A Serviço da
Cidade Externa C, 18/06/2033.
PROTOC: 782896355
Ao senhor,
Local do Projeto B, S/Nº.
Cidade B – Estado B.
Assunto: Carta resposta de análise em atenção a sua solicitação.
De acordo com as normas técnicas adotas e vigentes na Concessionária B, seu projeto encontra-se

Página 1/2
Anotação de Responsabilidade Técnica - ART
Lei n° 6.496, de 7 de dezembro de 1977
Conselho Regional de Engenharia e Agronomia do Estado B
Conselho Profissional B
Nº CE20251607465
SUBSTITUIÇÃO à
CE20231256243
1. Responsável Técnico
Pessoa 009
Título profissional:
Registro: 351683CE
2. Dados do Contrato
Nº: 2534
Complemento: SALA 2
Contrato: Não especificado
Celebrado em:
Valor:
R$ 9.040,00
Tipo de contratante: Pessoa Juridica de Direito Privado
3. Dados da Obra/Serviço
Local do Projeto B
Complemento: LOTE I
Data de Início: 07/08/2027
Previsão de término: 30/07/2029
Código: Não Especificado
Finalidade:
4. Atividade Técnica
14 - Elaboração
Quantidade
Unidade
#192.0.2.1 - ELEVADORA DE TENSÃO
R$ 2.825,00
kva
GERAÇÃO DE ENERGIA > #192.0.2.1 - SOLAR
R$ 2.825,00
kw
1,00
un
1,00
un
ATMOSFÉRICAS - SPDA
1,00
un
16 - Execução
Quantidade
Unidade
SUBESTAÇÃO > #192.0.2.1 - ELEVADORA DE TENSÃO
R$ 2.825,00
kva
SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA > #192.0.2.1 - SOLAR
R$ 2.825,00
kw
1,00
un
1,00
un
1,00
un
Após a conclusão das atividades técnicas o profissional deve proceder a baixa desta ART
5. Observações
6. Declarações
- Declaro que estou cumprindo as regras de acessibilidade previstas nas normas técnicas da ABNT, na legislação específica e no decreto n. 5296/2004.
A autenticidade desta ART pode ser verificada em: , com a chave: x5wya
Impresso em: 19/03/2029 às 14:17:40 por: , ip: 192.0.2.1
Tel: (
Fax: (
Conselho Profissional B

e Agronomia do Estado B

Página 2/2
Anotação de Responsabilidade Técnica - ART
Lei n° 6.496, de 7 de dezembro de 1977
Conselho Regional de Engenharia e Agronomia do Estado B
Conselho Profissional B
Nº CE20251607465
SUBSTITUIÇÃO à
CE20231256243
7. Entidade de Classe
Declaro serem verdadeiras as informações acima
_____, _____ de _____ de _____
Local data
Pessoa 009
Data: 19/03/2029 14:17:40
9. Informações
* A ART é válida somente quando quitada, mediante apresentação do comprovante do pagamento ou conferência no site do Crea.
10. Valor
Valor da ART: R$ 103,03
Registrada em:
18/03/2029
Valor pago: R$ 103,03
A autenticidade desta ART pode ser verificada em: , com a chave: x5wya
Impresso em: 19/03/2029 às 14:17:40 por: , ip: 192.0.2.1
Tel: (
Fax: (
Conselho Profissional B
e Agronomia do Estado B
Powered by TCPDF ()
Cidade Externa A 19 março 2025

MEMORIAL DE CÁLCULO
MEMORIAL DE CÁLCULO
Data: 02/04/2029
Responsável: Pessoa 042 / Pessoa 011
Revisão: 01
782896355
18/06/2029

SUMÁRIO
1. Introdução
3
2. Objetivo
4
3. Normas
5
4. Parâmetros Elétricos dos Módulos
6
5. Cálculos Elétricos Condutores Corrente Contínua
7
5.1. Correção de tensão e corrente - Módulo 655 Wp
9
5.1.1. Tensão de circuito aberto (Voc)
9
5.1.2. Tensão de operação (Vmp)
9
5.1.3. Corrente de operação (Imp)
9
5.1.4. Corrente de curto-circuito (Isc)
9
5.2. Correção de tensão e corrente - Módulo 705 Wp
10
5.2.1. Tensão de circuito aberto (Voc)
10
5.2.2. Tensão de operação (Vmp)
10
5.2.3. Corrente de operação (Imp)
10
5.2.4. Corrente de curto-circuito (Isc)
10
5.3. Capacidade de condução de corrente
11
5.3.1. Regime permanente CC
12
5.3.2. Curto circuito CC
15
5.4. Queda de tensão CC
17
5.5. Resumo elétrico strings
19
5.6. Dimensionamento dos dutos - Trajeto CC
27
5.7. Conclusão dimensionamentos Cabos CC
28
6. Cálculos Elétricos Condutores Corrente Alternada BT
29
6.1. Cabeamento dos inversores até o QGBT
29
6.1.1. Queda de tensão inversores
29
6.1.2. Fator de correção cabos inversores
32
6.1.3. Análise da corrente máxima inversores
34
6.1.4. Corrente de curto circuito inversores
36
6.1.5. Dimensionamento dos dutos - Trajeto CA BT
38
6.1.6. Resumo elétrico cabos inversores
40
6.1.7. Conclusão cabeamento inversores
41
6.2. Cabeamento do QGBT até O transformador
41
6.2.1. Fator de correção cabos QGBT
41
6.2.2. Análise da corrente máxima QGBT
43

6.2.3. Corrente de curto circuito QGBT
44
6.2.4. Resumo elétrico cabos QGBT
47
7. Conclusão cabeamento QGBT
49
8. Cálculos Elétricos Condutores CA - Média Tensão
49
8.1. Cálculo da seção pela corrente de curto-circuito
50
8.2. Cálculo da seção pela máxima corrente admissível
51

8.2.1. SKID 1 (1000 kVA)
53
8.2.2. SKID 2 (1000 kVA)
54
8.2.3. SKID 3 (500 kVA)
54
8.2.4. PMT (2500 kVA)
55
8.3. Cálculo da queda de tensão
56
8.3.1. SKID 2 (1000 kVA)
56
8.3.2. SKID 3 (500 kvA)
57
8.3.3. PMT (2500 kVA)
58
8.4. Cálculo da blindagem metálica
60
8.5. Dimensionamento dos dutos - Trajeto CA - Estado A
61
8.6. Conclusão do dimensionamento CA-Estado A
63

1. Introdução
O presente documento tem o intuito de ilustrar e representar o memorial de cálculo dos cabeamentos que serão utilizados nas ligações elétricas da instalação da Usina
A usina é dividida em 3 instalações, as quais apresentam as seguintes configurações:
SKID 1 - Cidade B I - 1296,9 kWp
1 x Transformador Trifásico 1.000 kVA - 0,8/13,8 kV
4 x Inversores SUN2000-250KTL-H1
SKID 2 - Cidade B II - 1269,0 kWp
1 x Transformador Trifásico 1.000 kVA - 0,8/13,8 kV
4 x Inversores SUN2000-250KTL-H1
SKID 3 - Cidade B III - 613,35 kWp
1 x Transformador Trifásico 500 kVA - 0,8/13,8 kV
2 x Inversores SUN2000-250KTL-H1
Os cabos aqui definidos seguirão critérios normativos atuais e deverão ser instalados de acordo com os critérios aqui estabelecidos.
3

2. Objetivo
O memorial de cálculo dos cabos tem o objetivo de estabelecer diretrizes de ordem administrativa da instalação em questão, definindo os parâmetros técnicos, que visam o correto dimensionamento dos circuitos em seus devidos disjuntores para implementação de medidas apropriadas e regidas pelas normativas atuais.
4

3. Normas
- NBR 5410 - Instalações elétricas em Baixa Tensão
- NBR 16612 - Cabos de potência para sistema fotovoltaicos
- NBR 14039 - Instalações elétricas em média tensão
- NBR 16690 - Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de Projeto

5

4. Parâmetros Elétricos dos Módulos
Abaixo são apresentados os dados dos módulos de 655 Wp e 705 Wp retirados dos respectivos datasheets.
Figura 1: Dados do Módulo Trina 655 Wp
Figura 2: Dados do Módulo Trina 705 Wp
6

5. Cálculos Elétricos Condutores Corrente Contínua
O projeto dos circuitos de corrente contínua (CC) da Usina fotovoltaica inclui os condutores que saem das mesas e vão até os inversores que estarão situados em estruturas metálicas próximas aos módulos.
No cálculo, serão consideradas strings compostas pelo módulo TRINA - 655 Wp e pelo módulo TRINA 705 Wp. A UFV é composta por 10 inversores sendo 3 arranjos diferentes:
Arranjo A - 16 Strings / Módulo
Trina 655 Wp (Inversor 1.1 e 1.2):
- MPPT 1 - 3 strings (30 módulos)
- MPPT 2 - 3 strings (30 módulos)
- MPPT 3 - 3 strings (30 módulos)
- MPPT 4 - 3 strings (30 módulos)
- MPPT 5 - 2 strings (30 módulos)
- MPPT 6 - 2 strings (30 módulos)

Arranjo B - 17 Strings / Módulo
655 Wp (Inversor 1.3 e 1.4):
- MPPT 1 - 3 strings (30 módulos)
- MPPT 2 - 3 strings (30 módulos)
- MPPT 3 - 3 strings (30 módulos)
- MPPT 4 - 3 strings (30 módulos)
- MPPT 5 - 3 strings (30 módulos)
- MPPT 6 - 2 strings (30 módulos)

Arranjo C - 15 Strings / Módulo 705
Wp (Inversor 2.1 / 2.4 / 3.2):
- MPPT 1 - 3 strings (30 módulos)
- MPPT 2 - 3 strings (30 módulos)
- MPPT 3 - 3 strings (30 módulos)
- MPPT 4 - 2 strings (30 módulos)
- MPPT 5 - 2 strings (30 módulos)
- MPPT 6 - 2 strings (30 módulos)

Arranjo D - 14 Strings / Módulo 705
Wp (Inversor 2.2 / 3.1):
- MPPT 1 - 3 strings (30 módulos)
- MPPT 2 - 3 strings (30 módulos)
- MPPT 3 - 2 strings (30 módulos)
- MPPT 4 - 2 strings (30 módulos)
- MPPT 5 - 2 strings (30 módulos)
- MPPT 6 - 2 strings (30 módulos)

Arranjo E - 16 Strings / Módulo 705
Wp (Inversor 2.3):
- MPPT 1 - 3 strings (30 módulos)
- MPPT 2 - 3 strings (30 módulos)
- MPPT 3 - 2 strings (30 módulos)
- MPPT 4 - 2 strings (30 módulos)
- MPPT 5 - 2 strings (30 módulos)
- MPPT 6 - 2 strings (30 módulos)

O projeto contempla ao todo 155 strings.
Levando-se em consideração os parâmetros elétricos do módulo 655 Wp em STC (Figura 1), tem-se os seguintes dados:
Série com 30 módulos (STC)
- Voc: 1371 Voc

- Vmp: 1137 Vmp
- Isc: 18,40 A
- Imp: 17,31 A

Levando-se em consideração os parâmetros elétricos do módulo 705 Wp em STC (Figura 1), tem-se os seguintes dados:

Série com 30 módulos (STC)

- Voc: 1464 Voc
- Vmp: 1221 Vmp
- Isc: 18,36 A
- Imp: 17,33 A

Para definir o valor da corrente máxima de linha foi utilizado como base a norma “NBR 16690:2019 - Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de Projeto”, onde são definidos os parâmetros da proteção dos circuitos em corrente contínua. Os valores de condução de corrente que serão considerados são definidos com base na norma “NBR 16612 - Cabos de potência para sistema fotovoltaicos” e nos parâmetro os dados do fabricante, aplicando os fatores de correção por agrupamento, resistividade do solo e de temperatura quando necessário, que são analisados na norma “NBR 5410 - Instalações em Baixa Tensão”.

Para correção dos valores de tensão e corrente, serão considerados os parâmetros abaixo para os módulos de 655 Wp:

- = Temperatura de referência (STC): 25°C;
□□
- = Mínima temperatura ambiente: 15,1°C;
□□í□.
- = Máxima temperatura ambiente: 60°C;
□□á□.
- = Coeficiente de temperatura Pmáx: - 0.34 % / ºC;
□□□. □
- = Coeficiente de temperatura Voc: - 0,25 % / ºC;
□□□. □
- = Coeficiente de temperatura Isc: 0,04 % / ºC;
□□□. □
- Fator para cálculo da Isc do módulo conforme NBR 16690: 1,25 (25%);
- Fator de ganho bifacial do módulo: 1,1 (10%).

Para correção dos valores de tensão e corrente, serão considerados os parâmetros abaixo para os módulos de 705 Wp:

- = Temperatura de referência (STC): 25°C;
□□
- = Mínima temperatura ambiente: 15,1°C;
□□í□.
- = Máxima temperatura ambiente: 60°C;
□□á□.
- = Coeficiente de temperatura Pmáx: - 0.29 % / ºC;
□□□. □
- = Coeficiente de temperatura Voc: - 0,24 % / ºC;
□□□. □
- = Coeficiente de temperatura Isc: 0,04 % / ºC;
□□□. □

- Fator para cálculo da Isc do módulo conforme NBR 16690: 1,25 (25%);
- Fator de ganho bifacial do módulo: 1,1 (10%).

5.1. Correção de tensão e corrente - Módulo 655 Wp
5.1.1. Tensão de circuito aberto (Voc)

(1)
□□□ (□□□) −(□□□ (□□□) × (□□ −□□í□.) × □□□. □) = □□□ (□□□□□□□□□)

(2)
45, 70 −(45, 70 × ((25º − 15, 1 º) × (− 0, 25 %)) = 46, 83 □
5.1.2. Tensão de operação (Vmp)

(3)
□□□ (□□□) + (□□□ (□□□) × (□□á□. − □□) × □□□. □) = □□□ (□□□□□□□□□)

(4)
37, 90 + (37, 90 × ((60º −25º) × (−0, 34 %)) = 33, 39 □
5.1.3. Corrente de operação (Imp)
(5)
17, 31 (□□□ (□□□)) × 1, 10 (□□□ℎ□ □□□□□□□□) = 19, 04 □
5.1.4. Corrente de curto-circuito (Isc)

(6)
□□□ (□□□) + (□□□ (□□□) × (□□á□. −□□) × □□□. □) = □□□ □□□□□□□□□

(7)
18, 40 + (18, 40 × (60º −25º) × 0, 04 %) = 18, 66 □
Será aplicado ainda o fator de 1,1 (10% de ganho bifacial) e o fator de sobrecorrente estabelecido na NBR 16690, de 1,25 (25%). Resultando na seguinte fórmula:

(8)
□□□ (□□□□□□□□□) × 1, 10 × 1, 25 = 25, 66 □
Levando-se em consideração os parâmetros corrigidos através do cálculos acima, tem-se os seguintes dados:
Série com 30 módulos 655 Wp (corrigido)

- Voc: 1.405 Voc
- Vmp: 1.002 Vmp
- Isc: 25,66 A
- Imp: 19,04 A

Estes parâmetros serão levados em consideração para certificação do condutor e das condições do circuito com as condições mais críticas.
9

5.2. Correção de tensão e corrente - Módulo 705 Wp
5.2.1. Tensão de circuito aberto (Voc)

(1)
□□□ (□□□) −(□□□ (□□□) × (□□ −□□í□.) × □□□. □) = □□□ (□□□□□□□□□)

(2)
48, 80 −(48, 80 × ((25º − 15, 1 º) × (− 0, 24 %)) = 49, 96 □
5.2.2. Tensão de operação (Vmp)

(3)
□□□ (□□□) + (□□□ (□□□) × (□□á□. − □□) × □□□. □) = □□□ (□□□□□□□□□)

(4)
40, 70 + (40, 70 × ((60º −25º) × (−0, 29 %)) = 36, 57 □
5.2.3. Corrente de operação (Imp)
(5)
17, 33 (□□□ (□□□)) × 1, 10 (□□□㎧□ □□□□□□□□) = 19, 06 □
5.2.4. Corrente de curto-circuito (Isc)

(6)
□□□ (□□□) + (□□□ (□□□) × (□□á□. −□□) × □□□. □) = □□□ □□□□□□□□□

(7)
18, 36 + (18, 36 × (60º −25º) × 0, 04 %) = 18, 62□
Será aplicado ainda o fator de 1,1 (10% de ganho bifacial) e o fator de sobrecorrente estabelecido na NBR 16690, de 1,25 (25%). Resultando na seguinte fórmula:

(8)
□□□ (□□□□□□□□□) × 1, 10 × 1, 25 = 25, 60 □
Levando-se em consideração os parâmetros corrigidos através do cálculos acima, tem-se os seguintes dados:
Série com 30 módulos 705 Wp (corrigido)
- Voc: 1.499 Voc
- Vmp: 1.098 Vmp
- Isc: 25,60 A
- Imp: 19,06 A

Estes parâmetros serão levados em consideração para certificação do condutor e das condições do circuito com as condições mais críticas.

5.3. Capacidade de condução de corrente
Para definir o valor da corrente máxima de linha foi utilizado como base a norma “NBR 16690 - Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de Projeto”, onde são definidos os parâmetros da proteção dos circuitos em corrente contínua. Os valores de condução de corrente que serão considerados são definidos com base na norma “NBR 16612 - Cabos de potência para sistema fotovoltaicos” e nos parâmetro os dados do fabricante, aplicando os fatores de correção por agrupamento, resistividade do solo e de temperatura quando necessário, que são analisados na norma “NBR 5410 - Instalações em Baixa Tensão”.

Figura 3: Capacidade de condução de corrente
A capacidade de condução de corrente do cabo de 4 mm² e de 6 mm² à 20°C conforme a NBR 16612:2020 são respectivamente :
- 4 mm² = 37 A;
- 6 mm² = 46 A.

Será realizado o estudo de capacidade de condução do cabo em regime permanente e em curto circuito.
11

5.3.1. Regime permanente CC
A primeira análise a se fazer é se o cabo terá capacidade de suportar a máxima corrente da string em regime permanente. Para isso, deve-se corrigir a capacidade de condução de corrente pelos fatores de correção listados abaixo.
- FCA

Fator de correção para agrupamento de condutores
Este fator foi determinado com base no método de instalação. O método considerado para a instalação dos cabos CC foi o D, conforme a Tabela 33 da NBR 5410, já que a instalação dos cabos será em dutos enterrados.
Figura 4: Método de instalação
Para definição do fator de agrupamento foi observado no projeto que o encaminhamento dos cabos CC apresenta o maior ponto crítico na caixa de passagem na chegada dos abrigos. Visto que passarão no máximo 17 strings no mesmo trecho, no caso dos inversores 1.3 e 1.4. Estas serão divididas em 3 dutos de 2” espaçados de 25 cm, conforme. Dessa forma haverá no mesmo duto um número máximo de 6 strings.
A partir das definições feitas para as condições de instalação é possível determinar os fatores de correção na NBR 5410 Tabela 42 e 45 abaixo.
12

Figura 5: Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única
Figura 6: Fatores de agrupamento para linhas em eletrodutos enterrados.
O fator de agrupamento para 6 circuitos em um mesmo duto é 0,57 (método D). O fator de agrupamento para 3 dutos na mesma vala espaçados a 25 cm é 0,80. O fator de agrupamento final será: 0,57 x 0,80 = 0,456.

- FCT Fator de correção de temperatura.

O outro fator a ser definido é o fator de temperatura do solo, dessa forma foi considerada uma temperatura máxima de 30°C, conforme a NBR 5410:2004 Tabela 40, pois

os cabos vão ser instalados na profundidade conforme as normativas em linhas subterrâneas.
Dessa forma, analisando esta tabela, tem-se que o fator de correção de temperatura é 0,93.
Figura 7: Fatores de correção para temperaturas ambientes diferentes de 30ºC para linhas não-subterrâneas e de 20ºC (Temperatura do solo) para linhas subterrâneas

- FCT Fator de correção da resistividade térmica do solo

O terceiro fator a ser analisado é a resistividade térmica do solo, que será considerado conforme a norma de 2,5 K.m/W. Conforme a Tabela 41 da NBR 5410.
Figura 8: Fatores de correção para linhas subterrâneas em solo com resistividade térmica diferente de 2,5 k.m/W
14

- Fator de Correção Geral

Os fatores foram definidos de acordo com a norma brasileira NBR 5410/2004, conforme os tópicos acima. Na tabela abaixo encontra-se uma síntese dos resultados:

Fatores de correção aplicados
Agrupamento
0,456
Temperatura
0,93
Resistividade solo
1
FINAL
0,424

Tabela 1: Resumo dos fatores de correção aplicados

- Capacidade de condução do cabo corrigida

Para a verificação de qual cabo é o mais adequado para a condução da corrente do caso analisado, esta precisa atender a seguinte expressão:

□□□□≤□□□□,□□□□□□□□• □□□• □□□• □□□

Onde:

é a Corrente máxima do arranjo,

□□□□

Essa corrente a ser levada em consideração é o valor da corrente de operação corrigida, calculada anteriormente no tópico 4.1 Imp (Corrigida): 19,06 A.

É a corrente máxima admissível do cabo.

□□□□,□□□□□□□

O valor da capacidade de condução de corrente do cabo deverá ser corrigido pelo fator de correção definido pelo produto dos fatores (

), o qual é igual a 0,424

□□□• □□□• □□□

para o cenário analisado.

Dessa forma, os valores de condução do cabo de 4 mm² e de 6 mm² a temperatura do solo de 30°C serão respectivamente:

- 4mm² 37A x 0,456 = 15,688 A
- 6mm² 46A x 0,456 = 19,50 A

Dessa forma é possível concluir que o cabo de 6 mm² é compatível para condução da corrente das strings.

5.3.2. Curto circuito CC

Será analisado se a capacidade de condução é compatível conforme a NBR 16690, onde fala que:

A corrente do cabo deve considerar a corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico (Isc) nas condições padrão de teste (STC) e o Fator de sobre-irradiância Kl igual a 1,5, conforme norma técnica NBR 16690 Tabela 5. Portanto, deverá seguir a equação a seguir:
□□= □□ . □□□
Onde:

Corrente de projeto do trecho (A)
□□

Fator de sobre irradiância
□□

Corrente de curto-circuito em STC do módulo (A)
□□□
Os dados utilizados são os parâmetros do módulo Trina 655 Wp, no qual a corrente de curto em (STC) com ganho bifacial de 10% é de 20,24 A. O fator de sobre irradiância é definido na norma como 1,5.
Portanto:
□□= 1, 5 □ 20, 24 = 30, 36 □
Figura 9: Capacidade mínima de corrente dos circuitos
Conforme visto na tabela 2, cabo de 6mm² em dutos enterrados conduz até 46A, acima do valor encontrado de 30,36 A, sendo assim também compatível com a NBR 16690.
16

5.4. Queda de tensão CC
Este critério por projeto foi limitado a uma média máxima de 2% de queda de tensão total, acumulada desde as strings dos módulos até o ponto de conexão com o inversor. A queda de tensão nos condutores é calculada nas condições de máxima potência, de acordo com a fórmula abaixo:

△□= ρ • □
□• □□□□□□□□
Geralmente a queda de tensão é dada em %, em relação à tensão da respectiva string:

,
△□%
(
) =
△□
□□□□□□□
Onde:

Queda de tensão (V)
△□

Resistividade do material (Ω·mm²/m)
ρ

Comprimento do condutor (m)
□

Seção do condutor (mm2)
□
Corrente da string de módulos fotovoltaicos (A)
□□□□□□□
Tensão da string de módulos fotovoltaicos (V)
□□□□□□□
A partir dos parâmetros elétricos de resistividade do cobre, extraídos da Tabela 2, da NBR 11301, é possível obter a resistividade do cobre corrigida para temperatura de 90ºC em regime permanente.
Figura 10: Resistividade elétrica e coeficiente de temperatura
Assim temos a resistividade elétrica relacionada à temperatura através da seguinte fórmula:
ρ = ρ0 * [1 + ∝* (□−□0)]
Onde:
17

-> resistividade elétrica do material a temperatura T, medida em Ohm-metro
ρ
-> resistividade elétrica do material na temperatura T0, medida em Ohm-metro
ρ0
-> coeficiente de temperatura da resistividade elétrica, medido em
∝
[□
−1]
T -> temperatura final, medida em Kelvin [K] ou em Celsius [ºC].
T0 -> temperatura inicial, medida em Kelvin [K] ou em Celsius [ºC].
Portanto fazendo a correção para 90ºC temos:
= 0,0219839 Ω.mm²/m
ρ = 0, 017241 * [1 + 0, 00393 * (90 −20)]
Sendo assim, é possível encontrar o comprimento máximo de cabo para uma queda de tensão de 2%, para as strings de 30 módulos 655 Wp operando com 19,04 A (corrente de operação com 10% de ganho) e para as strings de 30 módulos 705 Wp operando com 19,06 A (corrente de operação com 10% de ganho) para os cabos de 6 mm². Ressalta-se que a média total de queda de tensão da usina deve ser menor que 2%, conforme apresentado na tabela da seção 5.5, essa condição será atendida.
Substituindo temos:
(30 módulos 655 Wp)
2 %
(
) =
∆□
1002 □□□□□□□
(30 módulos 705 Wp)
2 %
(
) =
∆□
1098 □□□□□□□
Para as strings de 30 módulos 655 Wp, obteve-se uma queda máxima de 20,04 V e para as strings de 30 módulos 705 Wp, obteve-se uma queda máxima de 21,96 V . Dessa forma a string com cabo de maior comprimento deve ter uma queda de tensão menor ou igual a essas calculadas.
Substituindo na equação para encontrar o maior comprimento do circuito total CC positivo + negativo, temos:
(30 módulos 655 Wp)
20, 04 □= 0, 0219839 •
□
6□□² • 19, 04
(30 módulos 705 Wp)
21, 96 □= 0, 0219839 •
□
6□□² • 19, 06
Obtemos através da fórmula um comprimento máximo do circuito das strings de 30 módulos 655 Wp até o inversor de aproximadamente 287,26 metros e um comprimento máximo do circuito das strings de 30 módulos 705 Wp até o inversor de aproximadamente 314,45 metros.
Dessa forma é possível calcular a queda de tensão individual por string conforme tabela a seguir, assim como a média total de todos os circuitos, obtendo um valor de 0,74%, abaixo dos 2% definidos.
Os circuitos serão calculados com base nos parâmetros normativos considerando os cabos de 6 mm².

5.5. Resumo elétrico strings
Cidade B é necessário observar as condições de cada string para verificar e ter dados das condições específicas de cada circuito. O resumo das condições elétricas de cada string é apresentado na tabela a seguir:
Cálculos do circuito c.c.
Dados do circuito
Dados do condutor dimensionado
Inv
ID
condutor
(mm²)
Comprimento
do trecho do
circuito (m)
Voc
corrigid
o (V)
Vmp
corrigido
(V)
Imp
corrigido
(A)
Icc corrigido
+ 10% (A)
Intensidade
CC*1,5 (A) (NBR
16690)
ΔV (%) - String
até inversor
Cap. de
condução de
corrente (A)
Circuitos no mesmo
percurso (em pior
caso)
agrupamento
Cap. de condução
de corrente
corrigida (A)
1.1
192.0.2.1
6
239
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,66 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
143
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,00 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
221

1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,54 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
123
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,86 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
201
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,40 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
105
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,73 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
179
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,25 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
81
1.405
1.002
19,04
20,24

30,36
0,56 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
159
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,11 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
65
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,45 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
173
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,20 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
75
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,52 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
191
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,33 %
46,00
6

0,424
19,50
192.0.2.1
6
97
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,68 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
209
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,46 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
115
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,80 %
46,00
6
0,424
19,50
19

Cálculos do circuito c.c.
Dados do circuito
Dados do condutor dimensionado
Inv
ID
condutor
(mm²)
Comprimento
do trecho do
circuito (m)
Voc
corrigid
o (V)
Vmp
corrigido
(V)
Imp
corrigido
(A)
Icc corrigido
+ 10% (A)
Intensidade
CC*1,5 (A) (NBR
16690)
ΔV (%) - String
até inversor
Cap. de
condução de
corrente (A)
Circuitos no mesmo
percurso (em pior
caso)
agrupamento
Cap. de condução
de corrente
corrigida (A)
1.2
192.0.2.1
6
241
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,68 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
147
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,02 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
225
1.405
1.002
19,04

20,24
30,36
1,57 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
128
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,89 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
205
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,43 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
109
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,76 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
183
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,27 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
86
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,60 %
46,00

6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
261
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,82 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
163
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,14 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
67
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,47 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
271
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,89 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
177
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,23 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1

6
79
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,55 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
269
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,87 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
177
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,23 %
46,00
6
0,424
19,50
1.3
192.0.2.1
6
103
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,72 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
275
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,92 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
179
1.405

1.002
19,04
20,24
30,36
1,25 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
83
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,58 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
257
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,79 %
46,00
6
0,424
19,50
20

Cálculos do circuito c.c.
Dados do circuito
Dados do condutor dimensionado
Inv
ID
condutor
(mm²)
Comprimento
do trecho do
circuito (m)
Voc
corrigid
o (V)
Vmp
corrigido
(V)
Imp
corrigido
(A)
Icc corrigido
+ 10% (A)
Intensidade
CC*1,5 (A) (NBR
16690)
ΔV (%) - String
até inversor
Cap. de
condução de
corrente (A)
Circuitos no mesmo
percurso (em pior
caso)
agrupamento
Cap. de condução
de corrente
corrigida (A)
192.0.2.1
6
159
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,11 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
65
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,45 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
269
1.405
1.002
19,04
20,24

30,36
1,87 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
173
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,20 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
77
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,54 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
289
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
2,01 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
193
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,34 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
99
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,69 %
46,00
6

0,424
19,50
192.0.2.1
6
309
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
2,15 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
212
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,48 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
117
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,81 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
307
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
2,14 %
46,00
6
0,424
19,50
1.4
192.0.2.1
6
199
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,39 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1

6
103
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,72 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
277
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,93 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
181
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,26 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
83
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,58 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
259
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,80 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
161
1.405
1.002

19,04
20,24
30,36
1,12 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
67
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,47 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
271
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,89 %
46,00
6
0,424
19,50
21

Cálculos do circuito c.c.
Dados do circuito
Dados do condutor dimensionado
Inv
ID
condutor
(mm²)
Comprimento
do trecho do
circuito (m)
Voc
corrigid
o (V)
Vmp
corrigido
(V)
Imp
corrigido
(A)
Icc corrigido
+ 10% (A)
Intensidade
CC*1,5 (A) (NBR
16690)
ΔV (%) - String
até inversor
Cap. de
condução de
corrente (A)
Circuitos no mesmo
percurso (em pior
caso)
agrupamento
Cap. de condução
de corrente
corrigida (A)
192.0.2.1
6
175
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,22 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
79
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,55 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
289
1.405
1.002
19,04
20,24

30,36
2,01 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
193
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,34 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
99
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,69 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
315
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
2,19 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
219
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
1,53 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
123
1.405
1.002
19,04
20,24
30,36
0,86 %
46,00
6

0,424
19,50
2.1
192.0.2.1
6
299
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,90 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
201
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,28 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
105
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,67 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
281
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,79 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
183
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,16 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1

6
86
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,55 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
261
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,66 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
163
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,04 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
67
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,43 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
273
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,74 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
177
1.499
1.098

19,06
20,20
30,29
1,13 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
81
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,52 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
291
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,85 %
46,00
6
0,424
19,50
22

Cálculos do circuito c.c.
Dados do circuito
Dados do condutor dimensionado
Inv
ID
condutor
(mm²)
Comprimento
do trecho do
circuito (m)
Voc
corrigid
o (V)
Vmp
corrigido
(V)
Imp
corrigido
(A)
Icc corrigido
+ 10% (A)
Intensidade
CC*1,5 (A) (NBR
16690)
ΔV (%) - String
até inversor
Cap. de
condução de
corrente (A)
Circuitos no mesmo
percurso (em pior
caso)
agrupamento
Cap. de condução
de corrente
corrigida (A)
192.0.2.1
6
195
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,24 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
101
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,64 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
293
1.499
1.098
19,06
20,20

30,29
1,86 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
199
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,27 %
46,00
6
0,424
19,50
2.2
192.0.2.1
6
103
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,66 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
275
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,75 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
181
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,15 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
83
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,53 %
46,00

6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
257
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,63 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
161
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,02 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
65
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,41 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
275
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,75 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
181
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,15 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1

6
83
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,53 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
275
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,75 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
179
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,14 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
121
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,77 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
293
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,86 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
197
1.499
1.098

19,06
20,20
30,29
1,25 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
103
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,66 %
46,00
6
0,424
19,50
2.3
192.0.2.1
6
275
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,75 %
46,00
6
0,424
19,50
23

Cálculos do circuito c.c.
Dados do circuito
Dados do condutor dimensionado
Inv
ID
condutor
(mm²)
Comprimento
do trecho do
circuito (m)
Voc
corrigid
o (V)
Vmp
corrigido
(V)
Imp
corrigido
(A)
Icc corrigido
+ 10% (A)
Intensidade
CC*1,5 (A) (NBR
16690)
ΔV (%) - String
até inversor
Cap. de
condução de
corrente (A)
Circuitos no mesmo
percurso (em pior
caso)
agrupamento
Cap. de condução
de corrente
corrigida (A)
192.0.2.1
6
181
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,15 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
83
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,53 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
257
1.499
1.098
19,06
20,20

30,29
1,63 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
159
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,01 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
65
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,41 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
275
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,75 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
179
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,14 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
83
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,53 %
46,00
6

0,424
19,50
192.0.2.1
6
287
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,83 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
193
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,23 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
97
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,62 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
293
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,86 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
199
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,27 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6

103
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,66 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
275
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,75 %
46,00
6
0,424
19,50
2.4
192.0.2.1
6
179
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,14 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
83
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,53 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
257
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,63 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
161
1.499
1.098

19,06
20,20
30,29
1,02 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
65
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,41 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
275
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,75 %
46,00
6
0,424
19,50
24

Cálculos do circuito c.c.
Dados do circuito
Dados do condutor dimensionado
Inv
ID
condutor
(mm²)
Comprimento
do trecho do
circuito (m)
Voc
corrigid
o (V)
Vmp
corrigido
(V)
Imp
corrigido
(A)
Icc corrigido
+ 10% (A)
Intensidade
CC*1,5 (A) (NBR
16690)
ΔV (%) - String
até inversor
Cap. de
condução de
corrente (A)
Circuitos no mesmo
percurso (em pior
caso)
agrupamento
Cap. de condução
de corrente
corrigida (A)
192.0.2.1
6
181
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,15 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
83
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,53 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
287
1.499
1.098
19,06
20,20

30,29
1,83 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
193
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,23 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
97
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,62 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
293
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,86 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
197
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,25 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
103
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,66 %
46,00
6

0,424
19,50
192.0.2.1
6
275
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,75 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
179
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,14 %
46,00
6
0,424
19,50
3.1
192.0.2.1
6
83
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,53 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
259
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,65 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
161
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,02 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1

6
65
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,41 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
275
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,75 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
179
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,14 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
83
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,53 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
293
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,86 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
199
1.499
1.098

19,06
20,20
30,29
1,27 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
201
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,28 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
183
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,16 %
46,00
6
0,424
19,50
25

Cálculos do circuito c.c.
Dados do circuito
Dados do condutor dimensionado
Inv
ID
condutor
(mm²)
Comprimento
do trecho do
circuito (m)
Voc
corrigid
o (V)
Vmp
corrigido
(V)
Imp
corrigido
(A)
Icc corrigido
+ 10% (A)
Intensidade
CC*1,5 (A) (NBR
16690)
ΔV (%) - String
até inversor
Cap. de
condução de
corrente (A)
Circuitos no mesmo
percurso (em pior
caso)
agrupamento
Cap. de condução
de corrente
corrigida (A)
192.0.2.1
6
163
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,04 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
145
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,92 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
121
1.499
1.098
19,06
20,20

30,29
0,77 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
103
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,66 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
83
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,53 %
46,00
6
0,424
19,50
3.2
192.0.2.1
6
65
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,41 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
83
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,53 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
103
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,66 %
46,00

6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
115
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,73 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
139
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,88 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
157
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,00 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
177
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,13 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
195
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,24 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1

6
299
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,90 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
201
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,28 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
105
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
0,67 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
281
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,79 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
183
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,16 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
86
1.499
1.098

19,06
20,20
30,29
0,55 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
261
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,66 %
46,00
6
0,424
19,50
192.0.2.1
6
163
1.499
1.098
19,06
20,20
30,29
1,04 %
46,00
6
0,424
19,50
Tabela 2: Resumo elétrico das strings
26

5.6. Dimensionamento dos dutos - Trajeto CC
Para dimensionamento dos eletrodutos foi consultada a Tabela 3 da NBR 15715: Sistemas de dutos corrugados de polietileno (PE) para infraestrutura de cabos de energia e telecomunicações - Requisitos e métodos de ensaio. Onde a mesma informa a dimensão mínima interna de dutos corrugados.
Figura 11: Características dimensionais dos dutos corrugados
Para informações dimensionais dos cabos CC foi consultado a Tabela 2 da NBR 16612.
Figura 12: Dimensional cabos CC
27

Para encaminhamento dos cabos CC, foram utilizados dutos de 2”, onde no trecho crítico, da última caixa de passagem até o inversor serão utilizados 3 dutos de 2”, sendo no máximo 6 strings por duto.
Para dimensionamento dos dutos foram consideradas taxas máximas de ocupação do mesmo de 40% da sua área ocupável, conforme solicitado pela NBR 5410. Sendo assim, foram feitos os seguintes cálculos:
Área total do duto de 2”:
I
1955,65 mm².
□= □* □
2
□= 3, 1416 * (49, 9/2)
2 =
Área ocupável 40% do duto de 2”: 1955,65 x 0,4 = 782,26 mm².
Área do cabo CC 6mm²:
I
43 mm².
□= □* □
2
□= 3, 1416 * (7, 4/2)
2 =
Ocupação máxima do duto de 2”: 782,26 mm² / 43 mm² = 18 cabos.
Podemos observar que para atender a taxa de ocupação indicada, poderíamos passar até 18 cabos no duto de 2”, ou seja 9 strings.
Outra análise com base na NBR 5410 Item 192.0.2.1.6 é referente a possibilidade de aumentar o espaçamento entre caixas de passagem para 36 metros caso o duto utilizado para o circuito tenha uma seção maior que o necessário dimensionado.
Sendo assim, para passagem de 3 strings no mesmo duto a mínima dimensão necessária seria de:
Área de 4 cabo CC 6mm²:
I
258
□= (□* □
2) * 6
□= (3, 1416 * (7, 4/2)
2) * 6 =
mm².
Área total do duto de 40mm:
I
1256,63 mm².
□= □* □
2
□= 3, 1416 * (40/2)
2 =
Um duto de dimensão interna mínima de 40 mm, possui área total de 1256,63 mm² e para taxa de ocupação de 40%, área de 502,65 mm². Sendo assim, esse duto seria suficiente para o encaminhamento das 3 strings. Como estamos utilizando dutos de 2” (50mm), ou seja, uma seção a mais que o necessário, a NBR 5410 permite que sejam acrescidos 6 metros entre a máxima distância permitida entre as caixas de passagem. Dessa forma justificamos o espaçamento máximo de 36 metros entre caixas de passagem.
5.7. Conclusão dimensionamentos Cabos CC
Portanto o cabo solar de corrente contínua de 6 mm² com isolamento de 1,8 kV está apropriado para ser utilizado no projeto. Ambos os métodos provaram que este cabo é
28

capaz de conduzir a corrente máxima de operação da string conforme método de instalação aplicada. Foram utilizadas as normas de referências NBR 16612, NBR 16690 e NBR 5410. Foi analisado que a máxima queda de tensão nas strings foi de 3,11%. Contudo, obtivemos uma média total na queda de tensão de todas as 162 strings de 0,74%, valor abaixo de 2% estabelecido na premissa do projeto. Podemos concluir que o cabeamento de 6 mm² aplicado no projeto certifica a eficiência de geração e está dentro das normativas atuais aplicadas.

6. Cálculos Elétricos Condutores Corrente Alternada BT

O projeto dos circuitos de corrente alternada de baixa tensão (CA-BT) da Usina fotovoltaica é dividido em dois trechos: o primeiro trecho vai dos inversores que estarão próximos dos módulos ao QGBT que ficará no SKID e o segundo trecho do QGBT até o transformador no próprio SKID.

No primeiro trecho, os cabos serão encaminhados até o QGBT por meio de eletrodutos enterrados a uma profundidade mínima de 70 cm conforme NBR 5410. O ponto crítico será o encaminhamento de 2 circuitos relativos a 2 inversores dentro da mesma vala, sendo lançado um duto por inversor (RST) e estes ficarão espaçados a 25 cm reduzindo dessa forma o efeito do agrupamento.

No segundo trecho, os cabos serão encaminhados do QGBT até o transformador e os mesmos irão ser lançados dentro de uma canaleta com tampa no piso. Devido à corrente alta, será adotado este meio de condução devido ao grande volume de cabos de alta seção para condução e conexão ao transformador.

6.1. Cabeamento dos inversores até o QGBT

A usina em questão será subdividida em 3 QGBTs, onde no QGBT 1 e QGBT 2 serão conectados 4 inversores e no QGBT 3 serão conectados 2 inversores. Conforme comentado acima, serão encaminhados juntos na mesma vala, no máximo dois circuitos BT (RST por duto) nas valas localizadas na entrada dos skids. Mantendo um afastamento conforme norma para atenuar o efeito do agrupamento estes serão lançados em dutos independentes.

6.1.1. Queda de tensão inversores

No projeto, foi definido que o valor máximo admissível de queda de tensão total é de 2%, acumulada do inversor mais distante até o QGBT. A queda de tensão nos condutores é calculada em condições de máxima potência, de acordo com a fórmula abaixo:

△□□=
√3 • □□ • □□ •(□.□□□φ + □.□□□φ)
10 •□□□ •□□□
(%)
29

E para a seção mínima temos:

□□=
100•√3•ρ•Σ(□□•□□)
∆□□ • □□□
(□□
2)
Onde:

número de condutores em paralelo por fase;
□□□

corrente do circuito, em A;
□□

comprimento do circuito em m;
□□

resistência do condutor, em
□
□Ω/□;

reatância do condutor, em
□
□Ω/□;

ângulo do fator de potência da carga;
φ

Tensão entre fases, em V.
□□□
Para efeitos de cálculo, foram levados em consideração os parâmetros do trecho mais críticos do projeto. Os dados utilizados no cálculo da queda de tensão encontram-se abaixo, sendo que foi aplicado um fator de segurança de 10% sobre a corrente nominal de saída do inversor retirada do datasheet e o comprimento do maior circuito, refere-se ao inversor 1.1 (SUN2000-250-KTL-H1):
max admissível = 2 [%]
∆□
alumínio (20ºC) = 0,028264 [Ωxmm²·/m], conforme tabela abaixo.
ρ
Figura 13: Resistividade elétrica e coeficiente de temperatura
Fazendo a correção para 90ºC, temos:
ρ = ρ0 * [1 + ∝* (□−20)]
= 0,0362372 Ω.mm²/m
ρ = 0, 028264 * [1 + 0, 00403 * (90 −20)]
= 114 [m]
□
30

= 218 [A]
□□□□
= 800 [V]
□□□
Dessa forma, tem-se:
-> S = 97,489 mm²
□□ = 100 □ √3 □ 0,0362372 □ 114□ □ 218 □
2 □ 800□
Com isso, obtemos que o cabo de 120 mm² é a seção mínima para uma queda de tensão máxima por circuito de aproximadamente 2%. Abaixo é calculada a queda de tensão para o maior circuito considerando a seção de 240mm².
△□□=
√3 • □□ • □□ •(□.□□□φ + □.□□□φ)
10 •□□□ •□□□
(%)
Para os valores de R e X, tiramos de referência a seguinte tabela do catálogo da prysmian:
Figura 14: Valores de resistência e reatância catálogo Prysmian.
Como a carga (inversor) é considerada um fator indutivo igual a 1, o ângulo do fator de potência da carga será igual a zero.
31

△□□= √3 • 218 •114 •(0,094.□□□0 + 0,098.□□□0)
10 •1•800
= 0, 50(%)
O maior circuito de cabos CA do inversor até o QGBT resulta em uma queda de tensão de 0,50% para um cabo de 240 mm².
6.1.2. Fator de correção cabos inversores
O fator de correção para condução de corrente é necessário para fazer a análise do circuito operando com a corrente máxima e garantir integridade do sistema. No tópico 6 deste documento foi descrito o método de instalação a ser aplicado no projeto conforme cada trecho. No primeiro trecho o fator de correção foi considerando o Método de instalação 61A, Método de referência D, Cabos unipolares em eletroduto (de seção circular ou não) ou em canaleta não-ventilada enterrado(a), segundo a NBR 5410, temperatura do solo de 30°C para o percurso onde os cabos serão instalados e resistividade térmica do solo conforme norma, de 2,5 K.m/W. No segundo trecho foi considerado o Método de instalação 33, Método de referência B1, Condutores isolados ou cabos unipolares em canaleta fechada embutida no piso, segundo NBR 5410, e temperatura ambiente de 30º.
A primeira análise de fator de correção será para o primeiro trecho, sendo dos inversores até o QGBT. Considerando-se a premissa de que a temperatura do solo para linhas subterrâneas será de 30°C e os cabos dos inversores estão enterrados a no mínimo 70 cm de profundidade, o que protege os cabos dos raios solares e reduz o aquecimento, o fator de correção de temperatura será 0,93.
O segundo fator a ser analisado é a resistividade térmica do solo, que será considerado de 2,5 K.m/K, conforme a norma NBR 5410. Este fator é 1.
O terceiro fator de correção analisado foi o de agrupamento. Como os cabeamentos serão instalados em eletrodutos enterrados (Método de referência D), um circuito de inversor por eletroduto, com espaçamento de 0,5 metros entre eletrodutos e uma quantidade máxima de 2 circuitos (1 circuito por eletroduto) no mesmo percurso de vala (pontos críticos). É possível definir a partir do produto das tabelas abaixo, onde é necessário considerar o agrupamento de circuitos no duto e entre dutos.
32

Figura 15: Fator de correção de agrupamento BT NBR 5410 para 1 circuito
Figura 16: Fatores de agrupamento para linhas em eletrodutos enterrados.
33

Conforme tabela acima é possível definir o fator de agrupamento de 0,90 pois os espaçamentos entre dutos são de 0,50 metros.
O fator de correção final deu-se pelo resultado do produto dos três fatores. Na tabela abaixo há uma síntese dos resultados:

Agrupamento	
0,90	
Temperatura	
0,93	
Resistividade solo	
1	
FINAL	
0,837	

Tabela 3: Resumo dos fatores de correção aplicado

6.1.3. Análise da corrente máxima inversores

Para definir o valor adequado de corrente máxima foram utilizados os valores definidos na NBR 5410 para condutores de alumínio, os quais também são seguidos pelos fabricantes de cabos nacionais. A tabela de capacidade de condução de corrente para condutores de alumínio EPR 1kV, para o Método de referência D, que consiste em cabos enterrados em rede de eletrodutos é ilustrada na tabela abaixo.
Sabe-se que a corrente máxima de saída dos inversores é de 198 A, porém iremos realizar os cálculos a seguir utilizando uma margem de segurança de 10% sobre a corrente máxima dos inversores de 250 kW. Chegando a conclusão de que o cabo selecionado para o projeto deve ser capaz de conduzir uma corrente de 218 A.

Figura 17: Capacidade de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1,A2, B1, B2, C e D
Para determinar o cabo que irá conduzir a corrente dos inversores até o QGBT, é necessária a aplicação dos fatores de correção definidos. Os fatores foram definidos de acordo com a norma brasileira NBR 5410:2004, conforme memorial realizado no tópico anterior.
Para a verificação, foi aplicada uma margem de segurança de 10% na intensidade máxima da linha, resultando na seguinte expressão:

□□á□• 1, 10% ≤□□□□□□□í□□□= □□□□□• □□□• □□□
Onde:
Corrente máxima de saída do inversor (datasheet);
□□á□

Corrente máxima admissível na linha;
□□□□□□□í□□□

Capacidade de condução máxima do cabo (NBR 5410).
□□□□□
Após aplicar os fatores de correção e os valores de corrente dos inversores e do cabo na equação anterior, tem-se:
Inversor de 250 kW:
35

198 □ 1, 1/ 0, 837 = 242
260, 21 ≤272
Portanto, é possível concluir que o cabo de 240 mm² é a menor seção capaz de conduzir a corrente dos inversores após aplicar os fatores de correção definidos. A condição para instalação dos cabos é de 2 dutos PEAD enterrados (1 circuito por eletroduto), espaçados 0,5 metros na pior situação e com um acréscimo de 10% de sobrecorrente para a corrente máxima de saída do inversor de 250 kW. Assim, o cabo conduz mais que a proteção que será de 225 A para os inversores. Obedecendo a premissa de □□□□□□< □□□□□□çã□< □□□□□.
6.1.4. Corrente de curto circuito inversores
Para verificar se a seção definida é suficiente para suportar a corrente de curto-circuito, foi utilizada a seguinte fórmula para calcular a corrente máxima de curto-circuito que o condutor pode suportar:
□□□= □·□
√□
Sendo que:
Icc
Corrente de curto-circuito (A)

Constante que depende do material do condutor (Cu ou Al) e do tipo de isolamento
□

Seção do condutor (mm2)
□

Duração do curto-circuito (s)
□
Figura 18: Valores de k para condutores com isolação de PVC, EPR ou XLPE
36

Para condutores de alumínio com isolamento termoestável (tipo XLPE, EPR ou poliolefinas Z) o coeficiente k é 94 conforme Tabela 30 - Valores de k para condutores com isolação de PVC, EPR ou XLPE.
Com base nos 3 critérios mencionados acima foi possível analisar e dimensionar o cabeamento que irá conectar os inversores até o QGBT localizado nos SKIDs.
Considerando-se o tempo de curto de 1(s), tem-se:

Cabo de 240 mm²:
□□□= 94 □ 240
√1
□□□= 22. 560 □

A corrente de curto máxima para o Inversor de 250 kW é de 617.5 A, conforme o manual fornecido pela Fabricante B (SUN2000 Smart PV Inverter - Short-Circuit Current). E conforme calculado anteriormente o cabo de 240 mm² tem capacidade de condução de uma corrente de curto de 22.560 A, comprovando que este cabo suporta a máxima corrente de curto do equipamento.
Calculando a corrente de curto circuito através da impedância do transformador, é necessário utilizar a corrente nominal do transformador, no lado de baixa tensão e a impedância em p.u do transformador.
□□□= □□□□□□□□
□□□
Onde:
Icc

Corrente de curto-circuito [A]

Corrente nominal do transformador no lado de baixa tensão [A];
□□□□□□□□
Z pu

Impedância do transformador em p.u
- Transformador 1 MVA:

Calculando a corrente nominal do transformador de 1MVA, sabendo que a tensão de baixa é de 800V, temos:
□ □□□= 1000000
800 × 3 = 721, 687 □
A impedância do transformador pode ser encontrada no datasheet do transformador de 1MVA, que é de 6% ou 0,06 p.u.
Figura 19: Impedância transformador 1 MVA
□□□= 721,687
0,06
= 12. 028, 11 □
E conforme calculado anteriormente o cabo de 240 mm² tem capacidade de condução de uma corrente de curto de 22.560 A, comprovando que este cabo suporta a máxima corrente de curto dos inversores e transformadores.
37

- Transformador 500 kVA:

Calculando a corrente nominal do transformador de 500 kVA, sabendo que a tensão de baixa é de 800V, temos:
□ □□□=
500000
800 × 3 = 360, 84 □
A impedância do transformador pode ser encontrada no datasheet do transformador de 500 kVA, que é de 5% ou 0,05 p.u.
Figura 20: Impedância transformador 500 kVA
□□□= 360,84
0,05
= 7. 216, 8 □
E conforme calculado anteriormente o cabo de 240 mm² tem capacidade de condução de uma corrente de curto de 22.560 A, comprovando que este cabo suporta a máxima corrente de curto dos inversores e transformadores.
6.1.5. Dimensionamento dos dutos - Trajeto CA BT
Para dimensionamento dos eletrodutos foi consultada a Tabela 3 da NBR 15715, onde a mesma informa a dimensão mínima interna de dutos corrugados.
Figura 21: Características dimensionais dos dutos corrugados.
Para informações dimensionais dos cabos CA foi consultado a Tabela 3.48 do Livro Instalações Elétricas: Autor: Pessoa 235, página 124.
38

Figura 22: Dimensional cabos
Para encaminhamento dos cabos CA dos inversores até o QGBT, foram utilizados dutos de 4” (100mm) . Para dimensionamento dos dutos foram consideradas taxas máximas de ocupação do mesmo de 40% da sua área ocupável. Sendo assim, foram feitos os seguintes cálculos:
Área total duto 4”:
5.410,6 mm²;
π . (83
2)
2 =
Área ocupável 40% duto 4”: 5.410,6 x 0,4 = R$ 2.445,59 mm²;
Área de 3 cabos 240 mm² 1kV: 559,9 mm² . 3 = 1.679,7 mm²;
Podemos observar que para atender às taxas de ocupação indicadas, pode-se passar os 3 cabos de 240mm² 1kV previstos.
39

6.1.6. Resumo elétrico cabos inversores

Após verificação de que o cabo de 240mm² de alumínio de 1kV atende os casos mais críticos apresentados no projeto da usina, é necessário observar as condições de cada inversor, para verificar e ter dados das condições específicas de cada circuito. O resumo das condições elétricas para cada inversor é apresentado na tabela abaixo.

Resumo dos cabos e proteções dos inversores

DE
QGBT
Comprim.
(m)
Potência
(W)
Tensão
(V)
Corrente máx.
de saída do
Inversor + 10%
(A)
Tensão
Calculada
(%)
Seção
utilizada
(mm²)
condução de
corrente (A)
Fator
Corretor
Total
condução
Corrigida (A)
curto
calculada
(A)
curto cabo (A).
NBR 5410:2004
proteção (A)
INVERSOR 1.1
QGBT 1
114
250.000
800
218,00
0,51
240
272
0,837
227,664
12028,11
22560
225
INVERSOR 1.2
QGBT 1
38
250.000
800
218,00
0,17
240
272
0,837
227,664
12028,11
22560
225
INVERSOR 1.3
QGBT 1
35
250.000
800

218,00
0,16
240
272
0,837
227,664
12028,11
22560
225
INVERSOR 1.4
QGBT 1
92
250.000
800
218,00
0,41
240
272
0,837
227,664
12028,11
22560
225
INVERSOR 2.1
QGBT 2
95
250.000
800
218,00
0,42
240
272
0,837
227,664
12028,11
22560
225
INVERSOR 2.2
QGBT 2
48
250.000
800
218,00
0,21
240
272
0,837
227,664
12028,11
22560
225
INVERSOR 2.3
QGBT 2
35
250.000
800
218,00
0,16
240
272
0,837
227,664
12028,11
22560
225
INVERSOR 2.4
QGBT 2
82
250.000

800
218,00
0,36
240
272
0,837
227,664
12028,11
22560
225
INVERSOR 3.1
QGBT 3
76
250.000
800
218,00
0,34
240
272
0,837
227,664
7216,80
22560
225
INVERSOR 3.2
QGBT 3
45
250.000
800
218,00
0,20
240
272
0,837
227,664
7216,80
22560
225
Tabela 4: Resumo dos cabos e proteções dos inversores
40

6.1.7. Conclusão cabeamento inversores
Como é possível analisar, a capacidade de condução de corrente foi o fator determinante para a definição do cabo no trecho. Dessa forma o cabo de 240 mm² está apto a conduzir a energia dos inversores de Cidade B e está adequado conforme todos os critérios e normativas levantadas para o eficiente funcionamento da usina fotovoltaica.
6.2. Cabeamento do QGBT até O transformador
O projeto contempla ao todo 4 inversores que irão ficar espalhados pela planta fotovoltaica. Os inversores serão conectados a um QGBT posicionado no SKID LP4. Como o transformador também estará posicionado no SKID LP4, o encaminhamento dos cabos não será superior a 10 metros. Dado a corrente total do QGBT, optou-se em utilizar mais de um cabo por fase, o encaminhamento será realizado por uma canaleta no piso.
- QGBT 1000 A / 800 Vac - Circuito será dividido em 4 cabos por fase;
- QGBT 500 A / 800 Vac - Circuito será dividido em 2 cabos por fase.

Dessa forma, será adotado o agrupamento no QGBT, já que os cabos do QGBT passarão juntos até o transformador.
6.2.1. Fator de correção cabos QGBT
O fator de condução de corrente é necessário para fazer a análise de corrente máxima suportada pelo cabo. O método de instalação será o método de referência B1: “Cabos isolados ou cabos unipolares em canaleta fechada embutida no piso” segundo a NBR 5410.
Figura 23 : Método de instalação entre QGBT e transformador acoplador
41
10

Para o fator de temperatura, considerando-se a premissa de que a temperatura ambiente será, no máximo 30°C, já que os cabos estão instalados em canaleta com tampa com os cabos abrigados dos raios solares, o fator de correção de temperatura será 1.
O segundo fator de correção analisado foi o de agrupamento. O ponto crítico desse trecho possui 4 circuitos na mesma canaleta para os SKIDs 1 e 2 e 2 circuitos na mesma canaleta para o SKID 3.
A partir das definições feitas para as condições de instalação é possível determinar os fatores de correção na NBR 5410 Tabela 42 abaixo.
Figura 24: Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única
Os fatores foram definidos de acordo com a norma brasileira NBR 5410/2004, conforme os tópicos acima. Na tabela abaixo encontra-se uma síntese dos resultados:
Fatores de correção aplicados SKIDs 1 e 2
Agrupamento
0,65
Temperatura
1
Resistividade solo
1
FINAL
0,65
Fatores de correção aplicados SKID 3
Agrupamento
0,80
Temperatura
1
Resistividade solo
1
FINAL
0,80
Tabela 5: Resumo dos fatores de correção aplicado
42

6.2.2. Análise da corrente máxima QGBT
Para definir o valor adequado de corrente máxima foram utilizados os valores definidos na NBR 5410 para condutores de alumínio, os quais também são seguidos pelos fabricantes de cabos nacionais. A tabela de capacidade de condução de corrente para condutores de alumínio EPR 1kV, para o Método de instalação B1, que consiste em Condutores isolados ou cabos unipolares em eletrocalha ou perfilado suspenso (a), é ilustrada na tabela abaixo.
Figura 25: Capacidade condução de corrente.
Para determinar o cabo que irá conduzir a corrente dos QGBTs até o transformador, é necessária a aplicação dos fatores de correção conforme definido no tópico anterior.
Para a verificação, foi aplicada uma margem de segurança de 10% na corrente nominal dos inversores, tendo em vista que a potência total dos SKIDs 1 e 2 não devem superar 1000 kVA e do SKID 3 não deve superar 500 kVA. Temos como resultado a seguinte expressão:
Onde:

Capacidade de condução do condutor (NBR 5410);
□□□□□. □□□

Fatores de correção calculados.
□□□ ; □□□
Nesse projeto serão considerados cabos de alumínio 1 kV (90º), sendo que a seção foi inicialmente definida anteriormente.
43

Após aplicar na equação anterior os fatores de correção e o valor do disjuntor de proteção dos QGBTs, tem-se:
1000 A
≤□□□□□. □□□· 0, 65
1538,46 A
≤□□□□□. □□□
Portanto, considerando-se 4 condutores por fase, é possível concluir que é necessário o uso de cabo de alumínio 1 kV com capacidade de condução de corrente de no mínimo 384,75 A (1.539 A / 4 condutores) para os SKID 1 e 2.
500 A
≤□□□□□. □□□· 0, 80
625 A
≤□□□□□. □□□
Portanto, considerando-se 2 condutores por fase, é possível concluir que é necessário o uso de cabo de alumínio 1 kV com capacidade de condução de corrente de no mínimo 312,5 A (625 A / 2 condutores) para o SKID 3.
. Portanto, a partir da tabela 37 da NBR 5410:2004, para o Método de referência B1 é possível certificar que o cabo de 240 mm² atende a capacidade de condução exigida pelos cálculos realizados respeitando a premissa de
□□□□□□< □□□□□□çã□< □□□□□.
6.2.3. Corrente de curto circuito QGBT
Para verificar se a seção definida é suficiente para suportar a corrente de curto-circuito, foi utilizada a seguinte fórmula para calcular a corrente máxima de curto-circuito que o condutor pode suportar:

□□□= □ □ □ □ □
√□
Sendo que:
- Icc

Corrente de curto-circuito (A);
-

Constante que depende do material do condutor (Cu ou Al) e do tipo
□
de isolamento;
- N

número de cabos por fase;
-

Seção do condutor (mm2);
□
-

Duração do curto-circuito (s);
□
- N

para QGBT (1 e 2) 1000 A = 4.
- N

para QGBT (3) 500 A = 2.
44

Figura 26: Valores de k, para condutores com isolação de PVC, EPR ou XLPE.
Para condutores de alumínio com isolamento termoestável (tipo XLPE, EPR ou poliolefinas Z), o coeficiente k é 94. Considerando-se a duração do curto circuito de 1 s e sabendo-se que o número de cabos por fase é igual a 4 para os QGBTs de 1000 A e igual a 2 para o QGBT de 500 A, tem-se que a corrente de curto-circuito suportado pelo condutor de 240mm² será:
QGBTs 1000 A:
□□□= 94 • 240 • 4
√1
(1)
□□□= 90. 240 □
(2)
QGBT 500 A:
□□□= 94 • 240 • 2
√1
(1)
□□□= 45. 120 □
(2)
A corrente máxima de curto circuito do sistema é regulada pela impedância do transformador, segundo a norma “NBR 5356-5 - Transformadores de Potência Parte 5: Capacidade de Resistir a Curtos-Circuitos”, utilizando a fórmula abaixo:
45

□□□ = □□
□%
Onde:
Icc

Corrente de curto-circuito;
In

Corrente nominal;
Z%

Impedância percentual típica;
A corrente nominal do sistema pode ser calculada com a fórmula abaixo:
□□ = □ □□□□
□ • √3
Onde:

P sist
Potência nominal somada de 4 inversores

V

Tensão dos inversores
□□ = 1000 □□□
800 □ • √3
(1)
721,69 A
□□ =
(2)
P sist

Potência nominal somada de 2 inversores

V

Tensão dos inversores
□□ = 500 □□□
800 □ • √3
(1)
360,85 A
□□ =
(2)
Com os dados de impedância dos transformadores informados anteriormente,
tem-se:
SKID 1 e 2:
□□□= 721,687
0,06
(1)
R$ 13.591,76 A
□□□ =
(2)
SKID 3:
□□□= 360,84
0,05
(1)
□□□ = 7. 216, 8 □
(2)
Sendo assim, o cabo suporta essa corrente de curto circuito.
46

6.2.4. Resumo elétrico cabos QGBT
Serão necessários 4 cabos por fase de 240 mm² de alumínio de 1kV na saída dos QGBTs de 1000 A e 2 cabos por fase de 240 mm² de alumínio de 1kV na saída do QGBT de 500 A até seus respectivos transformadores. Os condutores serão lançados do QGBT até o transformador em canaleta fechada embutida no piso. O resumo das condições elétricas de cada circuito é apresentado na tabela abaixo:
47

Resumo dos cabos e proteções dos inversores

DE	PARA	Qtd. de inv.	Comprimento por Skid (m)	Potencia (kW)	Tensão CA (V)	Corrente Máxima (A)	Cabos por fase	Seção Utilizada (mm²)	condução (Cabos em paralelo)	Fator Corretor Total	Capacidade de condução Corrigida (A)	proteção (A)	curto calculada (A)	curto cabo (A)
QGBT 1	TRAFO 1 1000 kVA	4	10	1000	800	872	4	240	1556	0,65	1011	1000	12028	90240
QGBT 2	TRAFO 2 1000 kVA	4	10	1000	800	872	4	240	1556	0,65	1011	1000	12028	90240
QGBT 3	TRAFO 3 500 kVA	2	10											

500
800
436
2
240
778
0,8
622
500
7217
45120
Tabela 6: Resumo dos circuitos elétricos entre QGBT e Transformador
48

7. Conclusão cabeamento QGBT
Como é possível analisar, a capacidade de condução de corrente foi o fator determinante para a definição do cabo no trecho. Dessa forma, 4 cabos por fase de 240 mm² 1kV alumínio serão suficientes para conduzir a energia dos QGBTs 1 e 2 de 1000A e 2 cabos de 240mm² por fase serão suficientes para condução de energia do QGBT 3 de 500A.
8. Cálculos Elétricos Condutores CA - Média Tensão
O dimensionamento dos condutores de média tensão (Estado A) foi feito atendendo aos critérios de queda de tensão, corrente máxima admissível e corrente de curto-circuito trifásica simulada em software com base nos dados de impedância informados no parecer de acesso.
O condutor foi dimensionado para suportar a corrente de curto-circuito de máximo valor (curto-circuito trifásico da rede) e posteriormente verificado se esse condutor é adequado para suportar a corrente máxima admissível e de manter a queda de tensão dentro do valor estipulado.
O cabeamento de média tensão é dividido em dois trechos, sendo o trecho que vai dos SKIDs até a cabine de seccionamento (PMT) e o trecho que vai do PMT até a cabine de medição, levando um circuito equivalente aos 3 SKIDs. Os trechos dos condutores de Estado A são trechos enterrados. O método de instalação considerado segundo a norma NBR 14039 foi o Método de referência F1, “Cabos unipolares em eletroduto diretamente enterrado”. A memória de cálculo a seguir se aplica para a UFV em questão, sendo que as características dos equipamentos são identificadas como já informado nos tópicos anteriores.
Figura 27: Tipos de linhas elétricas NBR 14039:2021
Para realizar o correto dimensionamento dos condutores foram consideradas as seguintes informações:
- Comprimento condutor do SKID 2 (1000 kVA) até PMT: 238 metros;
- Comprimento condutor do SKID 3 (500 kVA) até PMT: 416 metros;
- Comprimento condutor do PMT (2500 kVA) até cabine medição: 196 metros;
- Tensão de operação: 13,8 kV;
- Temp. Ambiente / Temp. Nominal: 35°C / 90°C;
- Corrente nominal (1000 kW): 41,84 A;

- Corrente máxima de linha (1000 kW) + 10%: 46,02 A
- Corrente nominal (500 kW): 20,92 A;
- Corrente máxima de linha (500 kW) + 10%: 23,01 A
- Corrente nominal (2500 kW): 104,60 A;
- Corrente máxima de linha (2500 kW) + 10%: 115,06 A
- Resistividade específica do alumínio 90°C: 0,036237 (Ω.mm² / m);
- Resistividade Térmica do solo: 2,5 K.m/W;
- Corrente de curto-circuito trifásica considerada: 1738,4 A.

8.1. Cálculo da seção pela corrente de curto-circuito

No dimensionamento do condutor para a corrente máxima de curto-circuito será considerado um curto-circuito trifásico de 1738,4 A calculado no software Anafas-Cepel com base nos dados de impedância fornecidos no parecer de acesso por um período de 0,5 segundos. A corrente máxima de curto suportada pelo condutor é calculada com base na combinação do condutor com a isolação utilizada, que pode ser cobre ou alumínio com isolação de PVC, XLPE ou EPR. Isso ocorre porque o condutor aquece enquanto ocorre o curto.

Nesse caso será utilizado cabo de alumínio com isolação XLPE ou EPR 90ºC. A equação utilizada para calcular a corrente máxima admissível foi:

□□□= □ . □.
1
□. □□(θ□ + β
θ□ + β)

Onde:

Corrente máxima de curto-circuito admissível (A)
□□□

Fator da combinação entre o condutor e a isolação (A.s^(½).mm²)
□

Seção do condutor (mm²)
□

Duração do curto-circuito (s)
□

Temperatura inicial do condutor (°C)
θ□

Temperatura final do condutor (°C)
θ□

Inverso do coeficiente de temperatura da resistência a 0°C (°C)
β
A temperatura inicial e final do condutor assim como o fator e fator K, são retirados
β
Tabela 42 e 43 da NBR 14039 de acordo com o condutor utilizado, cobre ou alumínio.

Dessa forma para fins de cálculo temos:
= corrente de curto = 1738,4A

= Temperatura inicial = 90 °C
□□□
θ□
K = 148 [A.s^(½).mm²]

= Temperatura final = 250 °C
θ□
t = Tempo de atuação = 0,5 s

= 228 (°C)
β
50

Figura 28: Valores das constantes K e para cobre e alumínio
β
Figura 29: Temperaturas inicial e final do condutor no curto-circuito
Os dados utilizados no cálculo encontram-se abaixo:
□□□= □ . □.
1
□. □□(θ□ + β
θ□ + β)
1738, 4 □= 148 . □.
1
0,5 . □□(250 + 228
90 + 228)
= 13,01 mm²
□
Arredondando o resultado obtido acima para a seção de condutor maior mais próxima existente no mercado, temos que mínima seção de cabo XLPE ou EPR 90ºC para esse projeto seria de 35 mm², porém serão analisadas outras condições para definição do cabo.
8.2. Cálculo da seção pela máxima corrente admissível
O condutor utilizado para este circuito é de alumínio com isolação de EPR ou XLPE 90ºC, segundo a tabela do fabricante, a corrente admissível deve ser superior a corrente nominal do circuito aplicando os fatores de correção por temperatura (
), resistividade do
□□
solo (
) e agrupamento (
).
□□
□□
Foi considerada a temperatura do solo de 30ºC para linhas subterrâneas com fator de correção igual a 0,93, conforme premissa do projeto, pois os cabos serão instalados enterrados a uma profundidade mínima de 0,9 metros.
O segundo fator analisado de acordo com a NBR 14039 localizado na Tabela 32 ilustrada abaixo é a resistividade do solo, onde no terreno será considerado um valor de 2,5 Km/W, conforme a NBR 14039 resultando dessa maneira um fator de 1.
51

Figura 30: Fatores de correção para linhas subterrâneas em solo com resistividade térmica diferente de 2,5 K.m/W.
O terceiro fator é o de agrupamento. O método de instalação será três cabos unipolares em trifólio por duto. Há um trecho com encaminhamento de dois circuitos de média tensão, que consiste no encaminhamento do SKID 3 e SKID 2 até o PMT, os dutos nessa vala estarão espaçados a 0,8 metros.
Figura 31: Fatores de correção de agrupamento, NBR14039
Os fatores foram definidos de acordo com a norma brasileira NBR 14039, conforme os tópicos acima. Na tabela abaixo encontra-se uma síntese dos resultados:
52

Fatores de correção aplicados
Agrupamento
0,93
Temperatura
0,93
Resistividade solo
1
FINAL
0,8649
Tabela 7: Resumo dos fatores de correção aplicados.
Para o SKID 1, e o encaminhamento do PMT até a cabine de seccionamento o fator de agrupamento será 1, visto que a vala desses circuitos contém apenas 1 circuito cada.
O cabo mais adequado para a condução da corrente de cada caso precisa atender a seguinte expressão:
□□□□≤□□□□• □□□
Onde:
= Corrente máxima do SKID (A);
□□□□
= Corrente máxima admissível do cabo conforme tabela 28 da NBR 14039 (A);
□□□□
= Fator de correção geral = 0,8649 para os SKIDs 2 e 3;
□□□
= Fator de correção geral = 0,93 para o SKID 1 e PMT.
□□□
Dessa forma, o sistema funcionará com os seguintes fatores:
8.2.1. SKID 1 (1000 kVA)
= 41,84 A
□□□□
+10% = 46,02 A
□□□□
= 0,93
□□□
A capacidade de condução do cabo precisa ser de no mínimo:
46, 02 □ ≤□□□□• 0, 93
portanto:
42, 80 □≤90□
Nesse projeto serão considerados cabos de alumínio EPR ou XLPE 90ºC. Dessa forma, é possível verificar que o cabo de 35 mm² EPR ou XLPE 90ºC calculado no tópico anterior tem a capacidade de conduzir a corrente necessária para o sistema.
53

Figura 32: Capacidade de condução de corrente (A), isolação EPR ou XLPE 90º.
8.2.2. SKID 2 (1000 kVA)
= 41,84 A
□□□□
+10% = 46,02 A
□□□□
= 0,8649
□□□
A capacidade de condução do cabo precisa ser de no mínimo:
46, 02 □ ≤□□□□• 0, 8649
portanto:
53, 21 □≤90□
Nesse projeto serão considerados cabos de alumínio EPR ou XLPE 90ºC. Dessa forma, é possível verificar que o cabo de 35 mm² EPR ou XLPE 90ºC calculado no tópico anterior tem a capacidade de conduzir a corrente necessária para o sistema.
Figura 33: Capacidade de condução de corrente (A), isolação EPR ou XLPE 90º.
8.2.3. SKID 3 (500 kVA)
= 20,92 A
□□□□
54

+10% = 23,01 A
□□□□
= 0,8649
□□□
A capacidade de condução do cabo precisa ser de no mínimo:
23, 01 □ ≤□□□□• 0, 8649
portanto:
26, 60 □≤90□
Nesse projeto serão considerados cabos de alumínio EPR ou XLPE 90ºC. Dessa forma, é possível verificar que o cabo de 35 mm² EPR ou XLPE 90ºC calculado no tópico anterior tem a capacidade de conduzir a corrente necessária para o sistema.
Figura 34: Capacidade de condução de corrente (A), isolação EPR ou XLPE 90º
8.2.4. PMT (2500 kVA)
= 104,60 A
□□□□
+10% = 115,06 A
□□□□
= 0,93
□□□
A capacidade de condução do cabo precisa ser de no mínimo:
115, 06 □ ≤□□□□• 0, 93
portanto:
123, 72 □≤130 □
Figura 35: Capacidade de condução de corrente (A), isolação EPR ou XLPE 90º, tabela 28 NBR 14039
55

Analisando a tabela acima, podemos observar que para o trajeto entre a cabine de seccionamento (PMT) e a cabine de medição, utilizando condutor de alumínio no Método de referência F1, será necessário um condutor com seção de 70 mm², enquanto os circuitos de cada SKID até a cabine de seccionamento (PMT) podem ser atendidos com cabo de 35mm², conforme calculado. Porém ainda é necessário realizar outro cálculo para concluir o dimensionamento.

8.3. Cálculo da queda de tensão

Uma queda de tensão máxima de 0,2% foi estimada como a máxima queda de tensão tolerada para o circuito CA na Média Tensão. A queda de tensão nos condutores é calculada em condições de máxima potência, de acordo com a fórmula abaixo:

∆□□=
√3 • □□ • □□ •(□.□□□φ + □.□□□φ)
10 •□□□ •□□□
(%)

E para a seção mínima temos:

□□=
100•√3•ρ•Σ(□□•□□)
∆□□ • □□□
(□□
2)

Onde:

= Queda de tensão no circuito (%);
∆□□
= Corrente do circuito, em A;
□□
= Comprimento do circuito em m;
□□
= Resistência do condutor, em
□
□Ω/□;
= Reatância do condutor, em
□
□Ω/□;
= Ângulo do fator de potência da carga;
φ
= Número de condutores em paralelo por fase;
□□□
= Tensão entre fases, em V.
□□□

8.3.1. SKID 2 (1000 kVA)

max admissível = 0,2%;
∆□
alumínio (90ºC) = 0,036237 (Ω.mm²/m);
ρ
= 238 m;
□
= 1,11301
□
□Ω/□;
= 0,15905
□
□Ω/□;
= 46,02 A;
□□□□

= 13,8 kV.
□□□

Os valores de e podem ser retirados do catálogo da Induscabos a seguir, para
□
□
cabo de alumínio com isolação EPR ou XLPE 90º, conforme considerado nos outros cálculos:
Figura 36: Valores de resistência e reatância, catálogo Induscabos
Considerando uma queda máxima de 0,2%, teremos no final do circuito uma seção mínima, sendo:

□□= 100•√3•0,036237•(238•46,02)
0,2 • 13800
= 24, 9 □□²
Portanto, o cabo de 25 mm² atende a queda de tensão. Com isso, vamos calcular a queda de tensão para o cabo de 35 mm² certificando que está dentro do pré requisito mencionado:
∆□□=
√3 • □□ • □□ •(□.□□□φ + □.□□□φ)
10 •□□□ •□□□
(%)
∆□□= √3 • 46,02 •238•(1,11301.□□□0 + 0,15905.□□□0)
10 •1•13800
= 0, 153 %
Com isso, o cabo de 35 mm² de alumínio XLPE 90ºC satisfaz o cálculo de queda de tensão estipulada de no máximo 0,2%, tendo um resultado final de 0,153% para o SKID 2. Visto que o SKID 1 tem as mesmas características do SKID 2 mas o circuito é de apenas 12 metros, o mesmo cabo atende também o SKID 1.
8.3.2. SKID 3 (500 kvA)
max admissível = 0,2%;
∆□
alumínio (90ºC) = 0,036237 (Ω.mm²/m);
ρ
= 416 m;
□
= 1,11301
□
□Ω/□;
57

= 0,15905
□
□Ω/□;
= 23,01 A;
□□□□

= 13,8 kV.
□□□
Os valores de e podem ser retirados do catálogo da Induscabos a seguir, para
□
□
cabo de alumínio com isolação EPR ou XLPE 90º, conforme considerado nos outros cálculos:
Figura 37: Valores de resistência e reatância, catálogo Induscabos
Considerando uma queda máxima de 0,2%, teremos no final do circuito uma seção mínima, sendo:
□□= 100•√3•0,036237•(416•23,01)
0,2 • 13800
= 21, 8 □□²
Portanto, o cabo de 25 mm² atende a queda de tensão. Com isso, vamos calcular a queda de tensão para o cabo de 35 mm² certificando que está dentro do pré requisito mencionado:
∆□□=
√3 • □□ • □□ •(□.□□□φ + □.□□□φ)
10 •□□□ •□□□
(%)
∆□□= √3 • 23,01 •416•(1,11301.□□□0 + 0,15905.□□□0)
10 •1•13800
= 0, 134 %
Com isso, o cabo de 35 mm² de alumínio XLPE 90ºC satisfaz o cálculo de queda de tensão estipulada de no máximo 0,2%, tendo um resultado final de 0,134% para o SKID 3.
8.3.3. PMT (2500 kVA)
max admissível = 0,2%;
∆□
alumínio (90ºC) = 0,036237 (Ω.mm²/m);
ρ
58

= 196 m;
□
= 0,56831
□
□Ω/□;
= 0,14331
□
□Ω/□;
= 115,05 A;
□□□□

= 13,8 kV.
□□□
Os valores de e podem ser retirados do catálogo da Induscabos a seguir, para
□
□
cabo de alumínio com isolação EPR ou XLPE 90º, conforme considerado nos outros cálculos:
Figura 38: Valores de resistência e reatância, catálogo Induscabos
Considerando uma queda máxima de 0,2%, teremos no final do circuito uma seção mínima, sendo:
□□= 100•√3•0,036237•(196•115,05)
0,2 • 13800
= 51, 28 □□²
Com isso, vamos calcular a queda de tensão para o cabo de 70 mm² certificando que está dentro do pré requisito mencionado:
∆□□=
√3 • □□ • □□ •(□.□□□φ + □.□□□φ)
10 •□□□ •□□□
(%)
∆□□= √3 • 115,05 •196•(0,56831.□□□0 + 0,14331.□□□0)
10 •1•13800
= 0, 161 %
Com isso, o cabo de 70 mm² de alumínio XLPE 90ºC satisfaz o cálculo de queda de tensão estipulada de no máximo 0,2%, tendo um resultado final de 0,161% para a cabine de seccionamento.
59

8.4. Cálculo da blindagem metálica
A seção da blindagem metálica dos cabos de média tensão deve ser suficiente para que haja o escoamento da corrente de curto-circuito fase-terra de 1095,2 A conforme calculado no software Anafas-Cepel com base nos dados de impedância do parecer de acesso, sem que haja danos no cabo. De acordo com a seção 192.0.2.1.1 da NBR 14039/2021, o cálculo da seção mínima é dado por:
A equação utilizada para calcular a corrente máxima admissível foi:
□□□= □ . □.
1
□. □□(θ□ + β
θ□ + β)
Onde:
Corrente máxima de curto-circuito fase-terra calculada;
□□□=

Fator da combinação entre o condutor e a isolação (A.s½.mm-²);
□=

Seção do condutor (mm²);
□=

Duração do curto-circuito (s);
□=

Temperatura inicial do condutor (°C);
θ□=
Temperatura final do condutor (°C);
θ□=

Inverso do coeficiente de temperatura da resistência a 0°C (°C).
β =
Figura 39: Temperatura da blindagem no final do curto-circuito
Figura 40: Valores das constantes K e para o cobre e alumínio
β
60

Para a temperatura inicial foi necessário subtrair 5ºC dos 90ºC da isolação do cabo, conforme indicado no item 192.0.2.1.4 na NBR 14039.
Os dados utilizados no cálculo da seção da blindagem encontram-se abaixo:
1095, 2 □= 226 . □.
1
0,5 . □□(220 + 234,5
85 + 234,5)
= 5,77 mm²
□
Arredondando o resultado obtido acima para a seção de condutor maior mais próxima existente no mercado, temos que a blindagem deve ser com fios de cobre e seção de 6,0mm².
8.5. Dimensionamento dos dutos - Trajeto CA - Estado A
Para dimensionamento dos eletrodutos foi consultada a Tabela 3 da NBR 15715, onde a mesma informa a dimensão mínima interna de dutos corrugados.
Figura 41: Características dimensionais dos dutos corrugados.
Para informações dimensionais dos cabos de média tensão, foi consultado datasheet do fornecedor:
61

Figura 42: Dimensional cabos
Para o encaminhamento dos cabos de média tensão dos SKIDs até a cabine de seccionamento, serão utilizados dutos de 4” (100mm). Para dimensionamento dos dutos foram consideradas taxas máximas de ocupação do mesmo de 40% da sua área ocupável. Sendo assim, foram feitos os seguintes cálculos:
Área total duto 4”:
5.410,6 mm²;
π . (83
2)
2 =
Área ocupável 40% duto 4”: 5.410,6 x 0,4 = R$ 2.445,59 mm²;
Área de 3 cabos 35 mm² XLPE 90º:
. 3 = R$ 1.495,50 mm²;
π . (23,7
2)
2
Podemos observar que para atender às taxas de ocupação indicadas, podemos passar 3 cabos de 35mm² 08/07/2019 kV, tendo uma taxa de ocupação de 24,46%.
Para o trecho que vai da cabine de seccionamento até a cabine de medição, serão utilizados cabos de alumínio 70 mm² XLPE 90º. Dessa forma, temos:
Área de 3 cabos 70 mm² XLPE 90º:
. 3 = R$ 1.883,88 mm²;
π . (26,6
2)
2
Assim sendo, a taxa de ocupação para os cabos de 70 mm² é de 30,81%.
62

8.6. Conclusão do dimensionamento CA-Estado A
Como é possível analisar nos tópicos anteriores, a utilização do cabo de 35 mm² de alumínio EPR ou XLPE 90ºC com isolação de 8/15 kV é o suficiente para conduzir a energia dos transformadores de 1000 kVA e 500 kVA dos SKIDs à cabine de seccionamento (PMT), enquanto o trecho da cabine de seccionamento até a cabine de medição deverá utilizar cabo de alumínio EPR ou XLPE 90ºC de 70 mm², de maneira eficiente e aplicando as normas vigentes. Todos os cabos de média tensão devem ter a blindagem de 6,0mm². O resumo dos resultados obtidos pode ser visto na tabela abaixo:
63

Resumo dos cabos e proteções dos inversores
DE - PARA
PARÂMETROS
Cálculo da seção pela corrente máxima de curto-circuito
Cálculo da seção pela máxima corrente admissível
Cálculo da seção pela máxima queda de tensão
Def. Bitola (mm²) (NBR 14039 - seção 192.0.2.1.1)
DE
PARA
Comp. (m)
Potência (KW)
Tensão CA (V)
Corrente máxima (A) + 10%
Corrente de curto (A)
Bitola Calculada (mm²)
Fator Corretor Total
Corrente Maxima Nominal Corrigida (A)
Bitola Calculada (mm²)
Queda máxima de 0,2% (V)
Bitola Calculada (mm²)
Bitola Estado A (mm²)
tensão máxima (%)
(mm²)
TRAFO 1 1000 kVA
PMT
12
1000
13800
46,02
1738,40
35,00
0,93

49,48
16
27,6
25
35
0,008%
5,77
TRAFO 2 1000 kVA
PMT
238
1000
13800
46,02
1738,40
35,00
0,86
53,21
16
27,6
25
35
0,153%
5,77
TRAFO 3 500 kVA
PMT
416
500
13800
23,01
1738,40
35,00
0,86
26,60
16
27,6
25
35
0,134%
5,77
Tabela 8: Resumo resultados Média Tensão dos SKIDs até PMT
Resumo dos cabos e proteções dos inversores
DE - PARA
PARÂMETROS
Cálculo da seção pela corrente máxima de curto-circuito
Cálculo da seção pela máxima corrente admissível
Cálculo da seção pela máxima queda de tensão
Def.
Bitola (mm²)
DE
PARA
Comp. (m)
Potência (KW)
Tensão CA (V)
Corrente máxima (A)
Corrente de curto

(A)	Bitola Calculada (mm²)	Fator Corretor Total	Corrente Maxima Nominal Corrigida (A)	Bitola Calculada - Tabela 29, NBR 14039:2021 (mm²)	Queda máxima de 0,2% (V)	Bitola Calculada (mm²)	Bitola Estado A (mm²)	queda de tensão máxima (%)	(mm²)
PMT 1 2500 kVA	CABINE DE MEDIÇÃO 1	196	2500	13800	104,59	1738,40	35,00	0,93	115,05
70	27,6	70	70	0,161%	5,77				

Tabela 9: Resumo resultados Média Tensão do PMT até cabine medição

MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO

TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR

MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO

TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR

MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
AUTOTRAFO
10.000 L
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR

MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO

TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR

MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO

TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR

TRJ 30 EXTERNO
CANTEIRO
Y: 9388173.9330
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO

MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO

TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR

MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO

TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
SAÍDA
SAÍDA
SAÍDA
ENTRADA
Vai para BR - 226
Vai para BR - 226
ITEM
COORDENADA X
COORDENADA Y
9388091.8637
PARECER DE ACESSO
9388078.8674
9388093.2478
9388094.727
9388134.2924
PS01
458099.604
9388104.9427
PS02
9388133.6353
PS03
458377.975
9388026.7796
PS04
9387937.7331
PS05
458593.101
9387807.9611
PS06
458612.02
9387686.2573
PS07

9387793.3675
PS08
458327.525
9387906.1152
PS09
9388018.8192
PS10
9388089.7654
SALA DE CONTROLE VT01
9388127.0238
SALA DE CONTROLE VT02
458125.816
9388124.5905
SALA DE CONTROLE VT03
9388116.8108
SALA DE CONTROLE VT04
458116.078
9388119.2411
SKID 01 VT01
9387995.1339
SKID 01 VT02
9387989.1123
SKID 01 VT03
458237.866
9387988.1766
SKID 01 VT04
458230.643
9387993.9255
SKID 02 VT01
9387868.4571
SKID 02 VT02
9387865.1967
SKID 02 VT03
9387864.261
SKID 02 VT04
9387866.6247
SKID 03 VT01
9387767.525
SKID 03 VT02
9387764.2647
SKID 03 VT03
458517.866
9387763.329
SKID 03 VT04
9387765.6926
VT01
9388204.8725
VT02
9387923.6715
VT03
9387858.582
VT04
9387760.5365
VT05
9387680.7071
VT06
9388087.8871
VT07
9388092.7588
VT08
9388094.6259
VT09
9388094.0371
VT10
9388095.9122
VT11
9388093.9541
VT12
9388096.5032

MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO

TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR

MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO

TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR

MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
AUTOTRAFO
10.000 L
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR

MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO

TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR

MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO

TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR

TRJ 30 EXTERNO
CANTEIRO
Y: 9388173.9330
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO

MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO

TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR

MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO

TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
SAÍDA
SAÍDA
SAÍDA
ENTRADA
Rede Estado A
Rede Estado A
Rede Estado A
X
X
X
X
X
X
AUTOTRAFO
MOTOR
TRJ 30 INTERNO
MOTOR
TRJ 30 EXTERNO
²
²
²
²
²
²
Rede Estado A Próxima
Rede Estado A Próxima
782896355
18/06/2029

X
X
X

X
X
X

X
X
X

X
X
X

X
X
X

X
X
X

X
X
X

X
X
X

X
X
X

X
X
X

X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
* UNIDADE EM MILIMETROS
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X

X
X
X

X
X
X

X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
X
²
²
²
²
²
²
²
²
GERAÇÃO GERAÇÃO
45
10
10
45,5
20
3000
GERAÇÃO GER

A
Ç
Ã
O
45
10
10
45,5
20
3000
PROTEÇÃO
PROTEÇÃO
700mm
POTEÇÃO
782896355
18/06/2029

2
2
2

2
2
2

PE
PE
-PR1/2/3
12kV/
10kA
1
COLUNA 2
PROTEÇÃO
COLUNA 1
ENTRADA
Cabos/ Acessórios
Escopo do cliente
-F(1/2/3).1
40A
1
-CS1
Ur 15kV
Ir 400A
Ik 16kA
Up 95kV
SOB/ CARGA
Cabos/ Acessórios
Escopo do cliente
COLUNA 3
PROTEÇÃO
-F(1/2/3).2
80A
1
-CS2
Ur 15kV
Ir 400A
Ik 16kA
Up 95kV
SOB/ CARGA
Cabos/ Acessórios
Escopo do cliente
COLUNA 4
PROTEÇÃO
-F(1/2/3).3
80A
1
-CS3
Ur 15kV
Ir 400A
Ik 16kA
Up 95kV
SOB/ CARGA
Cabos/ Acessórios
Escopo do cliente
3F
3F
3F
3F
PROTEÇÃO 3
SAÍDA 3
PROTEÇÃO 2
SAÍDA 2
PROTEÇÃO 1
SAÍDA 1
782896355
18/06/2029

²
²
²
²
²
²
²
²
²
²
²
²
²
²
²
²
²
²
²
²
²
²
²
²
²
²
²
²
²
²
²
PE
ENTRADA
3Ø - 13,8kV - 60Hz
PE
01
PE
PE
PE
-PR1/2/3
12kV/
10kA
1
COLUNA 2
PROTEÇÃO
COLUNA 1
ENTRADA
Cabos/ Acessórios
Escopo do cliente
-F(1/2/3).1
40A
1
-CS1
Ur 15kV
Ir 400A
Ik 16kA
Up 95kV
SOB/ CARGA
Cabos/ Acessórios
Escopo do cliente
COLUNA 3
PROTEÇÃO
-F(1/2/3).2
80A
1
-CS2
Ur 15kV
Ir 400A
Ik 16kA
Up 95kV

SOB/ CARGA
Cabos/ Acessórios
Escopo do cliente
COLUNA 4
PROTEÇÃO
-F(1/2/3).3
80A
1
-CS3
Ur 15kV
Ir 400A
Ik 16kA
Up 95kV
SOB/ CARGA
Cabos/ Acessórios
Escopo do cliente
3F
3F
3F
3F
²
²
²

2
2
2

PE
ENTRADA
3Ø - 13,8kV - 60Hz
PE
01
PE
PE
PE
-PR1/2/3
12kV/
10kA
1
COLUNA 2
PROTEÇÃO
COLUNA 1
ENTRADA
Cabos/ Acessórios
Escopo do cliente
-F(1/2/3).1
40A
1
-CS1
Ur 15kV
Ir 400A
Ik 16kA
Up 95kV
SOB/ CARGA
Cabos/ Acessórios
Escopo do cliente
COLUNA 3
PROTEÇÃO
-F(1/2/3).2
80A
1
-CS2
Ur 15kV
Ir 400A
Ik 16kA
Up 95kV
SOB/ CARGA
Cabos/ Acessórios
Escopo do cliente
COLUNA 4
PROTEÇÃO
-F(1/2/3).3
80A
1
-CS3
Ur 15kV
Ir 400A
Ik 16kA
Up 95kV
SOB/ CARGA
Cabos/ Acessórios
Escopo do cliente
3F
3F
3F
3F
²
²
²
²
²
²
²
²
²
²

2
2
2

01
CONEXÃO
CONCESSIONÁRIA
3Ø-13,8kV-60Hz
13,8kV/60Hz
440A
16kA
3Ø---
VEM DO PMT
(PAINEL DE MÉDIA DE TENSÃO)
E
03
03
ON
OFF
PE
27
51
50
59
32
67
-
47
51N
50N
67N
-
-
-
03
SENTIDO DA
CORRENTE
(GERAÇÃO)
01
-PR(1/2/3)
12kV
10kA
1
-CIA
ATERRAMENTO
TEMPORARIO
-CS1
Ur15kV
Ir400A
Ik16kA
Up95kV
S/CARGA
COLUNA 1
CONEXÃO
COLUNA 2
PROTEÇÃO
GERAL
-FTP(1/2/3)
15kV-0,5A
-TC(1/2/3)
150/5A
25VA10P20
-NB1
NOBREAK
COMANDO
1200VA
-TP(1/2/3)
13800/R3-115/R3V
600VA-0,3P75
GL.3B
-DJ1
Ir800A
Ik20kA/1seg

Ur17,5kV/50-60Hz
-RP1
URP-6000
-FTP4
15kV-0,5A
-TP4
13800/R3-115V
1000VA-0,3P75
GL.3B
-FC1
FONTE
CAPAC.
DIGIMEC
-PR4/5/6
12kV
10kA
1
COMANDO
SERV.AUX
3F
L1/2/3
R
3F
02
50mm²
COBRE NU
01
03
REDE DE 13,8 kV DA Concessionária B Estado B
MEDIÇÃO Estado A DA
CONCESSIONÁRIA
SISTEMA DE
COMUNICAÇÃO
COBRE 90°C 8,7 / 15 KV
3F+RESERVA
RAMAL DE ENTRADA
4#35
-TP1/2/3
-TC(1/2/3)
200/5
0,3C25
-MUFLA(1/2/3+R)
12/20kV
P/ CABO 16 A 120mm²
CRITÉRIO DA CONCESSIONÁRIA
13800/R3-220/R3V
600VA-0,3P75
FORNECIMENTO DO CLIENTE
B
FORNECIMENTO DA CONCESSIONÁRIA
C
A
B
B
Incluir as funções
59N/81O/81U//86
782896355
18/06/2029