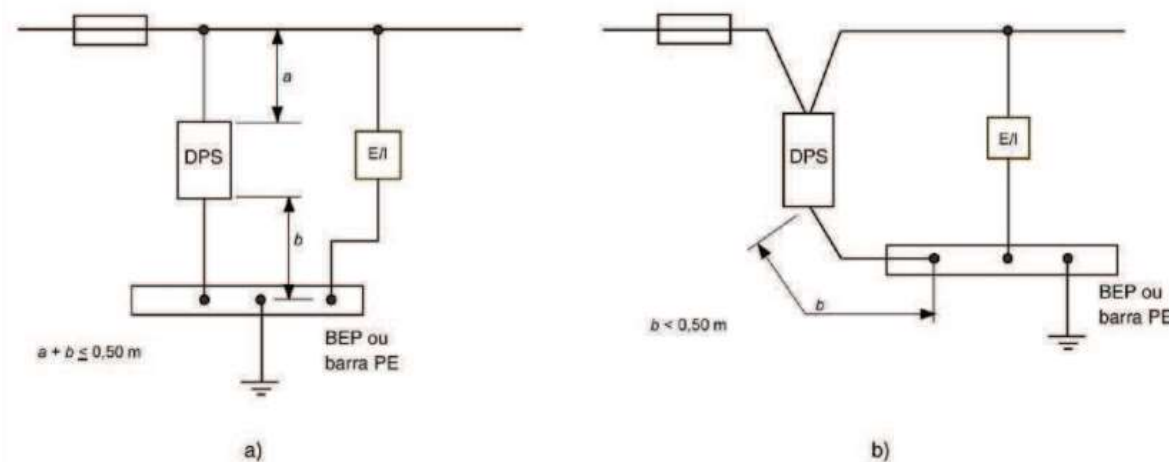


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Queda de Tensão do Lado C.A

TRECHO 1: Do inversor até o AutoTransformador em 380 V

$$\rho := 56 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \Omega}$$

$$V_1 := 380 \text{ V}$$

$$L1 := 10 \text{ m}$$

$$I1 := 150 \text{ A}$$

$$S1 := 50 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{\left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L1 \cdot I1}{S1 \cdot V_1} = 0,141 \%$$

TRECHO 2: Do AutoTransformador até o ponto de conexão

$$V_2 := 220 \text{ V}$$

$$L2 := 50 \text{ m}$$

$$I2 := 200 \text{ A}$$

$$S2 := 95 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{\left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L2 \cdot I2}{S2 \cdot V_2} = 0,8544 \%$$

Memorial de Cálculo: SAÚDE - Vigilância Epidemiológica



Município de Pato Branco

UC: 74462415

Irradiação solar diária média mensal do local:

obs.: considerado o ponto de aferição mais próximo

Assinado de forma digital por
 IGUACU ENGENHARIA ELETICA
 LTDA:4185186800018
 2
 Dados: 2023.05.31 14:19:40 -03'00'

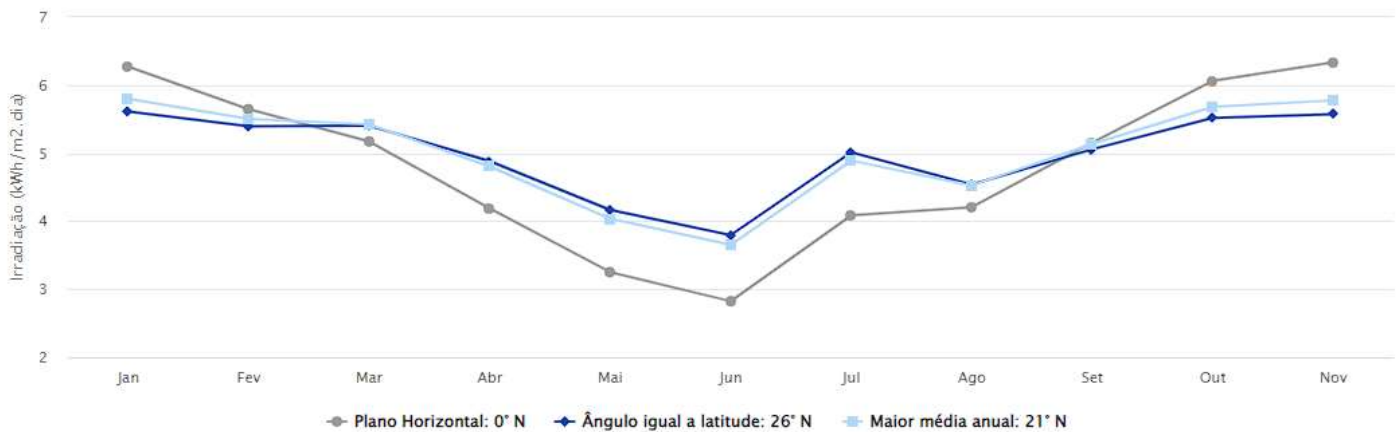
Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Pato Branco
Município: Pato Branco, PR - BRASIL
Latitude: 26,201° S
Longitude: 52,649° O
Distância do ponto de ref. (26,230514° S; 52,661263° O): 3,5 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,27	5,65	5,17	4,19	3,25	2,82	3,08	4,09	4,21	5,16	6,06	6,34	4,69	3,51	
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	5,61	5,39	5,40	4,88	4,17	3,80	4,07	5,01	4,54	5,06	5,52	5,57	4,92	1,82	
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,80	5,50	5,42	4,81	4,04	3,65	3,93	4,89	4,53	5,14	5,68	5,78	4,93	2,15	
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	46° N	4,63	4,69	5,03	4,91	4,43	4,14	4,40	5,19	4,34	4,50	4,62	4,54	4,62	1,04	

Irradiação Solar no Plano Inclinado - Pato Branco - Pato Branco, PR - BRASIL

26,201° S; 52,649° O



Highcharts.com

FONTE: Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito - CRESESB

$$Irradiância := 4,9 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ dia}}$$

$$E := 6300 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

$$H_{tot} := Irradiância \cdot 30 \frac{\text{dia}}{\text{mês}}$$

$$TD := 74,523 \%$$

$$G_{stc} := 1 \cdot \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}$$

$$Perdas := (1 - TD)$$

$$Perdas = 25,477 \%$$

Potência Fotovoltaica:

$$P_{fv} := \frac{E \cdot G_{stc}}{H_{tot} \cdot TD} = 57508,61 \text{ W}$$

Numero de Módulos:

$$P_{mód} := 550 \frac{\text{W}}{\text{Módulos}}$$

$$N_{mód} := \frac{P_{fv}}{P_{mód}} = 104,5611 \text{ Módulos}$$

$$\text{round}(N_{mód}; 0) = 105 \text{ Módulos}$$

$$P_{fvreal} := \text{round}(N_{mód}; 0) \cdot P_{mód} = 57750 \text{ W}$$

Potência fotovoltaica real:

$$P_{fvreal} = 57750 \text{ W}$$

$$E_g := \frac{P_{fvreal} \cdot TD \cdot H_{tot}}{G_{stc}} = 6326,4438 \frac{\text{kWh}}{\text{mês}}$$

Escolha do Inversor:

$$P_{inv} := (4 \cdot 10,5) \text{ kW}$$

$$Q_{totMód} := \text{round} \left(\frac{P_{fvreal}}{P_{mód}}; 0 \right) = 105 \text{ Módulos}$$

$$F_{sd} := \frac{P_{fvreal}}{P_{inv}} = 1,375 \quad \text{Fator de sobredimensionamento}$$

**Quantidades de Módulos por string: Níveis Mínimo e Máximo de Tensão de Funcionamento:
DADOS DE INVERSOR DE 10,5KW E MÓDULO FOTOVOLTAICO**

$$V_{máxInv} := 600 \text{ Vcc}$$

$$T_{min} := 0 - 8$$

$$V_{partInv} := 120 \text{ Vcc}$$

$$T_{máx} := 75$$

$$\beta_{voc} := -0,00265$$

$$T_{amb} := 25$$

$$\beta_{vmpp} := -0,0034$$

$$V_{oc} := 49,8 \text{ Vcc}$$

$$V_{mp} := 41,95 \text{ Vcc}$$

Teste das quantidades Mínimas e Máximas de módulos fotovoltaicos em Série por MPPT:

$$N_1 := \frac{V_{máxInv}}{V_{oc} \cdot \left(1 - \beta_{voc} \cdot (T_{amb} - T_{min}) \right)} = 11,0793$$

$$N_2 := \frac{V_{partInv}}{V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{vmpp} \cdot (T_{amb} - T_{máx}) \right) \right)} = 3,4464$$

Teste do arranjo em série por MPPT:

$$N_a := 9$$

$$V_{máx} := N_a \cdot V_{oc} \cdot \left(1 - \left(\beta_{voc} \cdot (T_{amb} - T_{min}) \right) \right) = 487,3951 \text{ Vcc}$$

$$V_{min} := N_a \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{vmpp} \cdot (T_{amb} - T_{máx}) \right) \right) = 313,3665 \text{ Vcc}$$

$$N_a := 8$$

$$V_{máx} := N_a \cdot V_{oc} \cdot \left(1 - \left(\beta_{voc} \cdot (T_{amb} - T_{min}) \right) \right) = 433,2401 \text{ Vcc}$$

$$V_{min} := N_a \cdot V_{mp} \cdot \left(1 - \left(\beta_{vmpp} \cdot (T_{amb} - T_{máx}) \right) \right) = 278,548 \text{ Vcc}$$

Teste do Arranjo em Paralelo por MPPT:

$$I_{mpp} := 13,12 \text{ A} \quad \text{Corrente série do módulo fotovoltaico em suas condições nominais}$$

$$I_{cc} := 13,98 \text{ A}$$

$$I_{invMPPT} := 14 \text{ A} \quad \text{Corrente máxima por MPPT do inversor}$$

Quantidade máxima de conjuntos paralelo por MPPT

$$Q_{tde_{Parlo}} := \frac{I_{invMPPT}}{I_{mpp}} = 1,0671$$

Corrente por MPPT:

$$I_{entMppt} := I_{mpp} \cdot Q_{tde_{Parlo}} = 14 \text{ A}$$

$$I_{máxMppt} := I_{cc} \cdot Q_{tde_{Parlo}} = 14,9177 \text{ A}$$

Conclusão: O arranjo fotovoltaico será composto por:

4 inversor de 10,5KW com 9 MPPT's, com uma string por MPPT e arranjo série de 9 módulos e 3 MPPT com uma string e arranjo série de 8 módulos. Total de 105 Módulos.

Cabeamento C.C - Conexão dos módulos fotovoltaicos

$$I_{cc} = 13,98 \text{ A}$$

$$I_{n_{inf}} := 1,5 \cdot I_{cc} = 20,97 \text{ A}$$

$$I_{n_{sup}} := 2,4 \cdot I_{cc} = 33,552 \text{ A}$$

$$(I_{n_{inf}} < I_n) < I_{n_{sup}}$$

Classificação máxima do fusível da série é de 25A.

Considera-se que os cabos da instalação de corrente contínua de 6mm² estarão ao ar livre protegido do sol, logo, de acordo com o método de instalação 1 (Tabela C.3 - para temperatura ambiente de 40°C - NBR 16612), a capacidade de condução de corrente é de 53A.

C.1 Cabo instalado ao ar livre

a) modo de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal ○○

Tabela C.3 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	24	23	27	23	20	19	24	20
2,5	32	31	36	32	26	26	32	26
4	42	41	48	42	35	34	42	35
6	53	53	61	54	44	43	53	45
10	74	74	85	76	61	60	74	62

$$I_z := 53 \text{ A}$$

Com o fator de agrupamento de 0,57 da Tabela 42 da NBR 5410:

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

NOTAS

- 1 Esses fatores são aplicáveis a grupos homogêneos de cabos, uniformemente carregados.
- 2 Quando a distância horizontal entre cabos adjacentes for superior ao dobro de seu diâmetro externo, não é necessário aplicar nenhum fator de redução.
- 3 O número de circuitos ou de cabos com o qual se consulta a tabela refere-se
 - à quantidade de grupos de dois ou três condutores isolados ou cabos unipolares, cada grupo constituindo um circuito (supondo-se um só condutor por fase, isto é, sem condutores em paralelo), e/ou
 - à quantidade de cabos multipolares que compõe o agrupamento, qualquer que seja essa composição (só condutores isolados, só cabos unipolares, só cabos multipolares ou qualquer combinação).
- 4 Se o agrupamento for constituído, ao mesmo tempo, de cabos bipolares e tripolares, deve-se considerar o número total de cabos como sendo o número de circuitos e, de posse do fator de agrupamento resultante, a determinação das capacidades de condução de corrente, nas tabelas 36 a 39, deve ser então efetuada:
 - na coluna de dois condutores carregados, para os cabos bipolares; e
 - na coluna de três condutores carregados, para os cabos tripolares.
- 5 Um agrupamento com N condutores isolados, ou N cabos unipolares, pode ser considerado composto tanto de N/2 circuitos com dois condutores carregados quanto de N/3 circuitos com três condutores carregados.
- 6 Os valores indicados são médios para a faixa usual de seções nominais, com dispersão geralmente inferior a 5%.

6.2.5.1.2 Os métodos de referência são os métodos de instalação, indicados na IEC 60364-5-52, para os quais a capacidade de condução de corrente foi determinada por ensaio ou por cálculo. São eles:

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

$$F_{AC} := 0,57$$

$$I_{z'} := I_z \cdot F_{AC} = 30,21 \text{ A}$$

Como a capacidade de condução de corrente corrigida $I_{z'}$ é maior que a corrente de projeto (corrente de cada série) e maior do que a corrente nominal do dispositivo de proteção (fusível 25 A), o cabo de 6mm² pode ser utilizado com segurança.

Cabeamento C.A - Saída dos inversores até o quadro de proteção

Inversor de 10,5kW

$$P_{\text{máx_ap_10,5kW}} := 10,5 \text{ kW}$$

$$V_{CA} := 220 \text{ V}$$

$$I_{\text{Saída_10,5kW}} := \frac{P_{\text{máx_ap_10,5kW}}}{V_{CA}} = 47,7273 \text{ A}$$

$$I_{\text{Saída_corrigida_10,5kW}} := I_{\text{Saída_10,5kW}} \cdot 1,25 = 59,6591 \text{ A} \quad \text{Corrente a ser considerada}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 16mm² conduz uma corrente até 100A que é maior que a corrente demanda pelo inversor de 10,5kW, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do inversor de 10,5kW

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{\text{Saída_corrigida_10,5kW}} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(59,6591 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 100 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 80A

Capacidade de interrupção: 10kA

Número de Polos: 2

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 440V

Logo, o cabo de 16mm² HEPR na saída do inversor até a proteção individual atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Cabeamento C.A - Saída do Quadro de proteção em Tensão de 220V até o ponto de conexão do microgerador - PROTEÇÃO GERAL:

$$P_{\text{MÁXIMA}} := 4 \cdot 10,4 \text{ kW A}$$

$$V_{\text{CA}} := 220 \text{ V}$$

$$I_{\text{MÁXIMA}} := \frac{P_{\text{MÁXIMA}}}{\sqrt{3} \cdot V_{\text{CA}}} = 109,1717 \text{ A}$$

Com o objetivo de instalar os cabos HEPR em eletroduto, considera-se o método de instalação B1. Logo, de acordo com a Tabela 37 da NBR 5410, o cabo de 50mm² conduz uma corrente até 175 A, atendendo assim o requisito.

Proteção C.A do QDG dos inversores

A proteção de ambos os inversores devem satisfazer a seguinte condição:

$$\left(I_{\text{MÁXIMA}} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < I_{\text{CABO}}$$

$$\left(109,17 \text{ A} < I_{\text{DISJUNTOR}} \right) < 175 \text{ A}$$

Foi escolhido o Disjuntor com as seguintes características:

Corrente Nominal: 125A

Capacidade de interrupção: 40kA

Número de Polos: 3

Tipo de proteção: Distribuição Térmico e Magnético.

Tensão de operação nominal: 690V

Logo, o cabo de 50mm² HEPR na saída do QDG em 220V até o ponto de conexão do microgerador atende os requisitos da proteção pelo disjuntor escolhido.

Proteção Contra Surtos de Tensão

Foi escolhido o seguinte Dispositivo de Proteção contra Surtos - DPS:

Classe de proteção: II

Corrente máxima de descarga: 20kA

Nível de proteção: 1kV

Máxima tensão de operação contínua: 275V

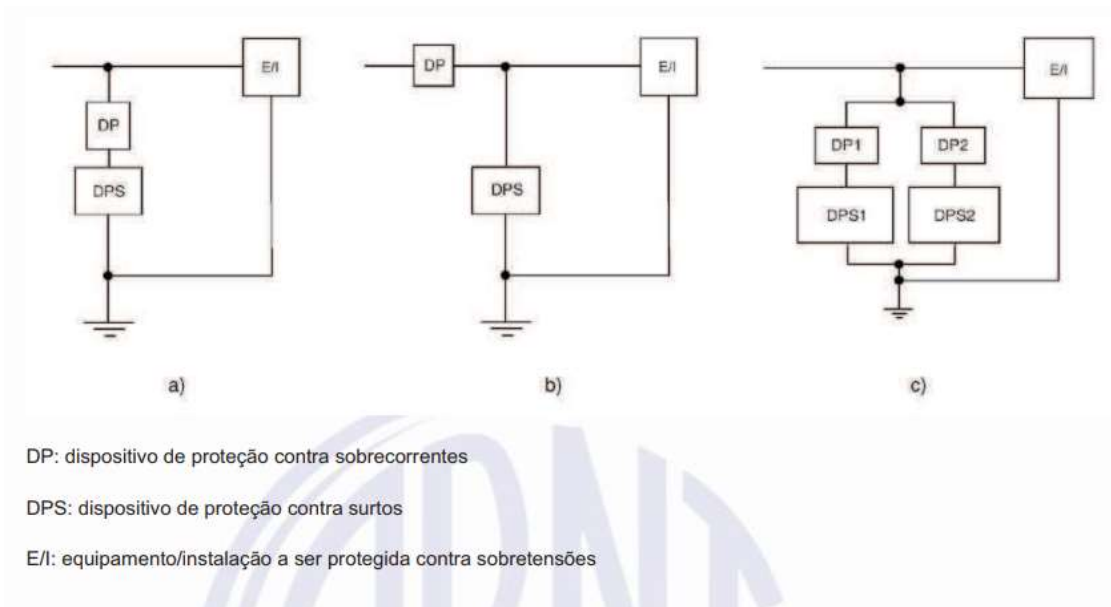


Figura 14 — Possibilidades de posicionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrentes

O método (a) corresponde ao posicionamento do DPS em relação ao sistema.

6.3.5.2.9 Condutores de conexão do DPS

O comprimento dos condutores destinados a conectar o DPS (ligações fase-DPS, neutro-DPS, DPS-PE e/ou DPS-neutro, dependendo do esquema de conexão, ver figura 13) deve ser o mais curto possível, sem curvas ou laços. De preferência, o comprimento total, como ilustrado na figura 15-a, não deve exceder 0,5 m. Se a distância a + b indicada na figura 15-a não puder ser inferior a 0,5 m, pode-se adotar o esquema da figura 15-b.

Em termos de seção nominal, o condutor das ligações DPS-PE, no caso de DPS instalados no ponto de entrada da linha elétrica na edificação ou em suas proximidades, deve ter seção de no mínimo 4 mm² em cobre ou equivalente. Quando esse DPS for destinado à proteção contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas diretas sobre a edificação ou em suas proximidades, a seção nominal do condutor das ligações DPS-PE deve ser de no mínimo 16 mm² em cobre ou equivalente.

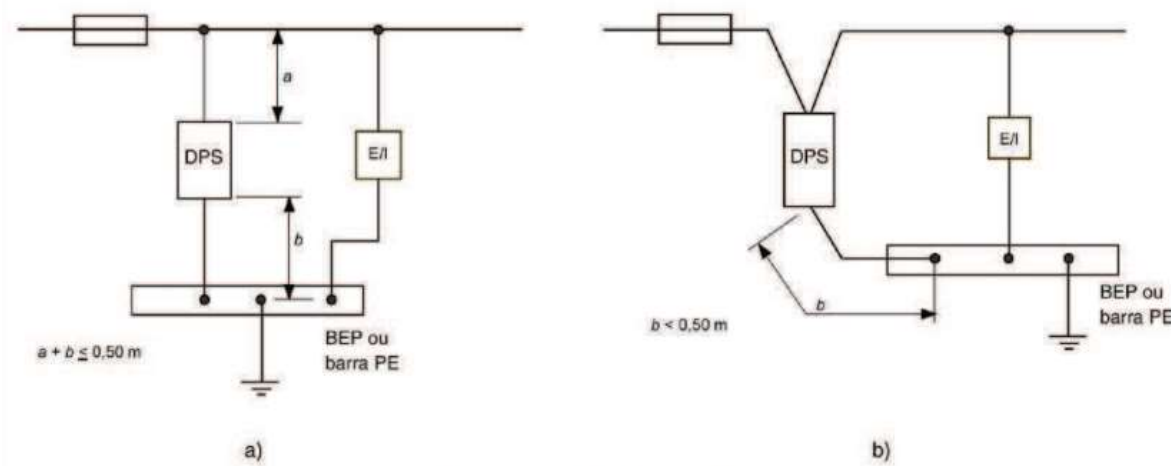


Figura 15 — Comprimento máximo total dos condutores de conexão do DPS]

De acordo com o item 6.3.5.2.9 da NBR 5410, a seção do cabo condutor para conexão desse DPS deve ter no mínimo 16mm², além de um dispositivo de proteção contra sobrecorrente para proteger esse cabeamento.

$$I_{DISJUNTOR} < I_{CABO}$$

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79

O Disjuntor que deverá ser utilizado para proteção do DPS é de 63A.

Queda de Tensão do Lado C.A

TRECHO 1: Do inversor até o QDG

$$\rho := 56 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \Omega}$$

$$V_1 := 220 \text{ V}$$

$$L1 := 10 \text{ m}$$

$$I1 := 80 \text{ A}$$

$$S1 := 50 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{100 \cdot \left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L1 \cdot I1}{S1 \cdot V_1} = 0,1299$$

TRECHO 2: Do AutoTransformador até o ponto de conexão

$$V_2 := 220 \text{ V}$$

$$L2 := 30 \text{ m}$$

$$I2 := 125 \text{ A}$$

$$S2 := 50 \text{ mm}^2$$

$$\Delta V (\%) := \frac{100 \cdot \left(\frac{1}{\rho}\right) \cdot L2 \cdot I2}{S2 \cdot V_2} = 0,6088$$