

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETRÔNICA
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

ANA JÚLIA SCHNEIDER REICHERT

**PROJETO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA NA CIDADE DE LAGES
EM SANTA CATARINA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**PONTA GROSSA
2019**

ANA JÚLIA SCHNEIDER REICHERT

**PROJETO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA NA CIDADE DE LAGES
EM SANTA CATARINA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado(a) como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica, do Departamento Acadêmico de Eletrônica, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Orientador(a): Prof. Dr. Max Mauro Dias Santos

**PONTA GROSSA
2019**



Ministério da Educação
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Câmpus Ponta Grossa
Diretoria de Graduação e Educação Profissional
Departamento Acadêmico de Eletrônica
Bacharelado em Engenharia Elétrica



TERMO DE APROVAÇÃO

PROJETO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA NA CIDADE DE LAGES EM SANTA CATARINA

por

ANA JÚLIA SCHNEIDER REICHERT

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi apresentado em 05 de Dezembro de 2019 como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica. O(A) candidato(a) foi arguido(a) pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Prof. Dr. Max Mauro Dias Santos
Orientador(a)

Prof(a). Dr(a). Christiane Gonçalves
Membro Titular

Prof(a). M.Eng. Rafael Schmidt Baumel
Membro Titular

Prof. Dr. Josmar Ivanqui
Responsável pelos TCC

Prof. Dr. Sergio Okida
Coordenador(a) do Curso

O Termo de Aprovação assinado encontra-se na
Coordenação do Curso

Dedico esse trabalho à
todos os professores,
minha família,
meus amigos
e ao Felipe.

AGRADECIMENTOS

Meus agradecimentos iniciais vão para todos meus professores de graduação, que nunca deixaram faltar conhecimento durante as aulas e deram o seu melhor em todos os momentos e foram essenciais para minha formação profissional. Em especial ao Max Mauro que comprou minha idéia e me deu liberdade para eu alcançar meus objetivos. À minha família, que mesmo distante, sempre se fez presente durante toda a minha graduação, nunca deixando me faltar nada e confiando que um dia eu iria conseguir meu diploma. Aos meus amigos que fizeram dessa graduação um dos melhores momentos da minha vida, me ajudaram a passar em inúmeras matérias e que sempre estiveram ao meu lado em todos os momentos difíceis desses 6 anos. Ao Felipe, que nesses últimos 2 anos me deu todo apoio emocional que eu precisava e me ajudou a não desistir nesse período caótico da minha vida.

Entenda os seus medos,
mas jamais deixe que eles
sufoquem os seus sonhos.
(Alice no País das Maravilhas).

RESUMO

REICHERT, Ana Júlia Schneider. **PROJETO DE UMA USINA FOTOVOLTAICA NA CIDADE DE LAGES EM SANTA CATARINA**. 2019. 78 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Ponta Grossa, 2019.

O presente trabalho tem como objetivo estudar o consumo energético de uma indústria e desenvolver uma usina fotovoltaica, como modo de atingir a meta de utilização de 100% de energias renováveis até 2025 e reduzir as perdas de produtividade causadas por falta de energia da concessionária contratada. Utilizando como base uma indústria localizada na cidade de Lages em Santa Catarina, foi dimensionado uma usina fotovoltaica, respeitando todas as normas para o dimensionamento dos itens de potência e proteção. Com uma geração máxima de aproximadamente 4000MWh por mês. Gerando benefícios energético e produtivo, conseqüentemente alcançando um ganho de aproximadamente 7 milhões de reais por ano na implantação da usina, diminuindo os impactos ambientais e aumentando a utilização de energias renováveis em solo brasileiro.

Palavras-chave: Usina. Fotovoltaica. Sustentabilidade. Renovável. Energia.

ABSTRACT

REICHERT, Ana Júlia Schneider. **PROJECT OF A SOLAR PLANT IN THE CITY OF LAGES IN SANTA CATARINA**. 2019. 78 p. Final Coursework (Bachelor's Degree in Course Name) – Federal University of Technology – Paraná. Ponta Grossa, 2019.

The present work aims to study the energy consumption of an industry and develop a photovoltaic plant as a way to reach the goal of using 100% renewable energy by 2025 and reduce the productivity losses caused by the lack of energy of the contracted utility. Based on an industry located in the city of Lages in Santa Catarina, a photovoltaic plant was designed, respecting all standards for the dimensioning of power and protection items. With a maximum generation of approximately 4000MWh per month. Generating energy and productive benefits, consequently achieving a gain of approximately R\$7 million per year in the implementation of the plant, reducing environmental impacts and increasing the use of renewable energy in Brazilian soil.

Keywords: Power. Photovoltaic. Sustainability. Renewable. Energy.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Distribuição do consumo de energia em função da evolução do homem.	14
Figura 2 – Evolução do consumo energético brasileiro entre os anos de 1995 e 2018.	15
Figura 3 – Porcentagem da matriz energética renováveis e não renováveis do mundo e do Brasil.	16
Figura 4 – Porcentagem de fontes que compõe a matriz energética brasileira.	16
Figura 5 – Impactos causados pelas fontes de energias.	17
Figura 6 – Geração em kW por central geradora.	18
Figura 7 – Gráfico de Parada de Linha por Turno.	19
Figura 8 – Zonas do Sol	21
Figura 9 – Radiação solar na atmosfera terrestre.	23
Figura 10 – Trajetória elíptica da Terra em torno do Sol.	23
Figura 11 – Demonstração dos ângulos Zênite e Azimutal a partir de um referencial	24
Figura 12 – Demonstração da interferência da angulação no rendimento de um painel fotovoltaico.	24
Figura 13 – Diferenças das bandas de condutores, semicondutores e isolantes.	25
Figura 14 – Composição de um painel fotovoltaico.	25
Figura 15 – Circuito equivalente de um circuito fotovoltaico.	26
Figura 16 – Curva característica I-V de um Painel Fotovoltaico de Silício.	27
Figura 17 – Gráfico I-V em função da irradiação solar em um módulo de silício cristalino.	28
Figura 18 – Gráfico I-V em função da temperatura em um módulo de silício cristalino.	28
Figura 19 – Representação das ligações dos painéis nos inversores grid tie.	30
Figura 20 – Transformador ideal em vazio.	31
Figura 21 – Representação dos componentes de uma microgeração de energia.	32
Figura 22 – Representação dos componentes de uma minigeração de energia.	33
Figura 23 – Representação dos componentes de uma Usina.	33
Figura 24 – Fator de espaçamento em relação à latitude do local de instalação.	37
Figura 25 – Local de instalação da usina fotovoltaica.	40
Figura 26 – Radiação média mensal em Lages-SC.	41
Figura 27 – Distância entre os painéis em paralelo.	44
Figura 28 – Área total do local.	44
Figura 29 – Representação em blocos da ligação do inversor no transformador.	45
Figura 30 – Representação em blocos da ligação dos painéis na Stringbox.	46
Figura 31 – Representação em blocos da ligação da stringbox no inversor.	46
Figura 32 – Representação dos alimentadores e proteções em corrente contínua - Parte 1/2.	50
Figura 33 – Representação dos alimentadores e proteções em corrente contínua - Parte 2/2.	51

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Temperatura mínima para o início de uma reação nuclear.	22
Tabela 2 – Dados base para o dimensionamento	41
Tabela 3 – Dados dos Painéis	42
Tabela 4 – Dados dos Inversores	42
Tabela 5 – Dimensionamento para 25% da demanda total	42
Tabela 6 – Dimensionamento para 50% da demanda total	43
Tabela 7 – Dimensionamento para 75% da demanda total	43
Tabela 8 – Dimensionamento para 100% da demanda total	43
Tabela 9 – Quantidade total de componentes do projeto	47
Tabela 10 – Características dos alimentadores de cada trecho	47
Tabela 11 – Dimensionamento das proteções de cada trecho.	47
Tabela 12 – Critério de capacidade de corrente	48
Tabela 13 – Critério de queda de tensão	48
Tabela 14 – Critério de corrente de curto circuito trifásico nos alimentadores . .	48
Tabela 15 – Critério de corrente de curto circuito monofásico nos alimentadores.	49
Tabela 16 – Critério de capacidade máxima de curto circuito dos disjuntores . .	49
Tabela 17 – Energia total gerada pelo projeto	52
Tabela 18 – Tarifas de energia	53
Tabela 19 – Retorno financeiro por mês da geração de energia	53
Tabela 20 – Retorno financeiro obtido pela não perda de produtividade nas linhas	53

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS

ABREVIATURAS

Máx	Máxima
Mod.	Módulo
Qnt.	Quantidade
Disj	Disjuntor
CC	Curto Circuito
Inter.	Interrupção

SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
FV	Foto Voltaica
NBR	Norma Brasileira
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
SC	Santa Catarina
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná

ACRÔNIMOS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina

LISTA DE SÍMBOLOS

LETRAS LATINAS

A	Ampére	[A]
C	Coulomb	[C]
h	Hora	[h]
I	Corrente	[A]
J	Joule	[J]
k	Kilo	
K	Kelvin	[K]
m	Metro	[m]
M	Mega	
N	Norte	
W	Watt	[W]
Wb	Weber	[J/A]

LETRAS GREGAS

ϕ	Fase	
Ω	Ohm	[Ω]

NOTAÇÕES

ΔV	Varição de Tensão	[V]
I_{CC}	Corrente de Curto Circuito	[A]

SUMÁRIO

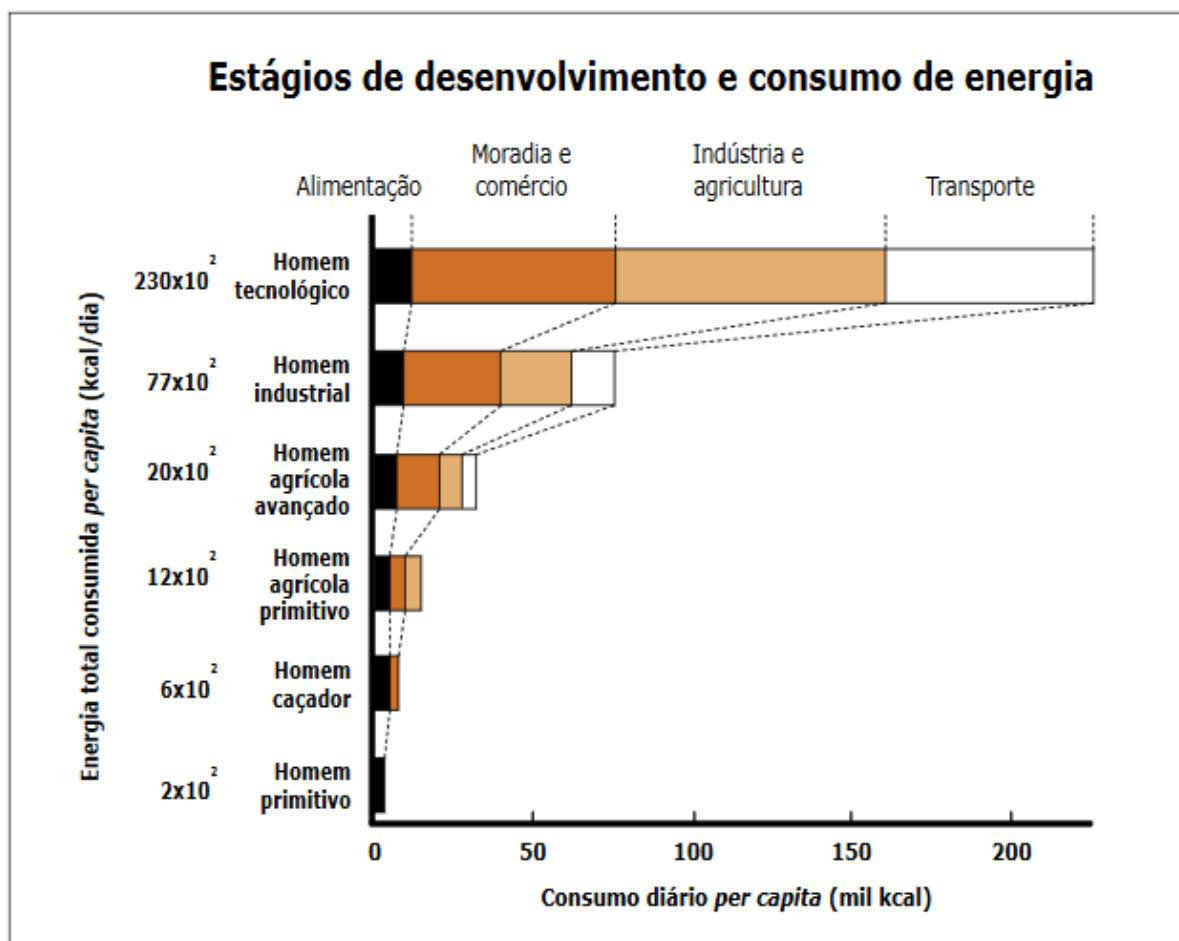
1	INTRODUÇÃO	14
1.1	JUSTIFICATIVA	18
1.2	PROBLEMA	19
1.3	OBJETIVOS	20
1.3.1	Objetivo Geral	20
1.3.2	Objetivo Específico	20
2	FUNDAMENTAÇÃO TERÓRICA	21
2.1	RECURSO SOLAR	21
2.1.1	Energia Solar	21
2.1.2	Radiação Solar	22
2.2	PRINCIPIOS DE FUNCIONAMENTO DE UM MÓDULO FOTO-VOLTAICO	24
2.3	COMPONENTES DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	27
2.3.1	Módulos Fotovoltaicos	27
2.3.2	Proteção em Corrente Contínua	28
2.3.3	Inversor de Frequência	29
2.3.4	Transformadores	30
2.3.5	Tipos de Instalações	32
3	METODOLOGIA	34
3.1	DIMENSIONAMENTO	34
3.1.1	Aquisição de dados	34
3.1.1.1	Demanda Energética	34
3.1.1.2	Localização dos painéis	35
3.1.2	Painéis Fotovoltaicos	35
3.1.2.1	Potência total dos painéis	35
3.1.2.2	Número de painéis	36
3.1.2.3	Espaçamento entre os painéis	37
3.1.3	Ítem de Potência	38
3.1.3.1	Inversor	38
3.1.3.2	Transformadores	38
3.1.4	Alimentadores e Proteções	38
3.1.5	Geração de energia	39
4	ESPECIFICAÇÃO	40
4.1	DIMENSIONAMENTO	40
4.1.1	Painéis e Inversores	41
4.1.2	Proteção em Corrente Contínua	45
4.1.3	Alimentadores e proteção em corrente alternada	47
4.2	RETORNO FINANCEIRO	52
5	CONCLUSÕES	54
	REFERÊNCIAS	55

ANEXOS	58
ANEXO A – DATASHEET PAINEL 280WP	59
ANEXO B – DATASHEET PAINEL 325WP	60
ANEXO C – DATASHEET PAINEL 360WP	61
ANEXO D – DATASHEET INVERSOR 400KW	62
ANEXO E – ESQUEMA ELÉTRICO INVERSOR 400KW	63
ANEXO F – DATASHEET TRANSFORMADOR 1500KW	64
ANEXO G – DATASHEET STRINGBOX	65
ANEXO H – CATÁLOGO CABOS CORRENTE CONTÍNUA	66
ANEXO I – CATÁLOGO CABOS CORRENTE ALTERNADA BAIXA TENSÃO	69
ANEXO J – CATÁLOGO CABOS CORRENTE ALTERNADA MÉ- DIA TENSÃO	71
ANEXO K – DADOS PARA CÁLCULOS DE AJUSTES DO RELÉ SECUNDÁRIO	74
ANEXO L – DATASHEET DISJUNTORES CAIXA MOLDADA - MARKIS	75
ANEXO M – DATASHEET DISJUNTOR TMAX T8 - ABB	77

1 INTRODUÇÃO

Durante milhares de anos a humanidade vem utilizando a energia ao seu favor, nos primórdios, utilizou-se fogo, energia térmica, para se aquecer, cozinhar, iluminar e se proteger dos animais noturnos. Com o desenvolver da evolução, descobriu-se como transformar a correnteza dos rios e a força dos ventos, em energia mecânica para moer grãos. A utilização de energia de origem fóssil, já era utilizada, porém em baixa escala, mais utilizado para aquecer ambientes e para siderúrgicas. Após a revolução industrial, começou-se a utilizar as máquinas a vapor, aumentando as pequenas produções para produções em larga escala. Ao passar dos anos, a dependência humana de fontes de energia aumenta junto com a evolução tecnológica. Na Figura 1 têm-se um demonstrativo desde o homem primitivo até os dias atuais, dito como homem tecnológico. (GOLDEMBERG; LUCON, 2007)

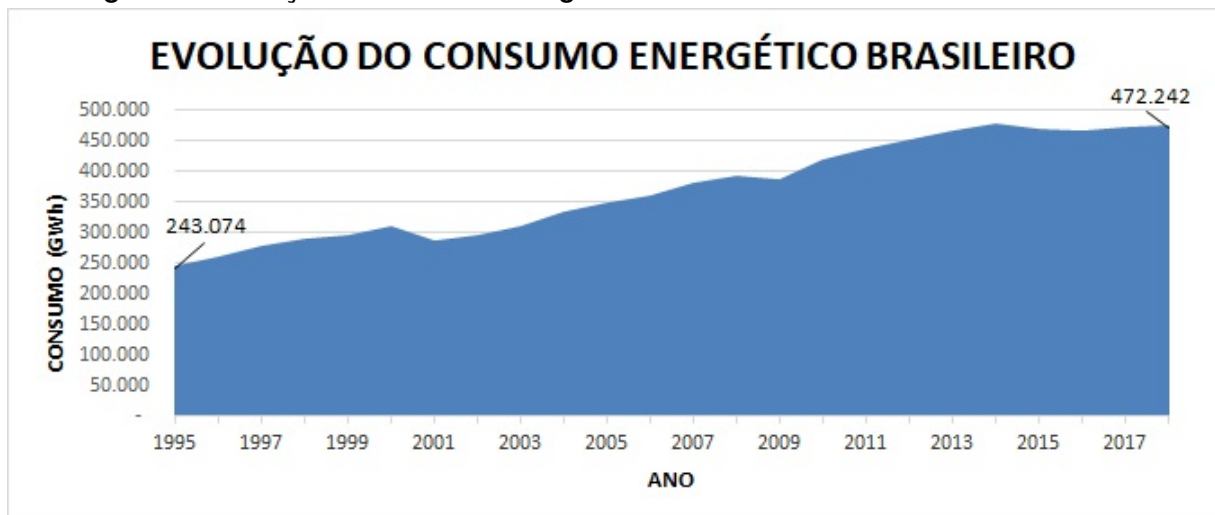
Figura 1 – Distribuição do consumo de energia em função da evolução do homem.



Fonte: Goldemberg e Lucon (2007).

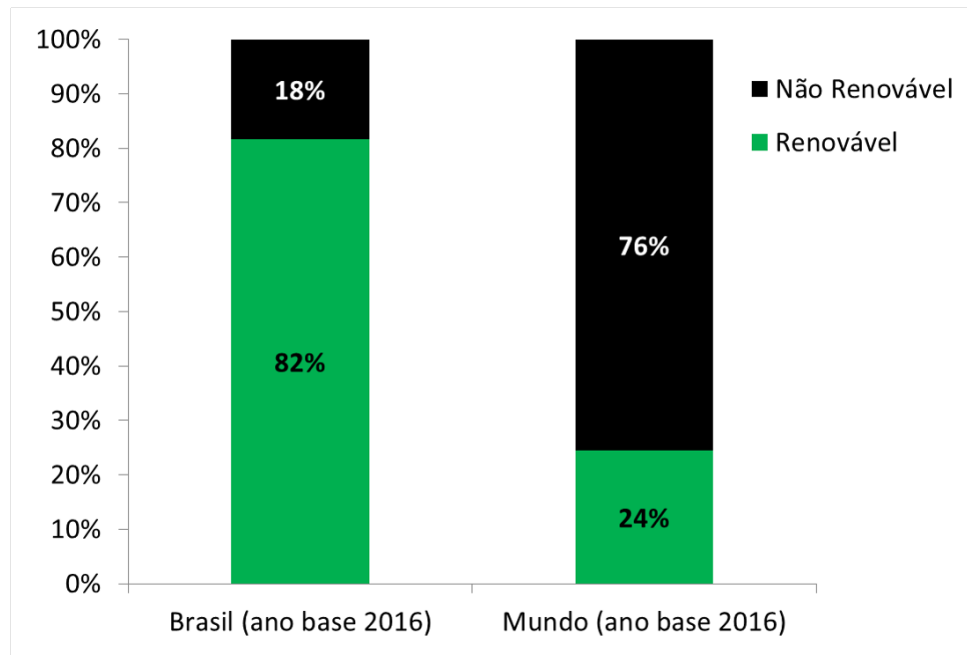
É visível a partir desse gráfico que o maior aumento foi nas áreas de transporte, agricultura e indústria. Como se pode ver no gráfico, Figura 2, restringindo esses dados para uma visão do consumo de energia elétrica no Brasil entre os anos de 1995 até 2018, percebe-se que o aumento da energia consumida pelos brasileiros teve um crescimento linear, com uma elevação de 94% do ano de 1995 até 2018. Com base em uma pesquisa de 2016, Figura 3, a matriz mundial de energia é composta por 76% de não renováveis, fontes de energia esgotável que não se regeneram, e 24% renováveis, fontes que se regeneram espontaneamente ou com intervenção humana. Já o Brasil compõe sua matriz energética por 82% de renováveis e 18% de não renováveis. Porém, analisando somente geração de energia elétrica, Figura 4, o Brasil tem sua matriz com 80,3% de energias renováveis, maior parte composta por hidrelétricas. (ENERGÉTICA, 2019)

Figura 2 – Evolução do consumo energético brasileiro entre os anos de 1995 e 2018.



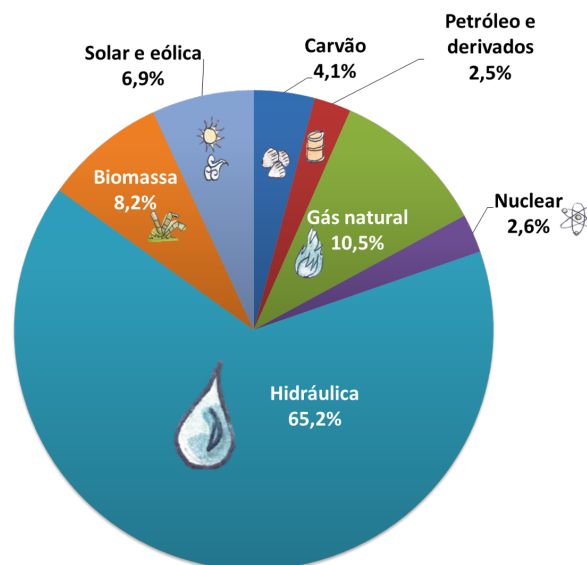
Fonte: Energética (2019).

Figura 3 – Porcentagem da matriz energética renováveis e não renováveis do mundo e do Brasil.



Fonte: Energética (2019).

Figura 4 – Porcentagem de fontes que compõe a matriz energética brasileira.



Fonte: Energética (2019).

O funcionamento de uma hidroelétrica consiste em converter energia cinética em energia elétrica. As águas ficam presas nas barragens, acumulando uma grande quantidade de água que é levada por tubulações até uma turbina, fazendo-a girar e gerar energia cinética. A turbina está conectada por um eixo em um gerador de energia elétrica, fazendo a conversão de energia cinética em energia elétrica. (CEEE, 2019)

Devido a seu funcionamento ser totalmente dependente das represas, quando

ocorre escassez de chuva, o fornecimento de energia elétrica é comprometido, fazendo com que haja interrupção de energia, e para suprir a necessidade da demanda energética, termelétricas são ligadas e conseqüentemente a bandeira tarifária aumenta. (TRADENER, 2018)

“Segundo o balanço energético feito pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), do governo federal, em 2013 as hidrelétricas geraram quase 25 terawatt-horas a menos do que em 2012 porque tinha menos água nos reservatórios. 1 TWh é, mais ou menos, o suficiente para abastecer uma cidade de pequeno a médio porte. Então, é como se 25 cidades deixassem de ser atendidas pela energia das águas porque não choveu.” (CALIXTO, 2015)

Além dos impactos financeiros para o consumidor causados pelas termelétricas, também há o impacto causado pela emissão de gases de efeito estufa na atmosfera. Na Figura 5, pode-se observar o impacto causado pelos tipos de termelétricas presentes no Brasil. A matriz brasileira energética é composta quase 20% por termelétricas não renováveis, sendo elas gás natural, carvão, nuclear e derivados de petróleo, ou seja, são energias finitas e que futuramente serão extintas por falta de matéria prima, trazendo a necessidade de implantação de fontes de energias renováveis para suprir essa necessidade de forma sustentável. (LAWSON; PEREIRA, 2017)

Figura 5 – Impactos causados pelas fontes de energias.

Fonte	Custo de Implantação	Custo Variável	Emissão de GEEs	Características
Carvão	Baixo	Baixo	Muito Alto	<ul style="list-style-type: none"> • Acionamento lento • Baixa capacidade de variação • Dificuldade de transporte do combustível
Diesel	Baixo	Muito Alto	Alto	<ul style="list-style-type: none"> • Acionamento rápido • Alta capacidade de variação • Facilidade de transporte e armazenamento do combustível
Gás/GNL	Depende da infraestrutura existente e da concepção do projeto	Depende da concepção do projeto	Médio	<ul style="list-style-type: none"> • Versátil • Depende de infraestrutura para acesso ao combustível
Nuclear	Muito Alto	Muito Baixo	Muito Baixo	<ul style="list-style-type: none"> • Acionamento lento • Baixa capacidade de variação • Restrições de segurança ambiental
Óleo Combustível	Baixo	Alto	Muito Alto	<ul style="list-style-type: none"> • Acionamento médio • Média capacidade de variação • Facilidade de transporte e armazenamento do combustível

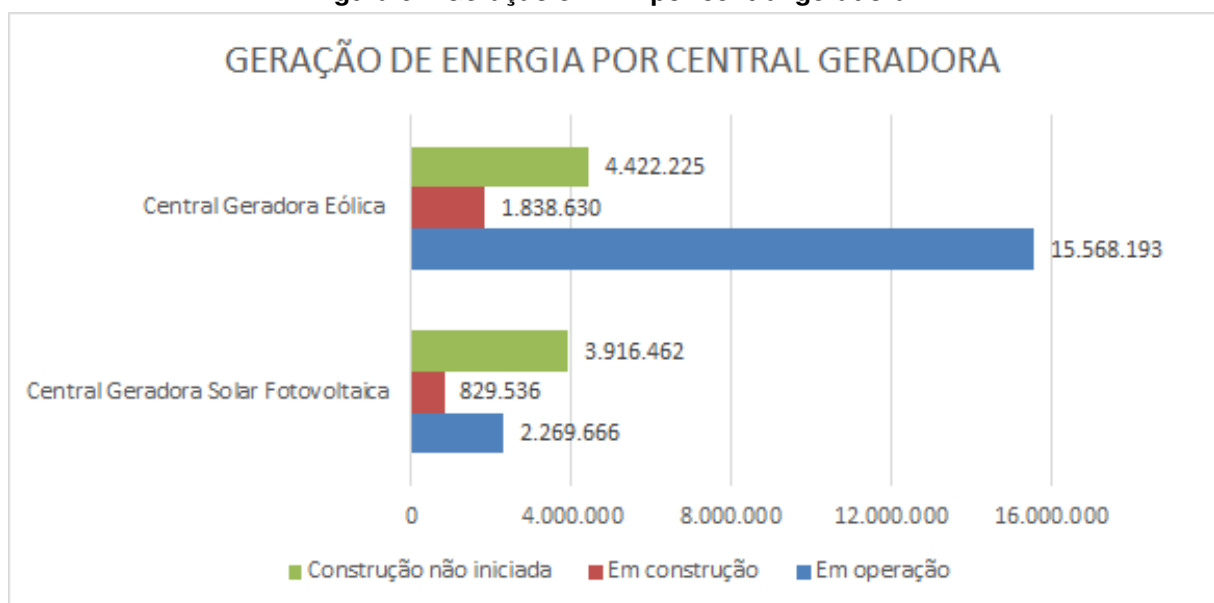
Fonte: Lawson e Pereira (2017).

1.1 JUSTIFICATIVA

Com base na vertente sustentável, muitas empresas têm investido para alcançar 100% de energia renovável nas suas instalações. De acordo com o ranking de energia limpa da Carbon Clean 200, dado às empresas com capital aberto com capitalização de mercado superior a US\$ 1 bilhão e obter mais de 10% da receita total de fontes de energia limpas, as empresas que mais obtêm receitas oriundas de energia limpa são a Toyota Motors, Siemens e Johnson Controls, nesse mesmo termos 3 empresas brasileiras (São Martinho, Weg e CPFL Renováveis), tendo a maior representatividade da América Latina. (RAMOS, 2018)

A empresa em estudo, tem como objetivo obter, até o final de 2025, todas as fontes de energias da empresa através de fontes renováveis. Com foco nesse objetivo foi realizado uma análise das fontes de energias renováveis sustentáveis consolidadas no Brasil, sendo elas eólicas e fotovoltaica. No gráfico, Figura 6, pode-se observar a potência de geração das usinas eólicas e fotovoltaicas em operação, em fase de construção e as com construção não iniciada.

Figura 6 – Geração em kW por central geradora.

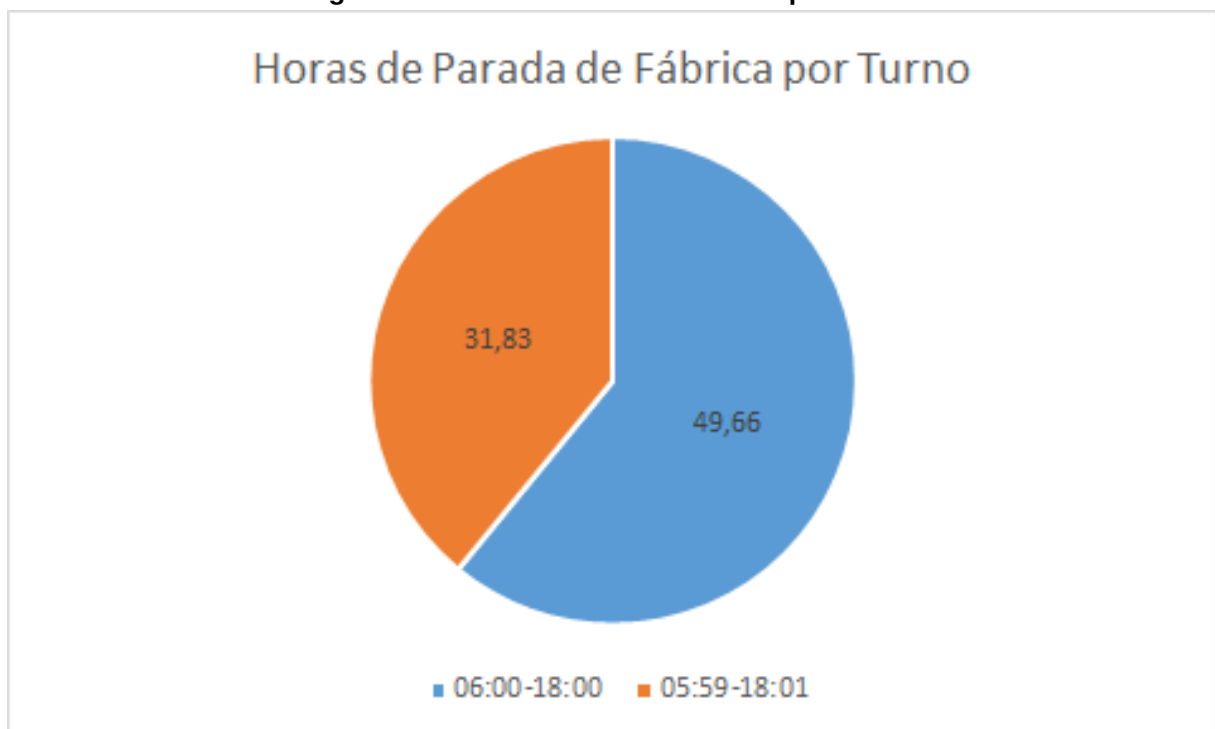


Fonte: ANEEL (2019).

1.2 PROBLEMA

Para alcançar o melhor benefício para a empresa, obteve-se os dados de produção e observou-se que desde junho de 2018 até maio de 2019, a empresa teve aproximadamente 81 horas e 30 minutos de perda de produtividade devido a queda de energia, a maioria causada por fornecimento da concessionária e curto circuito na linha de distribuição. Estratificando esses dados para dois turnos, vespertino e noturno, obteve-se o seguinte gráfico, Figura 7.

Figura 7 – Gráfico de Parada de Linha por Turno.



Fonte: Autoria Própria.

Sabendo que boa parte das interrupções do fornecimento teve causa raiz na linha de transmissão da concessionária, optar pelo mercado livre de energia não teria nenhuma mudança no impacto causado pelas interrupções causada falha de transmissão de energia da concessionária. Considerando que as quedas de energias ocorreram 60% no turno vespertino, pode-se concluir que para obter maior confiabilidade na transmissão de energia e para obter uma melhoria na performance, a opção mais viável é uma usina fotovoltaica com base nos consumos da empresa de estudo.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

O presente trabalho tem como objetivo dimensionar uma usina fotovoltaica, utilizando como referência uma indústria localizada na cidade de Lages em Santa Catarina.

1.3.2 Objetivo Específico

Avaliar o consumo energético da indústria em questão para definir a quantidade de módulos necessários para suprir a demanda energética e dimensionar os itens de potência e de proteção. Estimar a energia gerada da usina fotovoltaica projetada para analisar o retorno financeiro obtido com a implantação da usina na unidade.

2 FUNDAMENTAÇÃO TERÓRICA

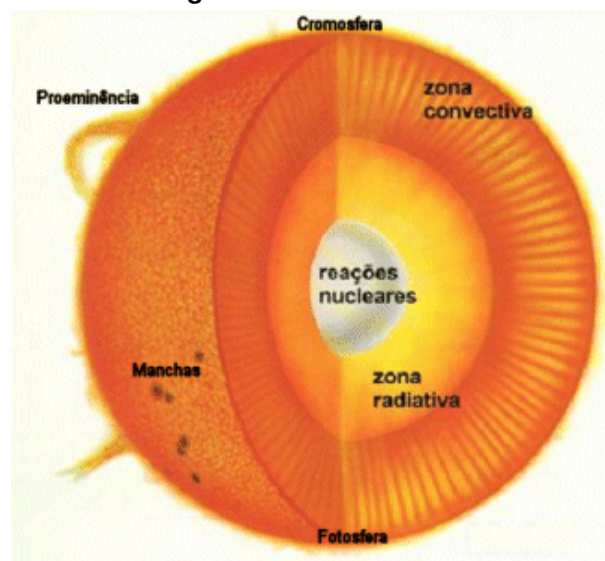
Este capítulo tem como objetivo descrever o princípio de funcionamento dos itens que compõem a construção de uma geração fotovoltaica e suas principais características no sistema.

2.1 RECURSO SOLAR

2.1.1 Energia Solar

O sol é uma esfera composta por gases incandescentes, em sua maioria por Hidrogênio e Hélio, responsável por fornecer luz e vida para o nosso planeta, sendo a estrela mais próxima da Terra. Sua estrutura é formada por várias camadas, como mostrado na Figura 8. A fotosfera, é a camada visível do sol, a qual emite a luz solar que se propaga do espaço. Na zona convectiva, há o transporte de energia por convecção a partir dos gases presentes nessa área. Na zona radioativa, tem-se o transporte de energia por radiação, energia essa gerada dentro do núcleo por reações termonucleares. A fusão nuclear que faz a geração de energia nas estrelas que consequentemente ocasiona em seu brilho, foi descoberta pelo alemão Hans Albrecht Bethe em 1939. (OLIVEIRA; SARAIVA, 2017)

Figura 8 – Zonas do Sol



Fonte: Oliveira e Saraiva (2017).

Para a fusão termonuclear acontecer, necessita-se de condições especiais, encontradas no núcleo do Sol, que tem uma temperatura aproximada de 15 milhões de Kelvin. Essa condição faz com que os 4 núcleos de Hidrogênio, com massa total de 4,0324u, se transforme em 1 núcleo de Hélio, de massa total de 4,0039u. Nota-se a perda de 0,7% de massa na transformação do Hidrogênio em Hélio. Essa perda de massa se transforma em energia, que é irradiado para a superfície solar, sendo liberada em forma de luz e calor. (PIRES, 2002)

Tabela 1 – Temperatura mínima para o início de uma reação nuclear.

Reação	$T_{mínima}$
$4^1H \rightarrow ^4He$	8 milhões K
$3^4He \rightarrow ^{12}C$	100 milhões K
$2^{12}He \rightarrow ^{24}Mg$	1 bilhão K

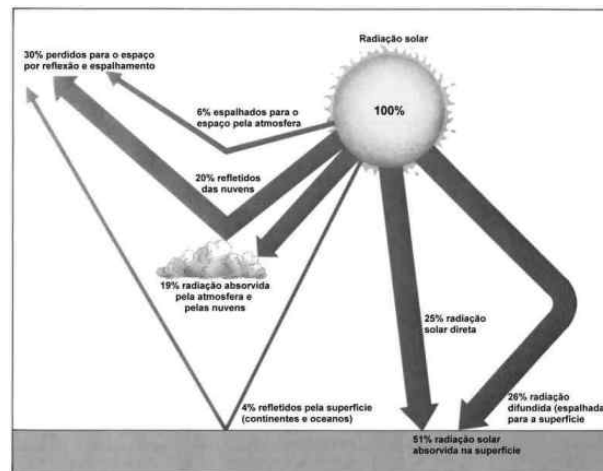
Fonte: Oliveira e Saraiva (2017).

2.1.2 Radiação Solar

A radiação solar que atinge o topo da atmosfera terrestre provém da região da fotosfera solar que é uma camada tênue com aproximadamente 300 km de espessura e temperatura superficial da ordem de 5800 K. (PINHO; GALDINO, 2014) Essa radiação se propaga no vácuo, sem interferências, fazendo um caminho linear até a superfície, porém ao chegar na atmosfera ela sofre várias interferências, se dispersando em várias direções. De acordo com Grimm (2019), somente 25% da radiação solar incidente penetra diretamente na superfície terrestre sem nenhuma interferência, os outros 75% são refletidos de volta para o espaço, absorvidos ou espalhados até atingir a superfície, como se pode observar na Figura 9. (GRIMM, 1999)

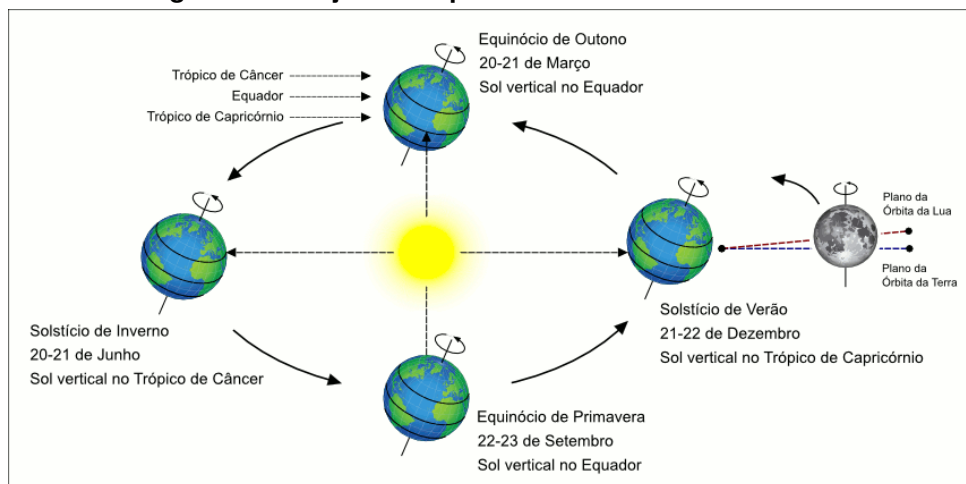
Além da projeção da radiação solar na superfície se dispersar devido a interferências atmosféricas, a própria trajetória da terra em torno do sol, Figura 10, influencia na quantidade de radiação solar que se recebe na superfície terrestre. A Terra faz uma trajetória elíptica em torno do sol, variando sua inclinação em relação ao equador, como demonstrado abaixo. Essa inclinação acarreta em várias mudanças climáticas e é popularmente conhecida como as quatro estações do ano. Observando que a inclinação tem como referência o equador, países mais próximos ao hemisfério sul acabam obtendo uma maior variação de incidência solar. (CRESESB, 2008)

Figura 9 – Radiação solar na atmosfera terrestre.



Fonte: Grimm (1999)

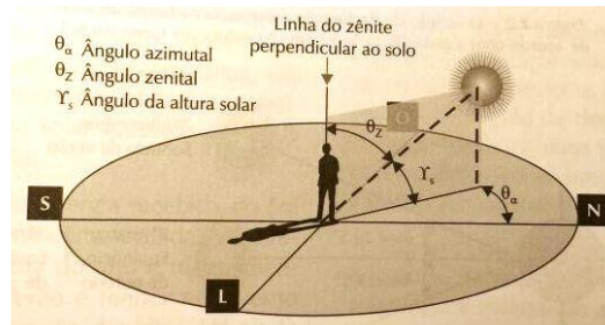
Figura 10 – Trajetória elíptica da Terra em torno do Sol.



Fonte: CRESESB (2008)

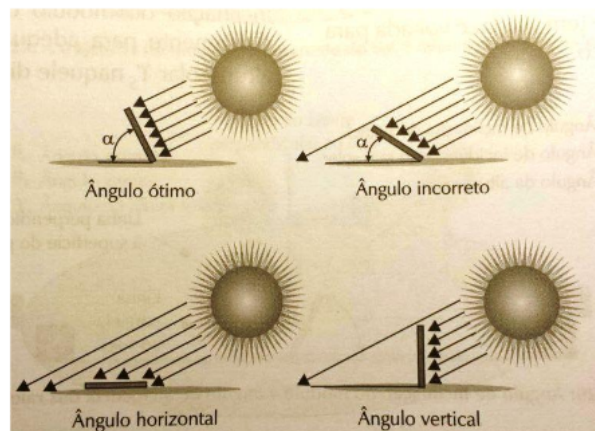
Tanto as interferências quanto a angulação do planeta, compõem a trajetória do sol em um determinado ponto da Terra durante o ano. Eles são importantes para determinar quanto esse local recebe de radiação solar durante os dias do ano e também qual a inclinação correta de um painel fotovoltaico para que ele consiga captar o máximo dos raios solares incidentes, Figura 12. O ângulo responsável por determinar a localização do sol durante o ano é chamado de ângulo zenital, ele varia de acordo com a angulação da terra em relação ao sol e tem como referência o zênite, que é um traço imaginário perpendicular ao ponto de referência terrestre, Figura 11. O ângulo azimutal é responsável pela angulação do sol durante um dia em referência ao Norte. (ALVES, 2017)

Figura 11 – Demonstração dos ângulos Zênite e Azimutal a partir de um referencial



Fonte: Alves (2017).

Figura 12 – Demonstração da interferência da angulação no rendimento de um painel fotovoltaico.



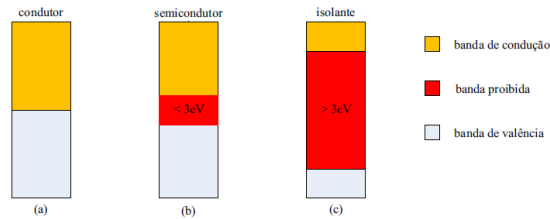
Fonte: Alves (2017).

2.2 PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO

Os módulos fotovoltaicos são os responsáveis por transformar energia térmica em energia elétrica. Eles são compostos por materiais semicondutores, ou seja, é um material que tem, em sua estrutura, uma banda proibida entre sua camada de valência e condução, Figura 13. A banda proibida nos semicondutores se deve devido ao seu tipo de material, podendo ser maior ou menor dependendo do tipo da sua composição e ela proporciona um aumento da condutividade com o aumento de temperatura, proporcionado pela excitação térmica. (PINHO; GALDINO, 2014)

Para que haja geração de energia nos materiais semicondutores devida a excitação térmica, é necessário que seja introduzido no material semicondutor dois átomos diferentes. Uma estrutura será dopada de um átomo que permita que haja um elétron livre na camada de valência, permitindo que o mesmo, em temperatura ambiente, se desloque para a banda de condução, deixando seu átomo de origem com

Figura 13 – Diferenças das bandas de condutores, semicondutores e isolantes.

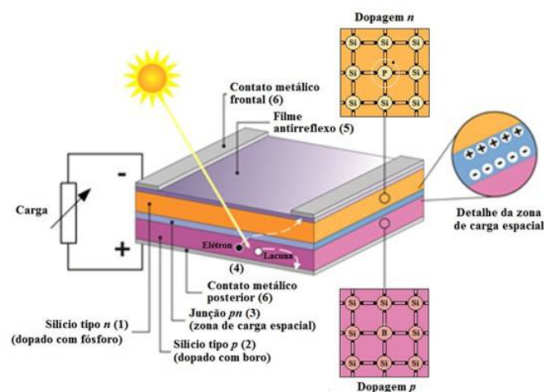


Fonte: Pinho e Galdino (2014).

uma carga positiva, ou seja, um semicondutor tipo p. A outra estrutura será introduzida um átomo que permita que falte um elétron para realizar a última ligação, fazendo com que o mesmo, em temperatura ambiente, se desloque para outra ligação vizinha, fazendo com que o átomo fique com carga negativa, ou seja, um semicondutor tipo n. Os semicondutores, tipo n e tipo p, quando em contato um com o outro, junção PN, forma uma zona com cargas positivas e negativas, zona de carga espacial, que gera um campo elétrico na junção. (SWART, 2008)

Se o material semicondutor formado por uma junção PN for exposto a fótons com energia maior que a energia da banda proibida, então ocorrerá a fotogeração de pares elétron-lacuna. Essa fotogeração de pares gera uma corrente elétrica através da junção da região tipo n para a região tipo p, dando origem ao efeito fotovoltaico. Em conjunto com o efeito fotovoltaico tem-se um elemento condutor na parte dianteira e traseira, responsável por conduzir essa corrente, fazendo a circulação de elétrons e completando o módulo fotovoltaico, demonstrado na Figura 14.

Figura 14 – Composição de um painel fotovoltaico.

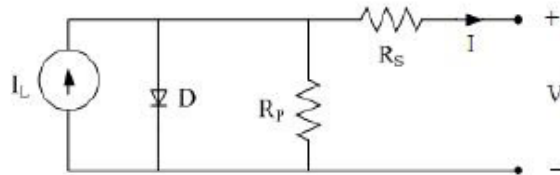


Fonte: Pinho e Galdino (2014).

O circuito elétrico equivalente do painel fotovoltaico, Figura 15, é composto por uma fonte de corrente (I_L), representando a geração a partir da condução dos elétrons causados pela fotogeração, os conjuntos de resistências em série (R_s) e paralelo (R_p),

representando as perdas causadas pelas partes metálicas do módulo, um diodo (D) representando a junção pn no escuro e uma tensão (V) que representa a tensão de saída do módulo fotovoltaico. (PINHO; GALDINO, 2014)

Figura 15 – Circuito equivalente de um circuito fotovoltaico.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

A corrente elétrica gerada pelo painel fotovoltaico se dá da soma pela da corrente de uma junção pn no escuro e da corrente gerada pelos fótons absorvidos da radiação solar. Essa corrente sofre perdas devido às resistências em série e paralelo encontradas na célula, ocasionadas pelas junções, malhas, pontos e curto circuito, etc. Sendo assim sua equação é dada por uma variação da equação de Shockley. (PINHO; GALDINO, 2014)

$$I = I_L - I_o \left[\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{nkT} - 1 \right) \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (1)$$

Sendo,

I_L - Corrente fotogerada(A);

I_o - Corrente de saturação reversa do diodo(A);

n - fator de idealidade do diodo, valor adimensional normalmente entre 1 e 2;

q - Carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19} \text{C}$);

k - Constante de temperatura de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23} \text{J/K}$);

T - Temperatura absoluta (K);

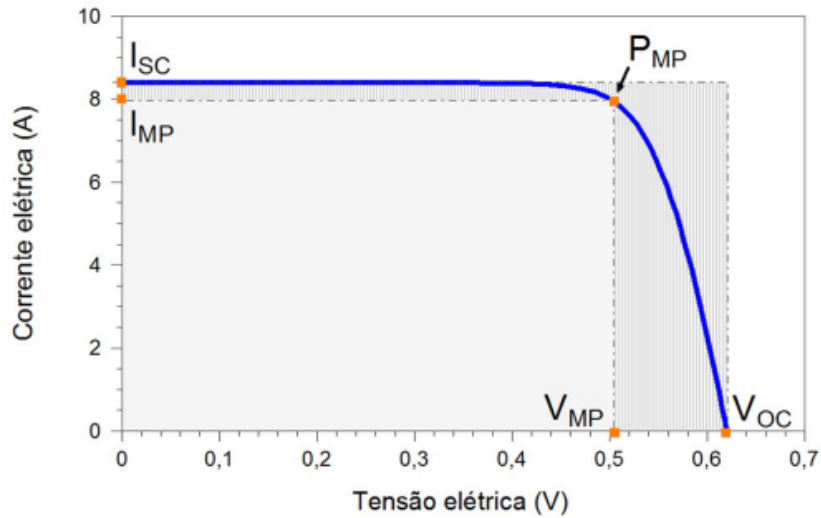
V - Tensão fotogerada (V);

R_s - Resistência em série do painel;

R_p - Resistência em paralelo do painel.

A curva característica em função da tensão gerada pela variação da equação de Shockley, considerando um painel de silício, pode ser observada na Figura 16.

Figura 16 – Curva característica I-V de um Painel Fotovoltaico de Silício.



I_{sc} corresponde a corrente de curto circuito, V_{oc} é a tensão em circuito aberto, P_{MP} é a potência máxima, I_{MP} e V_{MP} são a corrente e tensão máximas.

Fonte: Pinho e Galdino (2014).

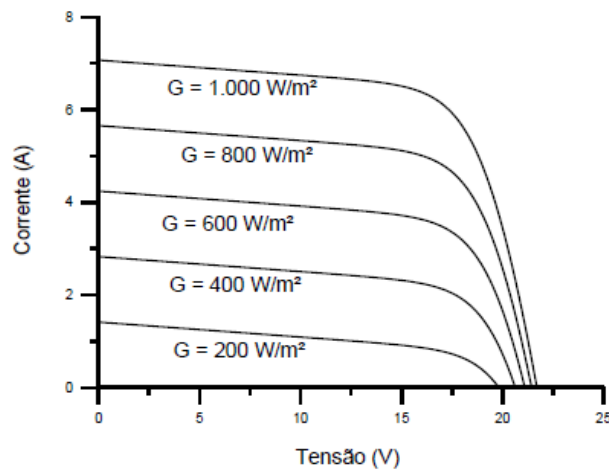
2.3 COMPONENTES DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Uma sistema de geração fotovoltaica é composto por um bloco gerador, composto pelos painéis e seus periféricos como cabeamento e estrutura, e um bloco de condicionamento de potência, composto por inversores e dispositivos de proteção, entre outros. (PINHO; GALDINO, 2014)

2.3.1 Módulos Fotovoltaicos

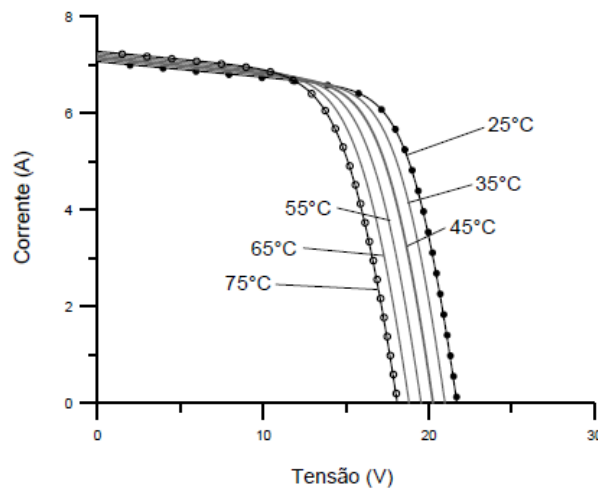
A construção do arranjo de módulos fotovoltaicos depende diretamente da tensão e corrente produzidas pelo mesmo. Essas mesmas variáveis sofrem uma influência muito grande da irradiação solar e temperatura do ambiente, sendo esses muito importantes no dimensionamento da quantidade de células suportadas no sistema. A irradiação solar é a componente com maior influência no número de painéis necessários para o projeto, pois é ela que define a energia gerada do módulo, como observado na Figura 17 quanto maior a irradiação solar incidente no módulo, maior a corrente gerada pelo mesmo. Já a temperatura, Figura 18, tem variável limitante na tensão, pois quanto menor a temperatura do local onde o módulo está inserido, maior será a tensão de saída dele. (PINHO; GALDINO, 2014)

Figura 17 – Gráfico I-V em função da irradiação solar em um módulo de silício cristalino.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Figura 18 – Gráfico I-V em função da temperatura em um módulo de silício cristalino.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.3.2 Proteção em Corrente Contínua

Para a proteção dos conjuntos dos módulos fotovoltaicos, são utilizados fusíveis de proteção, a fim de proteger os módulos de uma corrente reversa de um conjunto de séries maior para um com tensão menor. Eles devem ser alocados após o conjunto de módulos em série e devem ser instalados tanto na polaridade negativa quanto positiva. (PINHO; GALDINO, 2014)

2.3.3 Inversor de Frequência

O inversor no sistema fotovoltaico é diferente dos inversores convencionais pois além de transformar a tensão em corrente contínua em corrente alternada, ele também controla o fluxo da potência entre a unidade geradora e a rede da concessionária, monitorando as correntes e os ajustes dos parâmetros de saída. (NOGUEIRA, 2017)

Os inversores podem ser em seu tipo *off grid*, sem nenhuma conexão direta ou indireta com a rede, são conectados diretamente às cargas que serão utilizados e *on grid*, ou *grid tie*, conectado junto à rede da concessionária. Para redes fotovoltaicas é mais comum utilizar inversores *on grid*. Como pode ser observado na Figura 19, eles podem ser conectados de diversas formas: (NEOSOLAR, 2019)

Inversor grid tie Central: Os painéis são conectados no inversor, estabilizados por um único controlador de carga.

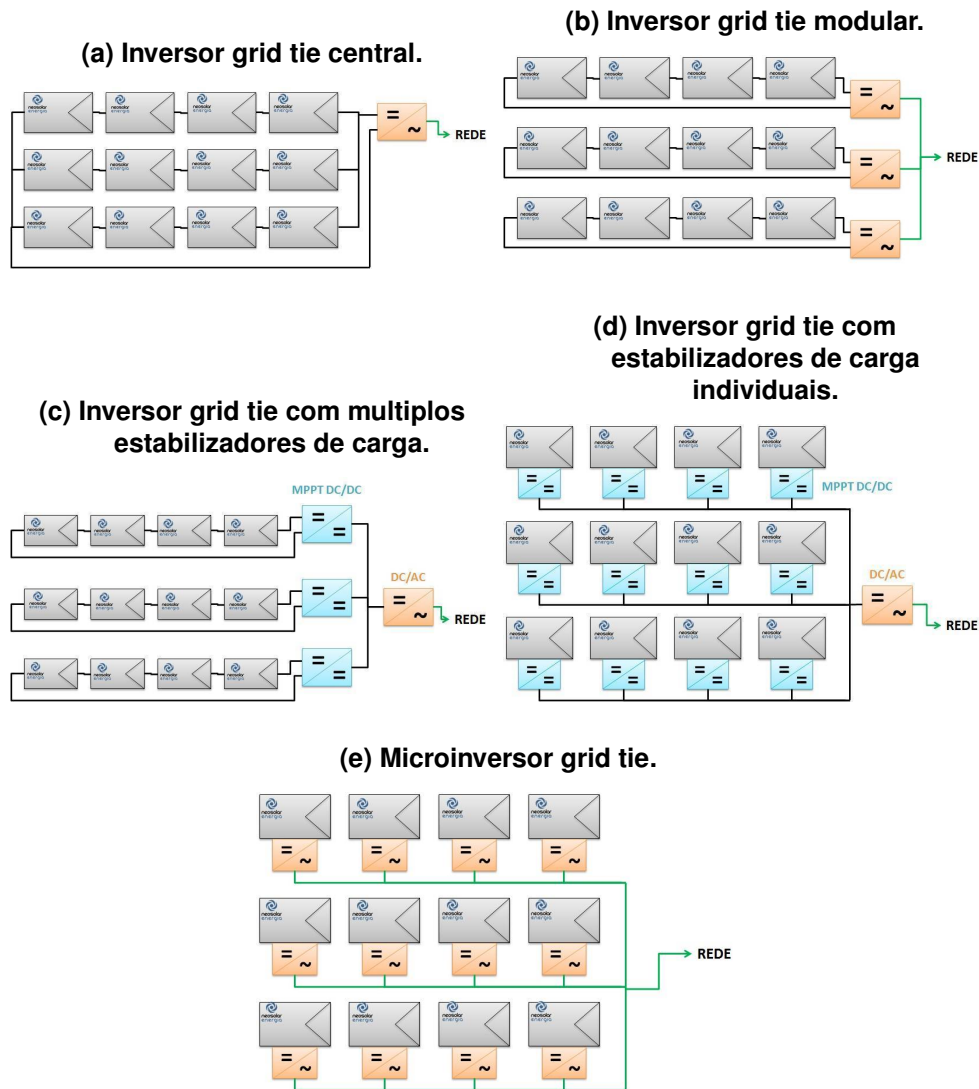
Inversor grid tie Modular: Conjunto de inversor em paralelo que recebem a corrente dos painéis em série, minimizando as perdas devido a sujeira, sombreamento etc.

Inversor grid tie com múltiplos estabilizadores de carga: Ao invés de utilizar vários inversores, esse inversor utiliza vários estabilizadores de carga, otimizando cada série e utilizando um inversor para todo o sistema.

Inversor grid tie com estabilizadores de carga individuais: Utiliza um estabilizador de carga para cada painel, obtendo o máximo de eficiência e utilizando só um inversor.

Microinversores grid tie: Maior individualização, contém um estabilizador de carga e um inversor para cada painéis. Transforma todo o sistema em CA, dispensa dispositivos CC.

Figura 19 – Representação das ligações dos painéis nos inversores grid tie.



Fonte: NeoSolar (2019)

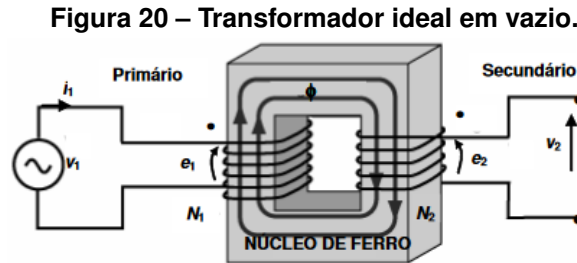
2.3.4 Transformadores

O transformador é responsável por transformar a tensão, elevar ou diminuir, e em alguns casos como isolador. Esse fenômeno acontece através de uma tensão induzida, chamada de força eletromotriz, que em contato com um material condutor gera uma corrente. (BERTINI, 2003)

“Faraday observou que ao se mover um condutor formando um laço fechado, ou seja, uma espira em curto circuito, através de um campo magnético produzido por um ímã, ou vice-versa (movendo-se um ímã, enquanto a espira permanece estacionária), flui uma corrente pelo condutor.” (USP, 2014, p. 2)

Um transformador é composto por duas, ou mais, bobinas e um núcleo fer-

romagnético que é o caminho o qual percorre o fluxo magnético, desmontrado na Figura 20. As bobinas são responsáveis pela transformação de potências e são representada pelas Equações 2, 3 e 4. (USP, 2014)



Fonte: USP (2014)

$$v_1 = e_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (2)$$

e

$$v_2 = e_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (3)$$

Tem que,

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{e_1}{e_2} = \frac{N_1}{N_2} = a \quad (4)$$

Sendo,

ϕ - Fluxo magnético através da espira condutora (Wb);

t - Tempo (s);

N - Número de espiras (un);

e - Força eletromotriz (V);

v - Tensão da saída (V);

Assim, conclui-se que a relação entre os números de espiras do lado primário e secundário presentes no transformador é diretamente proporcional às tensões de saída do transformador.

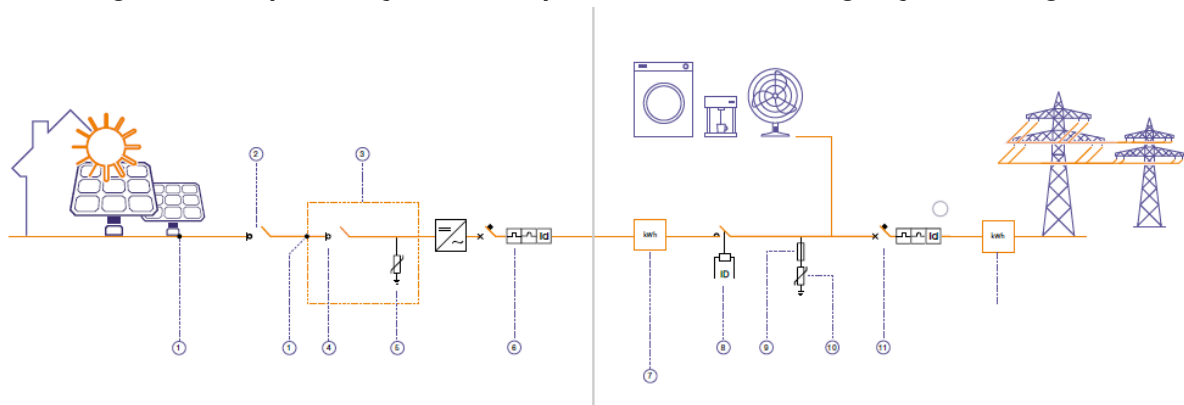
Em um sistema fotovoltaico, o inversor é responsável por elevar a tensão para enviar para a concessionária, na saída do inversor, transformação de baixa para média tensão, como na saída do transformador para outro transformador, transformando de média tensão para alta tensão.

2.3.5 Tipos de Instalações

Os componentes dos blocos de geração e condicionamento de potência são requisitos para todos os sistemas de geração fotovoltaica, porém a medida que a potência de geração aumenta, adiciona-se componentes no sistema, em sua maioria componentes de proteção, mas também componentes de transformação, dependendo da aplicação. Os limites de potência se dividem em 3 intervalos: (PINHO; GALDINO, 2014)

Microgeração: Potência de geração até 100kW. Referente normalmente à utilização domiciliar, não contém muitos painéis e necessita de um inversor pequeno para suprir a demanda total. Para a proteção do circuito, necessita-se de dispositivo de proteção e seccionamento em cada série de painéis e dispositivo de proteção, dispositivos de seccionamento e sistema de proteção contra descargas atmosféricas antes e depois do inversor. São sistemas que podem ou não ser conectados à rede de transmissão. Na Figura 21 há um exemplo de geração conectada à rede.

Figura 21 – Representação dos componentes de uma microgeração de energia.

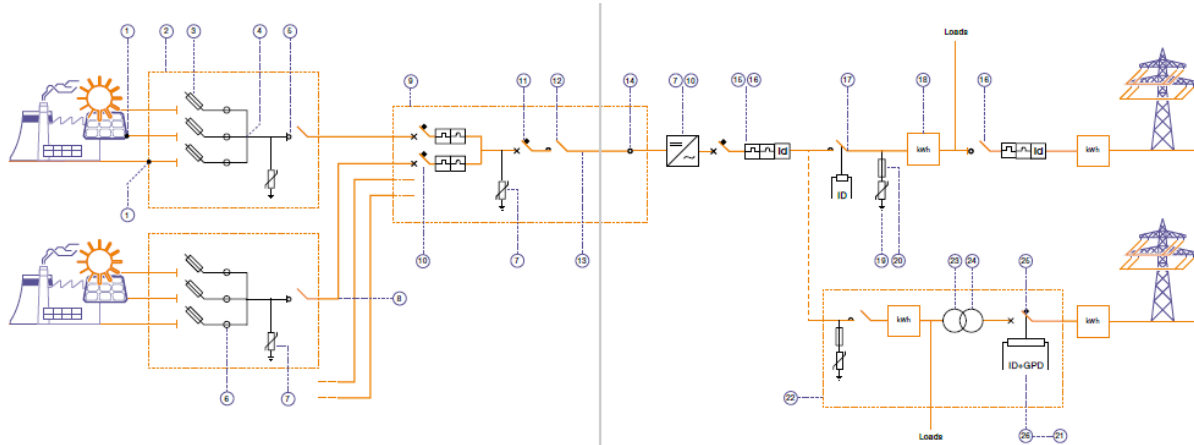


Fonte: ABB (2019)

Minigeração: Potência instalada entre 100kW até 1MW. Tipo de geração mais utilizado em indústrias de pequeno porte. Tem-se mais proteções nos painéis, devido ao alto número dos mesmos. São necessários sistemas de proteção, seccionamento e dispositivos contra descargas atmosféricas em cada série de painéis, em cada conjunto de painéis em paralelo e na entrada e saída do inversor. Esse modelo de geração pode ser conectado à rede tanto em baixa tensão, conectado

diretamente, quanto em média tensão, com a instalação de um transformador na saída do inversor, como pode-se observar na Figura 22.

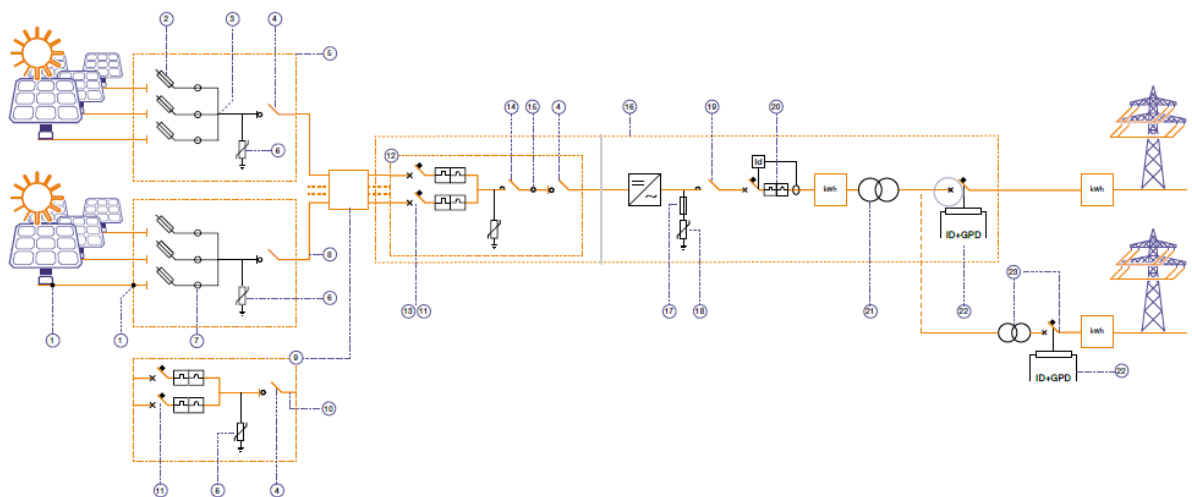
Figura 22 – Representação dos componentes de uma minigeração de energia.



Fonte: ABB (2019)

Usina: Potência instalada acima de 1MW. São sempre conectadas a rede em média ou alta tensão devido à sua alta potência. As proteções são iguais às referentes na minigeração. Na Figura 23, têm-se a representação da ligação em média tensão, somente um transformador, e em alta tensão, dois transformadores.

Figura 23 – Representação dos componentes de uma Usina.



Fonte: ABB (2019)

Deve-se sempre definir o tipo de instalação que melhor se adequa ao projeto que será implementado, respeitando todos seus itens de potência e proteções para que não haja falhas ou imprevistos durante a implantação e funcionamento do mesmo.

3 METODOLOGIA

A metodologia utilizada para o dimensionamento foi obtida através do livro “Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos”, ed. 2014, desenvolvido pela CRESESB (Centro De Referência Para As Energias Solar E Eólica Sérgio De S. Brito).

O dimensionamento pode ser dividido em 4 etapas:

1. Aquisição de Dados - Aquisição de todos os dados necessários para se realizar o dimensionamento;
2. Painéis Fotovoltaicos - Cálculo da quantidade de painéis necessários para a demanda definida;
3. Itens de Potência - Dimensionamento dos inversores e transformadores necessários para suprir toda a potência gerada;
4. Alimentadores e Proteções - Dimensionamento dos cabos e disjuntores para suportar toda a corrente gerada pelos painéis.

Ao finalizar o dimensionamento, é calculado a energia gerada para verificar a potência total gerada pelo sistema dimensionado.

3.1 DIMENSIONAMENTO

3.1.1 Aquisição de dados

3.1.1.1 Demanda Energética

Para obter a demanda energética da indústria estudada, foi-se calculado a demanda média diária a partir da somatória dos consumos diários dos medidores de energia elétrica no período de um ano pelo número total de dias no ano, demonstrado na Equação 5.

$$E_{diário} = \frac{E_{anual}}{365} \quad (5)$$

Sendo:

$E_{diário}$ - Demanda média diária (kWh/dia);

E_{annual} - Demanda média anual (kWh/ano);

365 - Total de dias em um ano.

3.1.1.2 Localização dos painéis

Após determinar a demanda, outro dado muito importante para o dimensionamento é a localização dos painéis, pois ele quem define qual a irradiação mensal que será incidida nos painéis. Além de determinar também pela posição geográfica, qual a ângulação correta dos painéis para obter o máxima da radiação solar indicente no mesmo.

A localização correta dos painéis pode ser obtida utilizando a ferramenta online do *Google Maps*, obtendo assim latitude e longitude correspondente do local de instalação. Assim que obtido a latitude e longitude, deve-se daquirir os dados de radiação solar incidente. Utilizou-se a ferramenta do Atlas Solar, desenvolvido pela CRE-SESB, para obter a radiação solar média incidente no local de instalação dos painéis.

3.1.2 Painéis Fotovoltaicos

3.1.2.1 Potência total dos painéis

Ao inciar o dimensionamento dos painéis, deve-se primeiramente selecionar o modelo do painel que será utilizado como base para todos os cálculos, adquirindo todos os dados técnicos necessários para um dimensionamento correto.

Utilizando a Equação 6, obtem-se a potência total que será utilizada para calcular a quantidade total de painéis necessários para alcançar o mais próximo da demanda energética total requerida.

$$P_{FV}(Wp) = \frac{E_{diário}}{TD \cdot HSP_{MA}} \quad (6)$$

Onde:

P_{FV} = Potência do Painel (Wp);

$E_{diário}$ = Consumo diário médio do local (kWh/dia);

TD = Taxa de Desempenho, 70%;

HSP_{MA} = Média diária anual de radiação solar incidente na localização do painel

fotovoltaico (kWh/m².dia);

3.1.2.2 Número de painéis

Para calcular o número de painéis para 1 inversor, deve-se analisar tanto o número de painéis em série e em paralelo.

Os painéis quando conectados têm sua tensão somada, logo a tensão de saída da sequência em série de painéis é dada pela multiplicação da quantidade de painéis em série pela tensão de saída dos painéis, considerando que todos painéis são iguais. Para calcular o número de painéis em série deve-se analisar a tensão máxima de entrada do inversor, pois a mesma não pode ser menor que a máxima tensão total de saída dos painéis, como observa-se na Equação 7.

$$N_{série}^o \cdot V_{ocTmin} < V_{imax} \quad (7)$$

V_{imax} = Máxima tensão em curto circuito admitida pela entrada do inversor (V)

V_{ocTmin} = Tensão em circuito aberto de um módulo fotovoltaico na menor temperatura de operação prevista (V), representado pela seguinte equação:

$$V_{ocTmin} = V_{oc}(1 + \beta(T - 25)) \quad (8)$$

V_{oc} = Tensão em Curto Circuito (V)

β = Coeficiente de temperatura (%/°C)

T = Temperatura (°C)

A Equação 8 define a tensão máxima de saída dos painéis em condições extremas de temperatura, pois como discutido anteriormente, quanto menor a temperatura, maior a tensão na saída do painel, obtendo assim um dimensionamento para todas as circunstâncias que o painel pode ser submetido.

Para calcular os painéis em paralelo, deve-se analisar somente a máxima corrente admitida na entrada do inversor, visto que as correntes em paralelo são somadas na entrada do inversor. Utilizou-se a Equação 9 para o dimensionamento.

$$N_{paralelo}^o = \frac{I_{imax}}{I_{sc}} \quad (9)$$

I_{imax} = Corrente máxima de curto circuito admitida pela entrada do inversor

I_{sc} = Corrente de curto circuito do módulo fotovoltaico em STC (Condições Padrão de Teste)

3.1.2.3 Espaçamento entre os painéis

O espaçamento correto entre os painéis evita a perda de eficiência devido à sombra causada por um painel no outro. Esse espaçamento depende da posição geográfica do local que será instalado e da altura que o painel será instalado e é dado pela Equação 10.

$$d = Fe \cdot h_i \quad (10)$$

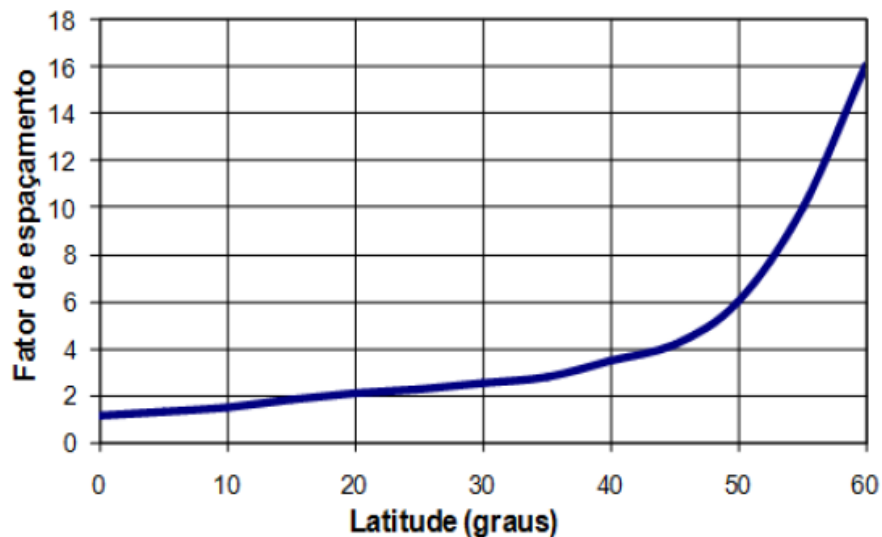
Sendo,

d - Distância mínima a ser mantida entre os painéis;

Fe - Fator de espaçamento obtido na Figura 24;

h_i - Altura de instalação do painel

Figura 24 – Fator de espaçamento em relação à latitude do local de instalação.



Fonte: Pinho e Galdino (2014)

3.1.3 Itens de Potência

3.1.3.1 Inversor

O inversor é dimensionado a partir da quantidade de painéis que serão conectados à ele e é definido pelo Fator de Dimensionamento do Inversor(FDI). Para não haver subdimensionamento ou sobredimensionamento, é desejável que o FDI seja entre 0,75 e 1,05.

$$FDI = \frac{P_{Nca}}{\eta \cdot P_{FV}} \quad (11)$$

FDI = Fator de Dimensionamento do Inversor

P_{Nca} = Potência Nominal em Corrente Alternada (W)

P_{FV} = Potência do Painel Fotovoltaico (Wp)

n = Número totais de Painéis Fotovoltaicos ligados ao inversor

3.1.3.2 Transformadores

Ao definir a potência total de geração de cada inversor e do transformador que será utilizado, calcula-se a quantidade total de inversores que será necessário para suprir a demanda total, com o intuito de utilizar o menor número de transformadores.

3.1.4 Alimentadores e Proteções

Para o dimensionamento dos alimentadores e das proteções, foram utilizadas as seguintes normas:

NBR 5410:2014 Instalações elétricas de baixa tensão, ABNT;

NBR 14039:2013 Instalações elétricas de média tensão, ABNT;

NBR 5419:2005 Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas, ABNT;

NBR 16149:2013 Sistemas fotovoltaicos - Características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição , ABNT;

PRODIST Módulo 3 - Acesso ao sistema de distribuição, ANEEL;

Norma Técnica N-321.0002 Fornecimento de energia elétrica em tensão primária de distribuição, CELESC.

3.1.5 Geração de energia

A geração de energia é calculada a partir dos dados técnicos dos módulos e da radiação solar incidente no mesmo. Para o cálculo de geração de energia total do sistema, foi-se utilizada a Equação 12.

$$Eg_{mo} = n \cdot \eta \cdot HSP \cdot A_{cel} \quad (12)$$

Eg_{mo} = Energia gerada pelo módulo fotovoltaico (kWh)

n = número de módulos fotovoltaicos (un)

η = Eficiência do painel (%)

A_{cel} = Área total das células contidas no painel (m²)

4 ESPECIFICAÇÃO

4.1 DIMENSIONAMENTO

Para dimensionar o sistema fotovoltaico da indústria tratada nesse projeto, deve-se primeiramente obter todos os dados necessários para realizar o dimensionamento de forma correta e eficiente. Com base nos dados de medição diária da indústria e fazendo uma média de consumo diário entre os meses de janeiro e dezembro, conclui-se que a cervejaria consome aproximadamente 85MWh por dia, tendo picos de consumo no verão e consumos mais moderados no inverno. Delimitou-se o local de instalação nas seguintes coordenadas geográficas 27°49'32.8" ao Sul e 50°15'30.7" ao Oeste, localizada no bairro de Pinheiro Seco na cidade de Lages em Santa Catarina como demonstrado na Figura 25.

Figura 25 – Local de instalação da usina fotovoltaica.



Fonte: Google Maps.

Definida a localização do projeto, consegue-se obter os dados de irradiação solar na localidade. Utilizando o Atlas Solar produzido pela CRESESB, obteve-se os seguintes valores de irradiação solar, apresentados na Figura 26.

Figura 26 – Radiação média mensal em Lages-SC.

Estação: Lages

Município: Lages, SC - BRASIL

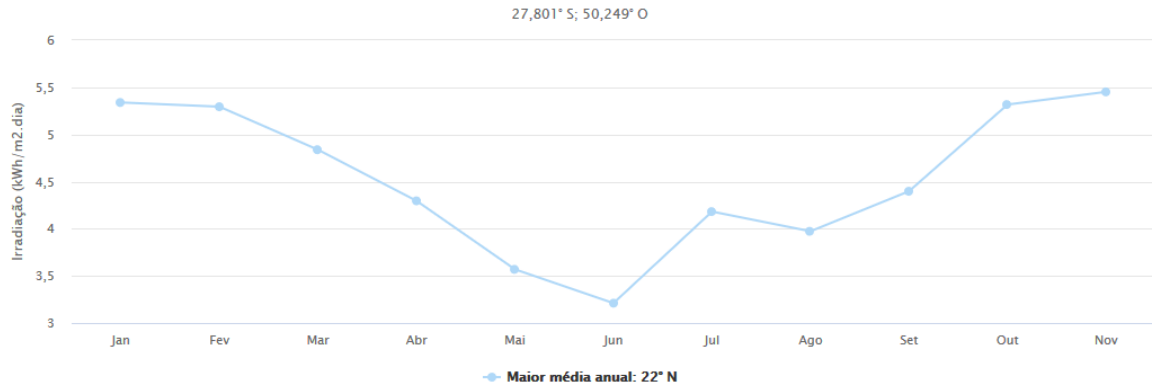
Latitude: 27,801° S

Longitude: 50,249° O

Distância do ponto de ref. (27,826° S; 50,259° O): 3,0 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 type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,76	5,42	4,61	3,73	2,86	2,47	2,70	3,49	3,69	4,41	5,66	5,96	4,23	3,50
<input type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	28° N	5,14	5,17	4,81	4,37	3,70	3,36	3,61	4,29	3,98	4,32	5,14	5,23	4,43	1,87
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	22° N	5,34	5,29	4,84	4,30	3,57	3,21	3,47	4,18	3,97	4,40	5,32	5,45	4,45	2,24
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	48° N	4,26	4,49	4,46	4,36	3,90	3,63	3,87	4,40	3,79	3,84	4,30	4,27	4,13	,86

Irradiação Solar no Plano Inclinado –Lages–Lages, SC–BRASIL



Fonte: CRESESB.

A localização do ponto de referência do Atlas Solar, está há 2,88km em relação ao local de instalação dos painéis, uma distância irrisória, podendo assim ser utilizado como referência para os cálculos de dimensionamento.

Utilizando a maior média anual de irradiação solar, obteve-se os seguintes dados que compõe a base para o dimensionamento.

Tabela 2 – Dados base para o dimensionamento

Potência Consumida (média diária) (kWh/dia)	85000
Ganho por radiação solar (média diária) (kWh/m ² .dia)	4,45
Inclinação	22° N

Fonte: Autoria Própria.

Devido ao alto consumo da indústria em estudo, optou-se por analisar 4 formas de dimensionamento, utilizando 25%, 50%, 75% e 100% do consumo total.

4.1.1 Painéis e Inversores

Para analisar o melhor dimensionamento, foi-se utilizado no projeto 3 potências diferentes de PF.

Tabela 3 – Dados dos Painéis

Modelo	Potencia (Wp)	Tensão Curto	Corrente de Curto	Eficiencia
Sun Energy 60P	280	38,5V	9,29A	0,1725
Canadian Solar KuMax	360	47V	9,67A	0,1817
GCL-P6/72	325	46V	9,24A	0,167

Fonte: Autoria Própria.

Para o inversor, pesquisou-se também 3 potências diferentes.

Tabela 4 – Dados dos Inversores

Modelo	Potencia (W)	Máx Tensão de Entrada	Máx Corrente de Entrada
ECO 27.0-3-S	27000	1000V	47,7A
PVI-400.0-TL	400000	1000V	738A
SIW700 T125-22	160000	800V	445A

Fonte: Autoria Própria.

O inversor, por sua vez, depende somente da sua potência, então será utilizado o inversor de 400kW para 100% e 75% do consumo e 160kW para 50% e 25%.

Utilizando as fórmulas definidas na metodologia para determinar a potência máxima dos painéis, número máximo de painéis em séries e paralelo, fator de dimensionamento de inversor e total de energia gerada, obtêm-se os seguintes dimensionamentos para as demandas de 25%, Tabela 5, de 50%, Tabela 6, de 75%, Tabela 7 e de 100%, Tabela 8.

**Tabela 5 – Dimensionamento para 25% da demanda total
25%**

Modelo Módulo	Sun Energy 60P	Canadian Solar KuMax	GCL-P6/72
Potência do Módulo (Wp)	280	360	325
Potência de Pico	6.822	6.822	6.822
Número de Módulos	24.364	18.950	20.991
Modelo Inversor	SIW700 T125-22	SIW700 T125-22	SIW700 T125-22
Potência Inversor (W)	160.000	160.000	160.000
Número máx. em Série	19	16	16
Número máx. em Paralelo	47	46	48
Nº mod. máx./Inversor	893	736	768
FDT	0,64	0,60	0,64
Número de Conjuntos	27	25	27
Espaçamento Painéis (m)	1,38	1,69	1,65
Área Ocupada (m ²)	72.142	67.275	74.148
kWh Produzido por dia	27.207	26.036	26.967

Fonte: Autoria Própria.

Tabela 6 – Dimensionamento para 50% da demanda total
50%

Modelo Módulo	Sun Energy 60P	Canadian Solar KuMax	GCL-P6/72
Potência do Módulo (Wp)	280	360	325
Potência de Pico	13.644	13.644	13.644
Número de Módulos	48.728	37.900	41.981
Modelo Inversor	SIW700 T125-22	SIW700 T125-22	SIW700 T125-22
Potência Inversor (W)	160.000	160.000	160.000
Número máx. em Série	19	16	16
Número máx. em Paralelo	47	46	48
Nº mod. máx./Inversor	893	736	768
FDT	0,64	0,60	0,64
Número de Conjuntos	54	51	54
Espaçamento Paineis (m)	1,38	1,69	1,65
Área Ocupada (m ²)	144.284	137.241	148.296
kWh Produzido por dia	54.414	53.113	53.935

Fonte: Autoria Própria.

Tabela 7 – Dimensionamento para 75% da demanda total
75%

Modelo Módulo	Sun Energy 60P	Canadian Solar KuMax	GCL-P6/72
Potência do Módulo (Wp)	280	360	325
Potência de Pico	20.465	20.465	20.465
Número de Módulos	73.092	56.849	62.971
Modelo Inversor	PVI-400.0-TL	PVI-400.0-TL	PVI-400.0-TL
Potência Inversor (W)	400.000	400.000	400.000
Número máx. em Série	24	20	20
Número máx. em Paralelo	79	76	79
Nº mod. máx./Inversor	1.896	1.520	1.580
FDT	0,75	0,73	0,78
Número de Conjuntos	38	37	39
Espaçamento Paineis (m)	1,38	1,69	1,65
Área Ocupada (m ²)	215.573	205.627	220.341
kWh Produzido por dia	81.300	79.579	80.138

Fonte: Autoria Própria.

Tabela 8 – Dimensionamento para 100% da demanda total
100%

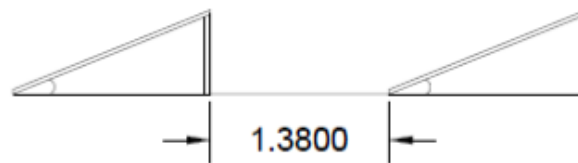
Modelo Módulo	Sun Energy 60P	Canadian Solar KuMax	GCL-P6/72
Potência do Módulo (Wp)	280	360	325
Potência de Pico	27.287	27.287	27.287
Número de Módulos	97.455	75.799	83.961
Modelo Inversor	PVI-400.0-TL	PVI-400.0-TL	PVI-400.0-TL
Potência Inversor (W)	400.000	400.000	400.000
Número máx. em Série	24	20	20
Número máx. em Paralelo	79	76	79
Nº mod. máx./Inversor	1.896	1.520	1.580
FDT	0,75	0,73	0,78
Número de Conjuntos	51	49	53
Espaçamento Paineis (m)	1,38	1,69	1,65
Área Ocupada (m ²)	289.322	272.317	299.438
kWh Produzido por dia	109.113	105.388	108.905

Fonte: Autoria Própria.

A análise a seguir será feita a partir do dimensionamento para 100% do consumo total com painéis de 280W devido à maior potência de geração.

Para maior eficiência, deve-se evitar o sombreamento entre os painéis, o mesmo está relacionado com o relevo da área, posicionamento dos painéis e localização do local em relação à terra. Considerando um terreno plano, uma inclinação dos painéis de 22ºN com altura de 1,64m, obtem-se uma distância entre os painéis de 1,38m, dispostos como na Figura 27.

Figura 27 – Distância entre os painéis em paralelo.



Fonte: Autoria Própria.

Assim cada conjunto de painéis ocupa uma área total de 358,78m², em um total de 812 conjuntos, necessita-se somente para os painéis uma área total de 291.326m². O local definido dispõe de uma área total de 329.423 m², como demonstrado na Figura 28, acomodando toda área necessária para a instalação painéis. A imagem foi retirada e sua área medida a partir da ferramenta de medir distância do Google Maps.

Figura 28 – Área total do local.

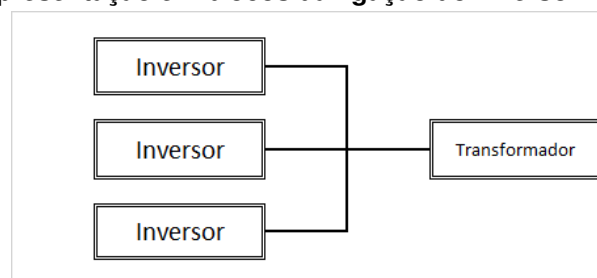


Medir distância
 Área total: 309.423,10 m² (3.330.602,58 ft²)
 Distância total: 2,58 km (1,60 mi)

Fonte: Google Maps.

Devido à alta potência, deve-se ligar direto na rede de média tensão para evitar grandes perdas durante o transporte de energia. Para isso, deve-se conectar transformadores antes de transmitir a energia gerada para o consumo. Valendo-se da informação que a rede da indústria escolhida é de 23,1kV, optou-se por utilizar o transformador da WEG de 1500kVA com faixa de tensão de 380/23,1kV. Os transformadores serão dimensionados a partir dos inversores de 440kVA. Para suprir toda a necessidade dos inversores do sistema, adotou-se 19 transformadores. Cada transformador com 3 inversores conectados, como demonstrado na Figura 29.

Figura 29 – Representação em blocos da ligação do inversor no transformador.



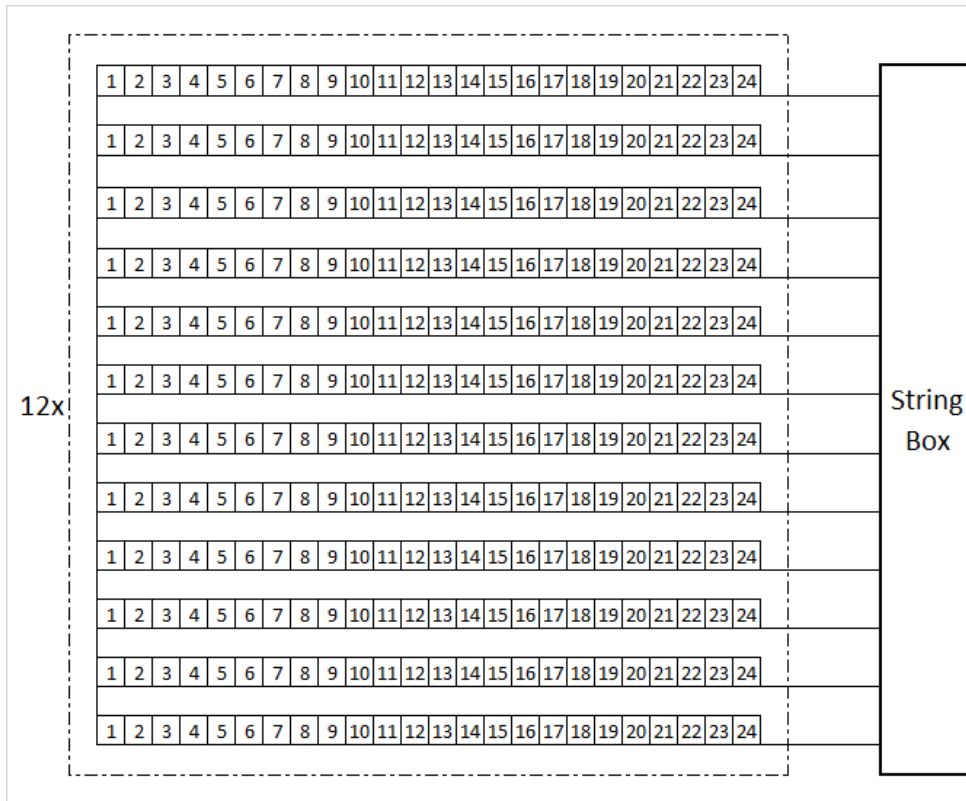
Fonte: Autoria Própria.

4.1.2 Proteção em Corrente Contínua

Para a proteção dos painéis, utilizou-se a Stringbox da ABB Gemini de 12 entradas. Sabendo que a corrente de saída da série de painéis é de 8,86A, a utilização de uma proteção de 15A fornecidas pelo modelo escolhido supre a necessidade do circuito projetado, contemplando também a necessidade contida na norma para módulos fotovoltaicos de conter proteção contra descargas atmosféricas. Sendo assim, serão conectados 12 paralelos de 24 séries de painéis ao Stringbox, Figura 30, que após a proteção serão combinados em 1 única saída que irá direto para o Inversor, Figura 31.

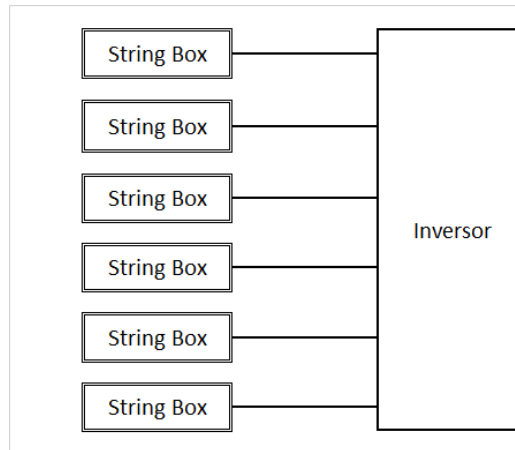
Devido ao inversor conter 6 entradas, não será necessário um quadro para combinar todas as Stringboxes antes de transmitir para o inversor, pois o mesmo tem as proteções e seccionamento necessário para todas entradas separadamente.

Figura 30 – Representação em blocos da ligação dos painéis na Stringbox.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 31 – Representação em blocos da ligação da stringbox no inversor.



Fonte: Autoria Própria.

O dimensionamento em unidades de toda a seção é demonstrada na Tabela 9. Tem-se assim um total de 288 painéis fotovoltaicos conectados diretamente por Stringbox, 1.728 indiretamente por inversor e 5.184 indiretamente por transformador.

Tabela 9 – Quantidade total de componentes do projeto

Item	Unidade
Painéis	98.496
Stringboxes	342
Inversores	57
Transformadores	19

Fonte: Aatoria Própria.

4.1.3 Alimentadores e proteção em corrente alternada

O dimensionamento dos alimentadores de corrente contínua baseia-se nas indicações fornecidas pelos catálogos dos painéis solares e dos quadros de proteção. Os de corrente alternada foram definidos através das correntes máximas e tipo de instalação dos alimentadores, com base nas normas de baixa tensão e média tensão. Os valores definidos podem ser observados na Tabela 10.

Tabela 10 – Características dos alimentadores de cada trecho

Início	Fim	Secção	Qt.
1º Painel	String Box	BT 4mm ²	1
String Box	Inversor	BT 70mm ²	1
Inversor	Quadro Distrib.	BT 185mm ²	4
Quadro Distrib.	Transformador	BT 300mm ²	19
Transformador	Ponto Entrega	MT 120mm ²	4

Fonte: Aatoria Própria.

Utilizou-se como referência os catálogos da *General Cablej*, baixa tensão em corrente contínua, *Nambej*, baixa tensão em corrente alternada e *Prysmian*, média tensão em corrente alternada.

De acordo com a norma, para as proteções de baixa tensão são necessários apenas disjuntores pois os mesmos são capazes de prover proteção para correntes de sobrecarga, correntes de curto circuito e seccionamento do circuito, demonstrado na Tabela 11.

Tabela 11 – Dimensionamento das proteções de cada trecho.

Início	Fim	Fabricante	I Disj (A)
1º Painel	String Box	BT ABB	15
String Box	Inversor	BT ABB	123
Inversor	Quadro Distrib.	BT Markis	700
Quadro Distrib.	Transformador	BT ABB	2500
Transformador	Ponto Entrega	MT Relé Secundário	

Fonte: Aatoria Própria.

Para o dimensionamento do cabo ser exato, ele deve suportar tanto a corrente gerada pelo circuito, quanto a corrente máxima do disjuntor, pois o mesmo só irá atuar quando a corrente for maior que sua corrente máxima suportada. Então todo o dimensionamento do mesmo se dá com base na corrente máxima suportada pelo disjuntor, Tabela 12. Também deve-se valer de que a queda de tensão da corrente do ponto inicial até o ponto final não deve ser maior que 7%, Tabela 13. Satisfazendo todos os critérios, obteve-se as secções nominais dos alimentadores para cada trecho.

Tabela 12 – Critério de capacidade de corrente

Início	Fim	I _{max} (A)	I _{max} Cabo (A)	I Disj (A)
1º Painel	String Box	8,86	1x45	15
String Box	Inversor	120	1x273	123
Inversor	Quadro Distrib.	668,51	4x180	700
Quadro Distrib.	Transformador	2279	19x138	2500
Transformador	Ponto Entrega	562,35	4x182	Relé Sec.

Fonte: Autoria Própria.

Tabela 13 – Critério de queda de tensão

Início	Fim	I _{max} /Cabo (A)	d(km)	ΔV(V/A.Km)	ΔV
1º Painel	String Box	15	0,3	14,18	6,38%
String Box	Inversor	123	0,7	0,7717	6,64%
Inversor	Quadro Distrib.	175	0,3	0,25	3,45%
Quadro Distrib.	Transformador	132	0,1	0,18	0,62%
Transformador	Ponto Entrega	182	0,5	-	0,18%

Fonte: Autoria Própria.

Definiu-se os cabos para condições normais de operação, mas também deve-se considerar as condições extremas. O alimentador deve suportar a corrente de curto até a atuação do disjuntor para não haver sobreaquecimento acima da qual foi projetado. Para evitar, a corrente de curto circuito máxima dos cabos deve ser maior que a corrente de curto que será submetido, sendo curto circuito trifásico na Tabela 14 e monofásico na Tabela 15.

Tabela 14 – Critério de corrente de curto circuito trifásico nos alimentadores

Início	Fim	I _{cc} 3φ (A)	T _{disj} (s)	I _{cc} Cabo 3φ (A)
Ponto de Entrega	-	1.337	-	-
Ponto de Entrega	Transformador	1.328	0,01	160.493
Transformador	Quadro Distrib.	15.446	0,3	62.514
Quadro Distrib.	Inversor	11.485	0,02	149.306

Fonte: Autoria Própria.

Tabela 15 – Critério de corrente de curto circuito monofásico nos alimentadores.

Início	Fim	lcc 1 ϕ (A)	Tdisj (s)	lcc Cabo 1 ϕ (A)
Ponto de Entrega	-	922	-	-
Ponto de Entrega	Transformador	918	0,01	160.493
Transformador	Quadro Distrib.	17.508	0,2	76.564
Quadro Distrib.	Inversor	2.248	50	2.986

Fonte: Autoria Própria.

Assim como os cabos, os disjuntores também devem suportar condições adversas, como corrente de curto circuito. Sendo assim sua capacidade máxima de interrupção não pode ser menor que a corrente de curto circuito trifásica e monofásica, Tabela 16.

Tabela 16 – Critério de capacidade máxima de curto circuito dos disjuntores

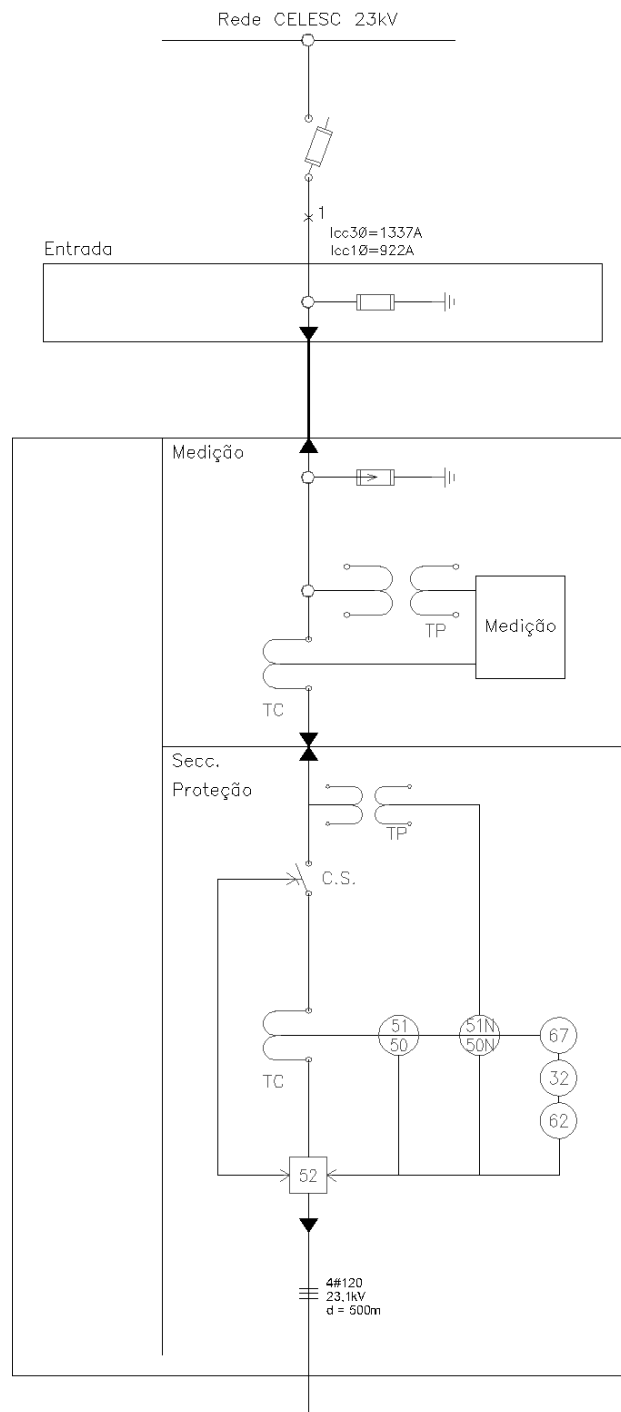
Início	Fim	Disj.	lcc 3 ϕ (A)	lcc 1 ϕ (A)	Máx Inter.(A)
Transformador	Quadro Distrib.	2500A	15.446	17.508	100.000
Quadro Distrib.	Inversor	700A	11.485	2.248	12.000

Fonte: Autoria Própria.

Na proteção em média tensão, a norma define que para capacidade instalada de transformação maior que 300kVA, a proteção deve ser realizada exclusivamente por um disjuntor acionado por relés secundários com função 50 e 51, fase e neutro.

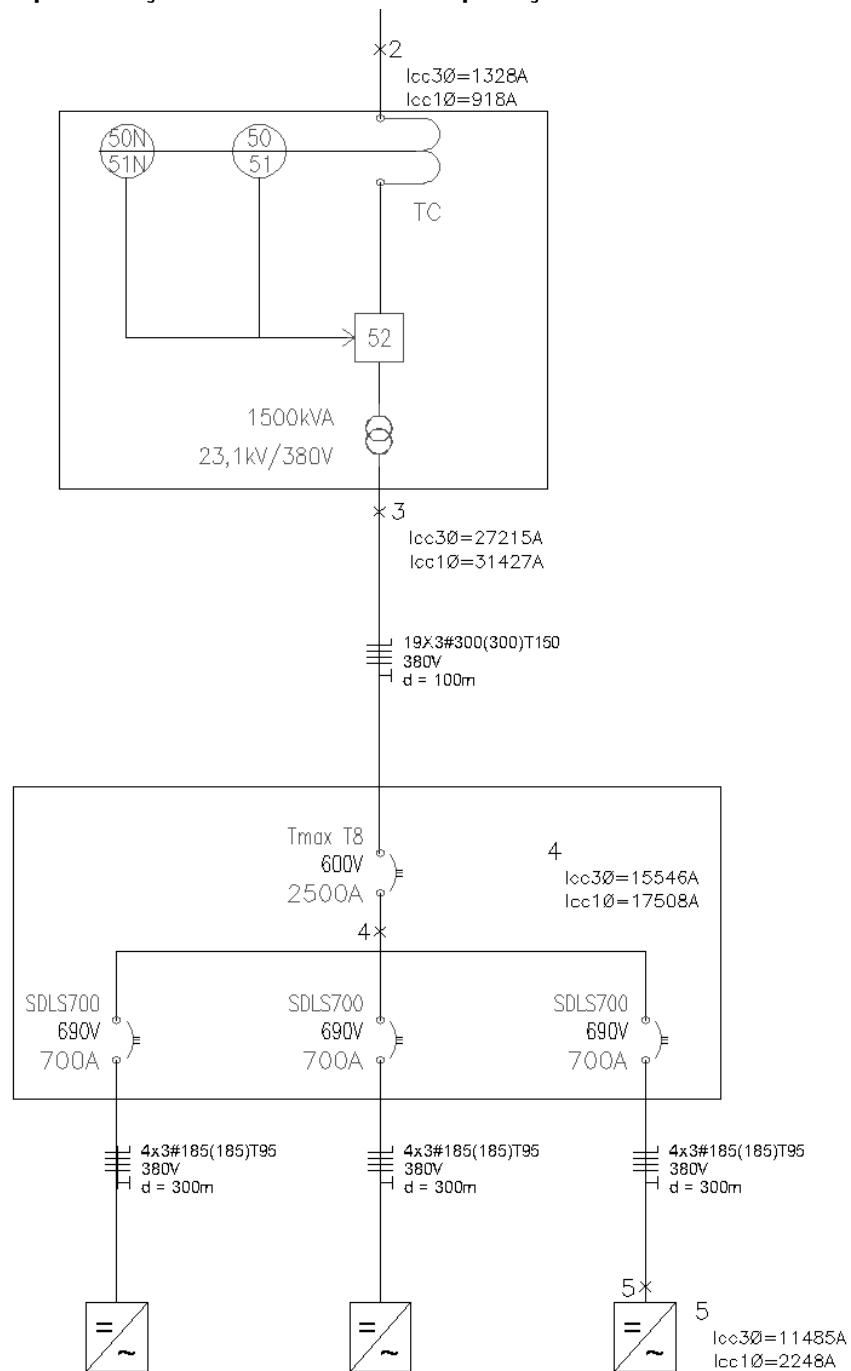
O diagrama unifilar dos cabos e proteções em corrente contínua de 1 dos 17 conjuntos pode ser observado nas Figuras 32 e 33. Como todos os conjuntos são iguais, o diagrama apresentado nas Figuras 32 e 33 é replicado para todos os conjuntos.

Figura 32 – Representação dos alimentadores e proteções em corrente contínua - Parte 1/2.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 33 – Representação dos alimentadores e proteções em corrente contínua - Parte 2/2.



Fonte: Autoria Própria.

4.2 RETORNO FINANCEIRO

Nesse projeto há duas vertentes de retorno financeiro, o primeiro provém da geração de energia dos painéis fotovoltaicos e o segundo da redução de perdas de produção referentes à queda de energia.

O retorno financeiro provocado pela geração dos painéis fotovoltaicos é baseado no quanto se deixa de consumir da concessionária, evitando assim o custo da conta de energia. Porém, como ainda necessita-se utilizar a rede de transmissão da concessionária para fornecer energia para o local e também para obter energia durante o período noturno, deve-se custear as taxas básicas. Considerando um total de 98.496 painéis fotovoltaicos com uma área de células de 1,75m² e eficiência de 16,7%, é gerado uma média de 109.846 kWh por dia. Apesar da geração média ser muito acima do calculado, alguns meses não foram capazes de atingir a potência diária necessária para alimentar toda a demanda calculada. Na Tabela 17 pode-se observar o valor médio gerado mensalmente e o valor médio gerado diariamente em cada mês.

Tabela 17 – Energia total gerada pelo projeto

Mês	kWh/mês	kWh/dia
Janeiro	3.958.887	131.963
Fevereiro	3.921.818	130.727
Março	3.588.204	119.607
Abril	3.187.868	106.262
Maio	2.646.671	88.222
Junho	2.379.780	79.326
Julho	2.572.535	85.751
Agosto	3.098.904	103.297
Setembro	2.943.217	98.107
Outubro	3.262.004	108.733
Novembro	3.944.059	131.469
Dezembro	4.040.437	134.681

Fonte: Autoria Própria.

Mesmo que a geração em alguns meses esteja muito acima do valor médio diário necessário, não há perdas no retorno financeiro, pois toda energia excedente gerada a partir da usina, pode ser utilizada para descontar de outra fatura de energia contendo, na mesma rede da concessionária, o mesmo CNPJ. Considerando uma demanda contratada de 6500kW em horário de ponta e 6500kW em fora de ponta, grupo A2 e bandeira tarifária horaria azul, Tabela 18. Reduzindo as taxas básicas como demanda e impostos que são obrigatórias, obteve-se um lucro anual, calculado na Tabela 19, de aproximadamente 3,14 milhões de reais por ano somente com a

geração de energia.

Tabela 18 – Tarifas de energia

Dados de Faturamento	Tarifa
Tusd - Energia Ponta	R\$ 0,079966/kW
Tusd - Energia Fora de Ponta	R\$ 0,079966 /kW
Demanda Ponta	R\$ 18,444925/kW
Demanda Fora de Ponta	R\$ 10,194385/kW
COSIP	R\$ 701,02/kW
ICMS - Substituição Tributária	28,43% do total faturado

Fonte: Aatoria Própria.

Tabela 19 – Retorno financeiro por mês da geração de energia

Mês	Valor Total	Demanda	Taxas	Tarifas	Economia
Jan	R\$ 316.576,33	R\$ 186.155,52	R\$ 53.625,03	R\$ 239.780,55	R\$ 316.576,33
Fev	R\$ 313.612,14	R\$ 186.155,52	R\$ 53.625,03	R\$ 239.780,55	R\$ 313.612,14
Mar	R\$ 286.934,35	R\$ 186.155,52	R\$ 53.625,03	R\$ 239.780,55	R\$ 286.934,35
Abr	R\$ 254.921,02	R\$ 186.155,52	R\$ 53.625,03	R\$ 239.780,55	R\$ 254.921,02
Mai	R\$ 211.643,73	R\$ 186.155,52	R\$ 53.625,03	R\$ 239.780,55	R\$ 211.643,73
Jun	R\$ 190.301,50	R\$ 186.155,52	R\$ 57.494,87	R\$ 257.262,18	R\$ 176.689,71
Jul	R\$ 205.715,33	R\$ 186.155,52	R\$ 53.625,03	R\$ 239.780,55	R\$ 205.715,33
Ago	R\$ 247.806,94	R\$ 186.155,52	R\$ 53.625,03	R\$ 239.780,55	R\$ 247.806,94
Set	R\$ 235.357,31	R\$ 186.155,52	R\$ 53.625,03	R\$ 239.780,55	R\$ 235.357,31
Out	R\$ 260.849,41	R\$ 186.155,52	R\$ 53.625,03	R\$ 239.780,55	R\$ 260.849,41
Nov	R\$ 315.390,65	R\$ 186.155,52	R\$ 53.625,03	R\$ 239.780,55	R\$ 315.390,65
Dez	R\$ 323.097,57	R\$ 186.155,52	R\$ 53.625,03	R\$ 239.780,55	R\$ 323.097,57
				Total	R\$ 3.148.594,50

Fonte: Aatoria Própria.

Para somar com esse valor, há também a segunda vertente que irá gerar lucros com esse projeto, sendo elas a não perda de produtividade por falta de energia na rede. Como já desmontrado anteriormente, somente no período vespertino houve um total de 49,66 horas de perdas em 1 ano. A indústria estudada no projeto é composta por 4 linhas de produção de produto final, elas são as mesmas analisadas para a perda de produtividade citadas. Com o lucro de R\$1,50 por 1 unidade do produto, obteve-se um saldo de 4.755.989 reais em 1 ano, Tabela 20.

Tabela 20 – Retorno financeiro obtido pela não perda de produtividade nas linhas

Linha	Paradas (h)	Fabricação (un/h)	Eficiencia	Perdas (un)	Perdas (R\$)
1	7,33	50000	80%	293.200	R\$ 439.800,00
2	12,00	80000	80%	767.840	R\$ 1.151.760,00
3	22,35	90000	90%	1.810.445	R\$ 2.715.666,75
4	7,98	50000	75%	299.175	R\$ 448.762,50
				Total	R\$ 4.755.989,25

Fonte: Aatoria Própria.

5 CONCLUSÕES

Após as análises de geração e produtividade, conclui-se que a retorno financeiro anual total desse projeto será de aproximadamente 7,87 milhões de reais por ano. Considerando que um painel tem em média 25 anos de vida útil, contabiliza-se um retorno, após 25 anos, de R\$196,76 milhões. Reduzindo os impactos de perda de produtividade geradas pelas faltas no fornecimento de energia por parte da concessionária e aumentando a utilização de energias renováveis no Brasil, tornando-se uma possível referência como indústria sustentável e atingindo a meta de obter energia de fontes 100% limpas. Além de utilizar uma energia renovável com baixo impacto ambiental, ajudando na redução de emissão de gases de efeito estufa e auxiliando na preservação do meio ambiente.

REFERÊNCIAS

ABB. **String combiners for solar photovoltaic systems**. 2019. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 33.

ALVES, Alceu Ferreira. **ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**. 2017. Disponível em: <<https://www4.feb.unesp.br/dee/docentes/alceu/05%20Aula%20Energia%20Solar%20FV.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 24.

ANEEL. **Capacidade de Geração do Brasil**. 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Citado na página 18.

BERTINI, Luiz Antonio. **TRANSFORMADORES - Teorias, Práticas e Dicas**. 2003. Disponível em: <http://professorcesarcosta.com.br/upload/imagens_upload/transformadores_teor_pratica_dicas.pdf>. Citado na página 30.

CALIXTO, Bruno. **Por que a falta d'água pode nos deixar sem luz. E vice-versa**. 2015. Disponível em: <<https://epoca.globo.com/colunas-e-blogs/blog-do-planeta/noticia/2015/02/por-que-falta-dagua-pode-nos-deixar-sem-luz-be-vice-versab.html>>. Citado na página 17.

CEEE. **Como funciona uma usina Hidroelétrica**. 2019. Disponível em: <<http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/Component/Controller.aspx?CC=1876>>. Citado na página 16.

CRESESB. **Radiação Solar**. 2008. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=301>. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 23.

ENERGÉTICA, Empresa de Pesquisa. **Matriz Energética e Elétrica**. 2019. Disponível em: <<https://engenhariae.com.br/meio-ambiente/tres-empresas-brasileiras-estao-na-lista-das-melhores-de-energia-limpa-do-mundo>>. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 16.

GOLDEMBERG, José; LUCON, Oswaldo. Energias renováveis: um futuro sustentável. **Revista USP**, n. 72, p. 6–15, fev. 2007. Disponível em: <<http://www.revistausp.br/revista/72/energias-renovaveis>>.

[//www.revistas.usp.br/revusp/article/view/13564](http://www.revistas.usp.br/revusp/article/view/13564)>. Citado na página 14.

GRIMM, Alice Marlene. **Meteorologia Básica**. 1999. Disponível em: <<https://fisica.ufpr.br/grimm/aposmeteo/cap2/cap2-7.html>>. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 23.

LAWSON, André; PEREIRA, Guilherme. **Termelétricas e seu papel na matriz energética brasileira**. FGV, 2017. Disponível em: <<http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/20398/Coluna%20Opinio%20Fevereiro%20-%20Termeletricas%20-%20Andre%20e%20Guilherme.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>. Citado na página 17.

NEOSOLAR. **Inversor Grid Tie**. 2019. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/inversor-grid-tie>>. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.

NOGUEIRA, Jaderson Henrique. **ANÁLISE DOS PARÂMETROS DE ENGENHARIA ASSOCIADOS AOS INVERSORES GRID TIE**. 2017. Disponível em: <http://repositorio.unis.edu.br/bitstream/prefix/706/1/TCC_JADERSON_2017.pdf>. Citado na página 29.

OLIVEIRA, Kepler de Souza Filho; SARAIVA, Maria de Fátima Oliveira. **O Sol - a nossa estrela**. 2017. Disponível em: <<http://astro.if.ufrgs.br/esol/esol.htm>>. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 22.

PINHO, Joao Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Citado 8 vezes nas páginas 22, 24, 25, 26, 27, 28, 32 e 37.

PIRES, Marcelo Antônio. **Fusão Termonuclear no Sol**. 2002. Disponível em: <http://www.if.ufrgs.br/mpef/mef008/mef008_02/Marcelo/fusaotermonuclear.html>. Citado na página 22.

RAMOS, Ademilson. **Três empresas brasileiras estão na lista das melhores de energia limpa do mundo**. 2018. Disponível em: <<https://engenhariae.com.br/meio-ambiente/tres-empresas-brasileiras-estao-na-lista-das-melhores-de-energia-limpa-do-mundo>>. Citado na página 18.

SWART, Jacobus W. **Semicondutores: Fundamentos, Técnicas E Aplicações**. [S.l.]: Unicamp, 2008. Citado na página 25.

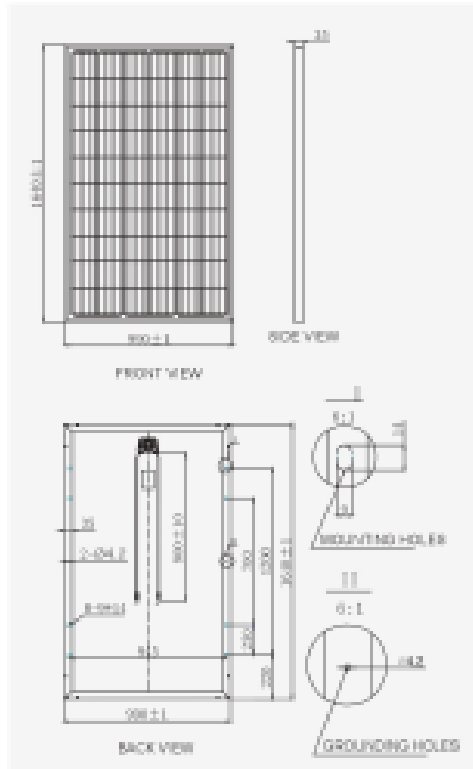
TRADENER. **Os impactos da falta de chuvas para o sistema elétrico**. 2018. Disponível em: <http://www.tradener.com.br/atualidades_detalhes/os-impactos-da-falta-de-chuvas-para-o-sistema-eletrico>. Citado na página 17.

USP, Escola Politécnica da. **Transformadores**. 2014. Disponível em: <http://professorcesarcosta.com.br/upload/imagens_upload/transformadores_teor_pratica_dicas.pdf>. Citado na página 31.

ANEXOS

ANEXO A – DATASHEET PAINEL 280WP

MECHANICAL DRAWINGS



MECHANICAL SPECIFICATION

Cell Type	Poly Crystalline 156.75x156.75mm
Number Of Cells	60 (6x10)
Dimensions(Ax BxC)	1540x890x35mm
Weights	10kg
Front Glass	3.2mm Tempered Low Iron Glass
Frame	Anodized Aluminium
Junction Box	IP68 with Bypass Diodes
Connector	Mc4 Compatible
Output Cables	TUV,length 900mm,4.0mm ²

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

	265W	270W	275W	280W
Maximum Power At STC(Pmax)	265W	270W	275W	280W
Short Circuit Current(Isc)	8.54A	8.65A	8.76A	8.86A
Open Circuit Voltage(Voc)	37.0V	37.2V	38.0V	38.5V
Maximum Power Current(Imp)	8.54A	8.65A	8.76A	8.86A
Maximum Power Voltage(Vmp)	31.0V	31.2V	31.4V	31.8V
Module Efficiency	18.32%	18.63%	18.94%	17.35%
Power Tolerance	0+3%	0+3%	0+3%	0+3%

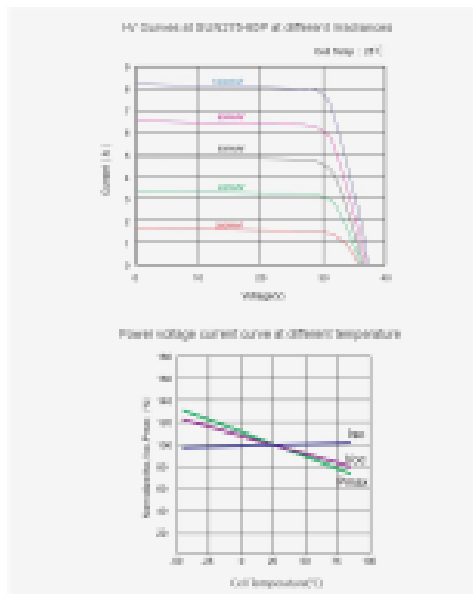
STC: 1000W/m² irradiance, 25°C cell temperature, AM1.5.

NOCT

	196.3	200.0	203.7	207.4
Maximum Power At STC(Pmax)	196.3	200.0	203.7	207.4
Short Circuit Current(Isc)	7.24	7.33	7.43	7.52
Open Circuit Voltage(Voc)	34.2	34.4	35.1	35.6
Maximum Power Current(Imp)	6.80	6.89	6.99	7.07
Maximum Power Voltage(Vmp)	28.9	29.0	29.2	29.3

NOCT: Irradiance at 800W/m² , Ambient Temperature 30°C , wind speed 1m/s .

I-V CURVES



SYSTEM INTEGRATION PARAMETERS

Maximum System Voltage	VDC 1000V
Maximum Series Fuse	15A
Increased Snowload Acc to Iec 61215	5400Pa
Operating Temperature	-40~+65°C
Number Of Bypass Diodes	3

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Nominal Operating Cell Temperature(Noc)	45°C±2°C
Temperature Coefficient Of Pmax	-0.41%/°C
Temperature Coefficient Of Voc	-0.33%/°C
Temperature Coefficient Of Isc	0.06%/°C

PACKING CONFIGURATION

Container	20' GP	40' GP
Pieces Per Pallet	30	10
Pallets Per Container	14	28
Pieces Per Container	400	840

ANEXO B – DATASHEET PAINEL 325WP

GCL-P6/72

HIGH EFFICIENCY MULTICRYSTALLINE MODULE

ELECTRICAL SPECIFICATION (STC)					
Peak Power Watts	$P_{mp}(W)$	310	315	320	325
Power Output Tolerance	$P_{mp}(W)$	0→5			
Maximum Power Voltage	$V_{mp}(V)$	37	37.2	37.4	37.6
Maximum Power Current	$I_{mp}(A)$	8.38	8.47	8.56	8.64
Open Circuit Voltage	$V_{oc}(V)$	45.4	45.6	45.8	46.0
Short Circuit Current	$I_{sc}(A)$	8.99	9.08	9.17	9.24
Module Efficiency	(%)	16.0	16.2	16.5	16.7

Values at Standard Test Conditions (STC) (Air Mass AM1.5, Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25° C)

ELECTRICAL DATA (NOCT)					
Maximum Power	$P_{mp}(W)$	223.8	227.1	231.2	234.6
Power Output Tolerance	$P_{mp}(W)$	0→5			
Maximum Power Voltage	$V_{mp}(V)$	33.5	33.8	34.1	34.3
Maximum Power Current	$I_{mp}(A)$	6.68	6.72	6.78	6.84
Open Circuit Voltage	$V_{oc}(V)$	42	42.2	42.4	42.6
Short Circuit Current	$I_{sc}(A)$	7.19	7.30	7.38	7.46

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 25° C, Wind Speed 1m/s

MECHANICAL DATA	
Solar Cells	Poly 156x156mm (6 inches)
Cell Orientation	72 Cells (6x12)
Module Dimensions	1966x902x40mm (77 x 2605 x 157 inches)
Weight	22.5kg/26kg
Glass	High transparency solar glass 3.2mm (6.12 inches) or 4mm (6.15 inches)
Backsheet	White
Frame	Silver, anodized aluminum alloy
J-Box	IP67 Rated
Cables	4.0mm ² (6.06 inches ²), 1200mm (47.2 inches)
Connector	Original MC4 or Compatible

TEMPERATURE RATINGS	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of P_{mp}	-0.42%/°C
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.04%/°C

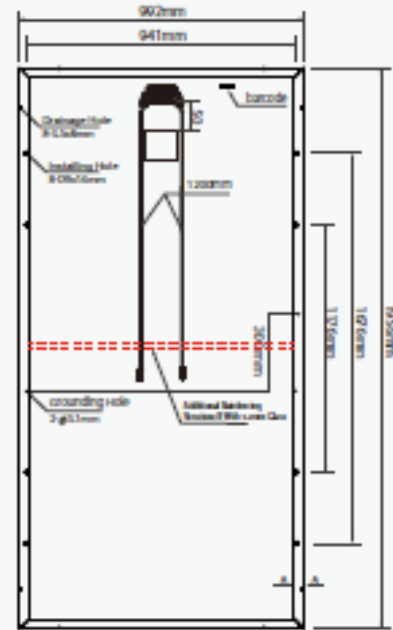
MAXIMUM RATINGS	
Operational Temperature	-40→+85°C
Maximum System Voltage	1000V DC(IEC)
Max-Series Fuse Rating	15A

WARRANTY	
10 years Product Workmanship Warranty	
25 years Linear Power Warranty	

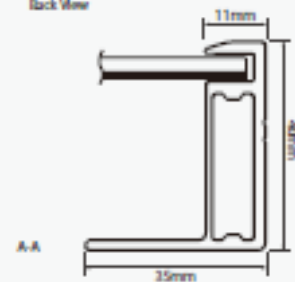
(Please refer to GCL standard warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION	
Modules per box: 26 pieces	
Modules per 40' container: 624pieces	

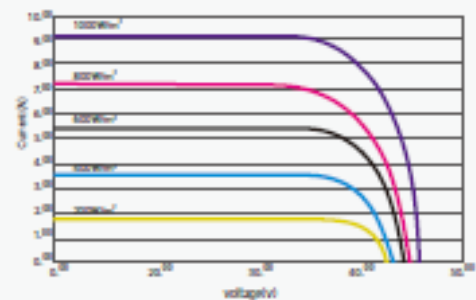
MODULE DIMENSION



Back View



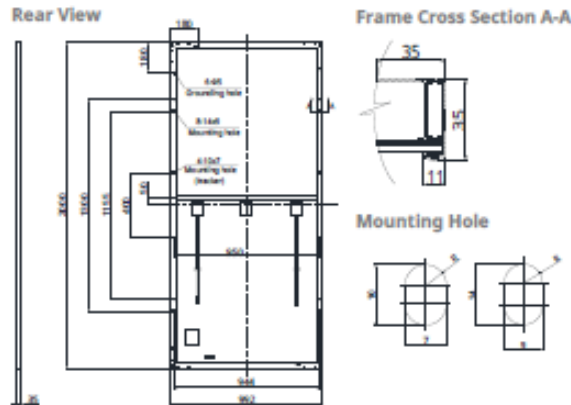
I-V CURVES OF MODULE (215W)



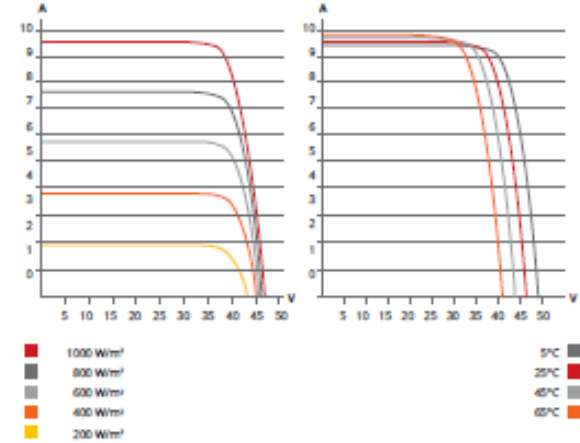
Excellent performance under weak light conditions, at an irradiance intensity of 200W/m² (10% of STC), the module achieves a cell efficiency of 16.7%.

ANEXO C – DATASHEET PAINEL 360WP

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3U-355P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3U	350P	355P	360P
Nominal Max. Power (Pmax)	350 W	355 W	360 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	39.2 V	39.4 V	39.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.94 A	9.02 A	9.10 A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.6 V	46.8 V	47.0 V
Short Circuit Current (Isc)	9.51 A	9.59 A	9.67 A
Module Efficiency	17.64%	17.89%	18.15%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	30 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of Irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3U	350P	355P	360P
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	264 W	268 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.2 V	36.4 V	36.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.18 A	7.25 A	7.31 A
Open Circuit Voltage (Voc)	43.7 V	43.9 V	44.1 V
Short Circuit Current (Isc)	7.67 A	7.74 A	7.80 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2000 X 992 X 35 mm (78.7 X 39.1 X 1.38 in)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-); landscape: 1250 mm (49.2 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	660 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.37 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

ANEXO D – DATASHEET INVERSOR 400KW

ABB central inverters

PVI-134.0/200.0/267.0/334.0/400.0-TL
134 to 400 kW

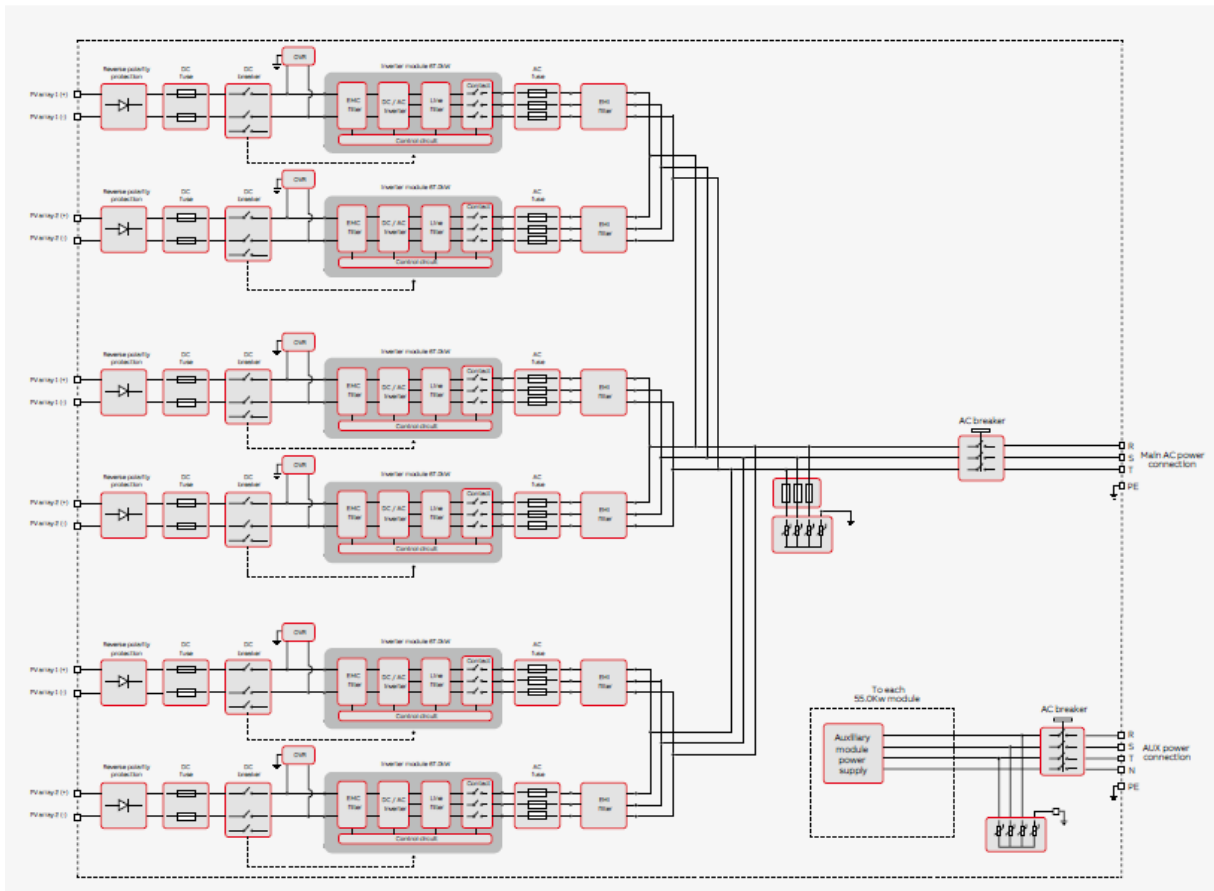


Technical data and types


Type code	PVI-134.0-TL	PVI-200.0-TL	PVI-267.0-TL	PVI-334.0-TL	PVI-400.0-TL
Input side					
Absolute maximum DC input voltage (V_{DCmax})	1000 V				
MPPT input DC voltage range ($V_{DCmin} \dots V_{DCmax}$) at V_{DC}	570...950 V				
MPPT input DC range ($V_{DCmin} \dots V_{DCmax}$) at P_{DC} and V_{DC}	Linear derating from max to 30, 6W (300$V_{DC}$$+950V$)				
MPPT input DC range ($V_{DCmin} \dots V_{DCmax}$) at P_{DC} and V_{DC}	570...800 V				
Number of independent MPPT multi-master	2	3	4	5	6
Number of independent MPPT multi-master/slave	1	2	2	3	3
Number of independent MPPT master/slave	1				
Maximum combined DC input current (I_{DCmax})	246 A	369 A	492 A	615 A	738 A
Maximum DC input current for each module (I_{DCmax})	123 A				
Number of DC inputs pairs	2	3	4	5	6
DC connection type	2x185mm ² (M30) +2x300mm ² (M30)	4x185mm ² (M10) +2x300mm ² (M10)	4x185mm ² (M10) +4x300mm ² (M10)	6x185mm ² (M10) +4x300mm ² (M10)	6x185mm ² (M30) +6x300mm ² (M30)
Input protection					
Reverse polarity protection	Yes, with series diode				
Input overvoltage protection - varistor	1 for each input pair, Class II				
Photovoltaic array leakage control, floating neutral, floating panels	No; Proprietary control available ¹⁾				
Residual current protection, grounded neutral, floating panels	Not included, dimension output ground fault device with $I_n=400mA/module$				
Fuse size for each input pair	125 A / 1000 V				
Output side					
AC grid connection type	Three phases 3W+PE				
Rated AC power (P_{AC} @cos $\phi=1$)	134 kW	200 kW	267 kW	334 kW	400 kW
Maximum AC output power (P_{ACmax} @cos $\phi=1$)	134 kW	200 kW	267 kW	334 kW	400 kW
Maximum apparent power (S_{ACmax})	168 kVA	222 kVA	296 kVA	371 kVA	440 kVA
Rated grid voltage (V_{AC})	380 V				
AC voltage range ($V_{ACmin} \dots V_{ACmax}$)	323...437 V ²⁾				
Maximum output current (I_{ACmax})	209 A	304 A	405 A	507 A	608 A
Contributory fault current	225 A	337.5 A	450 A	562.5 A	675 A
Rated frequency (f)	50/60 Hz				
Frequency range (f _{min} ...f _{max})	47...53 / 57...63 Hz ³⁾				
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995 (adj. \pm 0.90)				
Total harmonic distortion	< 3% (@ P_{AC})				
AC connection type (for each phase)	2 x 300 mm ² (M12)				
Output protection					
Anti-islanding protection	Yes (IEEE 1547)				
Output overvoltage protection (varistor)	Yes, Class II				
Night time disconnect	No				
AC circuit breaker	50 kA				
Operating performance					
Maximum efficiency (η_{max})	98.0% ⁴⁾				
Weighted efficiency ($\eta_{weighted} / \eta_{max}$)	97.7% / 97.5% ⁴⁾				
Stand-by consumption/night-time power loss	< 19 W	< 26 W	< 33 W	< 40 W	< 47 W
AC auxiliary supply	3 \pm 400 Vac +N, 50/60 Hz				
Auxiliary supply consumption	< 0.19% of P_{DC}				
Auxiliary supply consumption without cooling	< 0.18% of P_{DC}				
Inverter switching frequency	18 kHz				
Communication					
Wired local monitoring	PVI-USB-RS232_485 (opt.)				
Remote monitoring	PVI-ABC-EVO (opt.), V5N750 Data Logger (opt.)				
String Combiner	PVI-STRINGCOMB (opt.)				
User Interface	16 characters x 2 line LCD display for each module				

ANEXO E – ESQUEMA ELÉTRICO INVERSOR 400KW

ABB Block diagram of PVI-400.0 (multi master)



ANEXO F – DATASHEET TRANSFORMADOR 1500KW

	FOLHA DE DADOS	Data : 21 / out / 2019
Linha de Produto: Transformadores Industriais		
Características		
<p> Potência: 1500 kVA Norma de Fabricação: NBR 5356/93 Refrigeração: ONAN - Óleo Natural, Ar Natural - imerso em óleo isolante mineral Classe de Tensão (kV): 24,2 KV Tensão Primária: 24.2/23.1/22/20.9/19.8 kV Tensão Secundária: 380/220 V </p> <p> Primário: Triângulo (delta) Secundário: Estrela com neutro acessível Deslocamento Angular: 30° </p>	<p> Frequência nominal: 60 Hz Elevação de Temperatura: 65° C no ponto médio dos enrolamentos 65° C no topo do óleo NBI - Primário: 125kV Pintura externa anticorrosiva com acabamento na cor cinza claro Munsell N6.5 Perdas em vazio (perdas no ferro): 2400 W Perdas totais: 22500 W Corrente de excitação: 1 % Impedância a 75° C: 6 % Comprimento (C) : 1850 mm Largura (L) : 2105 mm Altura (A) : 2145 mm Peso: 3645 kg </p> <p> Valores garantidos potência nominal no tap de maior tensão </p>	
Acessórios Incluídos	Acessórios Opcionais	
<p> Bucha AT com conector para cabo 10 a 70 mm² Bucha BT com terminal NEMA Acionamento externo do comutador Conservador com bujão de drenagem e niple de enchimento Radiadores fixos soldados ao tanque Rodas bidirecionais lisas Placa de identificação e diagramática Apoio para macaco Olhal para suspensão do transformador montado Olhal para suspensão da tampa e da parte ativa Secador de ar com sílica gel Indicador magnético de nível de óleo com 2 contatos Previsão para instalação de relé detector de gás Terminal de aterramento para cabo de 10 a 70 mm² Poço para termômetro Niple para enchimento Válvula de drenagem, conexão para filtro-prensa e amostragem </p>	<p> Dispositivo de alívio de pressão Caixa de terminais dos aparelhos auxiliares Relé detector de gás com 2 contatos Termômetro do óleo com 2 contatos Abertura para inspeção </p>	

ANEXO G – DATASHEET STRINGBOX

String combiner 1000V DC Technical features

String combiner type	1 st.	2 st.	3 st.	4 st.	6 st.	8 st.	10 st.	12 st.	14 st.	16 st.	18 st.	20 st.	24 st.	28 st.	32 st.
General Data															
Maximum Voltage	1000V DC														
No of DC Input (+ & -, optional)	1	2	3	4	6	8	10	12	14	16	18	20	24	28	32
SPD protection	Type 2 Pluggable														
String protection	No Per each Incoming string														
Monitoring	No Optional														
Monitoring Parameters	No Current, temperature and SPD signal as standard. Optional to Include Voltage and Disconnecter signal														
Communication Protocol	No Modbus RS485														
Enclosure Type															
Model	Europa							Gemini							
Material Type	Thermoplastic														
Door Type/ Opening	Transparent, Hinged Door							Opaque, Hinged Door openable 180 Deg							
Lock Type	Click on push to lock							Doors supplied with 2 standard double bit locks (3 for sizes 5 and 6)							
Number of Incoming strings	From 1 to 4							From 6 to 32							
Rated Service Voltage	1000V DC														
Degree of resistance to Impacts	IK 10														
Degree of protection	IP65							IP66							
Recyclable	100%														
Environmental data															
Operating Temperature °C	-20°C upto +50°C														
Storage temperature °C	-20°C upto +60°C														
Resistance to Abnormal heat and fire	upto 750°C														
Height above Sea level	Up to 2000m														
Humidity	up to 95%														
DC Input															
Input Cable entry	M16 Cable Gland, 2,5 - 16 mm ²														
Input Connection	Terminals							Directly on the Fuse Holder							
Fuse Type	Cylindrical 10x38 gPV														
Fuse Size	No fuse							15A							
DC Output															
Output Cable gland +/-	M16	M16	M16	M16	M25	M25	M25	M32	M32	M32	M32	M40	M40	M40	M40
Clamping cable diameter (mm ²)	2,5-16				25-50			70-120				150-240			
Conductor material	Copper/Aluminium														
Terminal Type	Pipe terminal							Ring Terminal							
Voltage DC	1000V DC														
Maximum current output	10A	20A	30A	40A	60A	80A	100A	120A	140A	160A	180A	200A	240A	280A	320A

ANEXO H – CATÁLOGO CABOS CORRENTE CONTÍNUA

EXZHELLENT® SOLAR

1.8 kV CC

General Cable

exzhellent SOLAR

APLICAÇÃO:

Os cabos Exzhellent® Solar são utilizados na interligação entre os painéis fotovoltaicos e entre os painéis e a caixa de junção, podendo também ser utilizados entre as caixas de junção e o inversor.

Possuem alto grau de confiabilidade devido à sua estabilidade térmica, resistência à umidade e aos raios UV, suportando temperaturas até 120 °C. Sua composição livre de halogênios garante segurança às pessoas e ao ambiente.

CONSTRUÇÃO:

1. Condutor:

Cobre estanhado flexível, encordoamento classe 5.

2. Isolação:

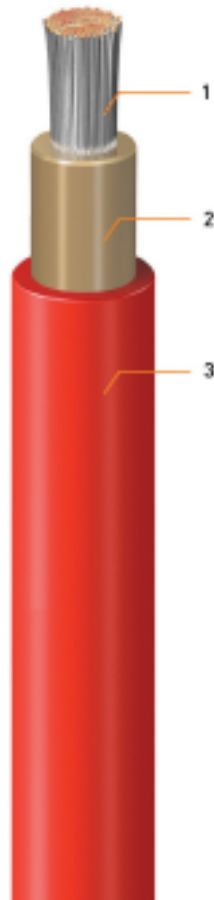
Elastômero termofixo livre de halogênios.

3. Cobertura:

Elastômero termofixo livre de halogênios.

Cores disponíveis: vermelho e preto

Verde/amarelo sob consulta.



NORMAS:

TÜV 2 Pfg 1169/08.2007

EN 50618

ABNT NBR 16612

TENSÃO:

1.8 kV CC Máxima

CARACTERÍSTICAS:

RESISTÊNCIA A INTEMPÉRIE



TEMPERATURA
MÍNIMA DO
CONDUTOR
120° C (1)



RESISTÊNCIA
À RADIAÇÃO UV



RESISTÊNCIA
AO OZÔNIO



RESISTÊNCIA
À IMPACTOS

ECOLÓGICO - ALTA SEGURANÇA



LIVRE DE
HALOGENIOS



BAIXA EMISSÃO
DE GASES
CORROSIVOS



BAIXA FORMAÇÃO
DE FUMAÇA



NÃO PROPAGADOR
DE INCÊNDIO

VIDA ÚTIL



VIDA ÚTIL
30 ANOS

(1) Até 20.000 horas de funcionamento

EXZHELLENT® SOLAR

1.8 kV CC



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

Seção nominal mm²	Cor da cobertura	Diâmetro nominal da condutor mm	Diâmetro Isolação mm		Diâmetro externo mm		Peso aproximado kg/km	Raio mínimo de curvatura mm
			Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo		
1,5	● ●	1,52	2,9	3,1	4,5	5,4	35	22
2,5	● ●	1,94	3,3	3,5	4,9	5,9	45	24
4	● ●	2,37	3,8	3,9	5,4	6,6	60	26
6	● ●	2,91	4,3	4,5	5,9	7,4	80	30
10	● ●	3,88	5,3	5,5	6,9	8,8	120	35
16	● ●	5,01	6,4	6,6	8,2	10,1	180	40
25	● ●	6,30	8,1	8,3	10,1	12,5	300	50
35	● ●	7,40	9,2	9,4	11,4	14,0	395	56
50	● ●	8,90	10,9	11,1	13,3	16,3	555	65
70	● ●	11,20	13,4	13,7	15,8	18,7	790	75
95	● ●	12,90	14,7	15,0	17,3	20,8	1.030	83
120	● ●	14,20	16,6	16,9	19,2	23,0	1.250	92
150	● ●	16,30	19,1	19,4	21,9	25,7	1.550	129
185	● ●	18,30	21,5	21,9	24,7	28,7	1.910	144
240	● ●	20,10	23,5	23,9	26,9	32,3	2.450	162
300	● ●	23,10	26,7	27,1	30,3	35,6	3.050	178
400	● ●	26,70	30,7	31,2	34,7	40,6	4.050	203

EXZHELLENT® SOLAR

1.8 kV CC



CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

Seção nominal, mm ²	Resistência elétrica C.C. máxima do condutor a 20 °C 0/1km	Queda de tensão em C.C. VA. km na temperatura máxima de operação 120 °C	Capacidade de condução de corrente			
			1	2	3	4
1,5	13,7	38,17	22	20	24	22
2,5	8,21	22,87	29	26	35	29
4	5,09	14,18	39	35	46	37
6	3,39	9,445	49	44	58	46
10	1,95	5,433	68	61	80	64
16	1,24	3,455	89	79	106	83
25	0,795	2,215	117	104	139	107
35	0,565	1,574	145	128	172	133
50	0,393	1,095	181	159	215	163
70	0,277	0,7717	224	196	267	---
95	0,210	0,5851	267	233	319	---
120	0,164	0,4369	311	271	373	---
150	0,132	0,3678	355	308	426	---
185	0,108	0,3009	402	347	483	---
240	0,0817	0,2276	477	411	575	---
300	0,0654	0,1822	548	471	662	---
400	0,0495	0,1379	632	558	790	---

1-Dois cabos instalados ao ar livre, expostos ao sol, na horizontal e encostados um no outro, temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor de 120 °C, por um período máximo de 20.000 horas.


2-Dois cabos instalados ao ar livre, expostos ao sol, na horizontal e encostados um no outro, temperatura ambiente de 40 °C e temperatura no condutor de 90 °C.

3-Dois cabos instalados ao ar livre, expostos ao sol, na horizontal e encostados um no outro, temperatura ambiente de 20 °C e temperatura no condutor de 90 °C.

4-Dois cabos instalados em eletroduto não metálico embutido na parede, temperatura ambiente de 30 °C e temperatura no condutor de 90 °C.





ANEXO I – CATÁLOGO CABOS CORRENTE ALTERNADA BAIXA TENSÃO

CABO NAMBEIFLEX 450/750 V



FIOS E CABOS
www.nambei.com.br
VENDAS 0800 161819
marketing@nambei.com.br

Os cabos Nambeiflex anti-chama são recomendados para instalações internas fixas: industriais, comerciais, residenciais de luz e força com tensões nominais de 450/750 V.

70°C

CONSTRUÇÃO

Condutor formado por fios de cobre eletrolítico, tempera mole, encanamento com formação classe 4 e classe 5.

ISOLAÇÃO

Isolação de PVC 70°C (poli cloreto de vinila) anti-chama, com características especiais quanto à não propagação e autoextinção do fogo (PVC/A-BWF-B).

NORMA APLICÁVEL DO PRODOTO

- NBR NM 247-3: cabos isolados em PVC para tensões nominais até 750 V
- NBR NM 280: condutores de cabos isolados.






NORMA DE INSTALAÇÃO


Instalação de acordo com NBR 5410.

ACABAMENTO

Polos e bobinas.

CORES

- Seção: 1 mm²: 
- Seções: 1,5 mm² a 4 mm²: 
- Seção: 6 mm²: 
- Seções: 10 mm² a 35 mm²: 
- Seções: 50 mm² a 300 mm²: 



Segurança

Registo
308 211-0214
C. Comptec

CABO NAMBEIFLEX 450/750 V

Seção nominal (mm ²)	Dímetro nominal do condutor (mm)	Espessura nominal da Isolação (mm)	Dímetro externo nominal (mm)	Posa nominal (kg / km)
1 ^{mm}	1,25	0,60	2,45	14
1,5 ^{mm}	1,50	0,70	2,90	20
2,5 ^{mm}	1,92	0,80	3,52	31
4 ^{mm}	2,44	0,80	4,04	45
6 ^{mm}	3,01	0,80	4,61	63
10	4,04	1,00	6,04	107
16	5,23	1,00	7,23	160
25	6,49	1,20	8,95	249
35	7,75	1,20	10,15	337
50	9,26	1,40	12,06	479
70	10,91	1,40	13,71	648
95	12,54	1,60	15,74	855
120	14,17	1,60	17,37	1095
150	15,94	1,80	19,54	1394
185	17,72	2,00	21,72	1695
240	20,25	2,20	24,65	2197
300	22,85	2,40	27,45	2727

Nota: Dimensões do condutor e, portanto, espessura de isolação são para as respectivas aplicações.

*15 – CO-DISTRIBUIDOR (**) CLASSE DE ENCADEAMENTO 4

Características dos condutores de cobre mole para fios e cabos isolados

• Condutores de cabos isolados NBR NM 290

TABELA 1	
CLASSE 1 - Condutores sólidos para cabos unipolares e multipolares	
Seção Nominal (mm ²)	Resistência elétrica máxima do condutor a 20°C
	Fios nus Ω/km
0,5	36,0
0,75	24,5
1	18,1
1,5	12,1
2,5	7,41
4	4,61
6	3,08
10	1,83
16	1,15

Material: cobre, tempera mole.

Resistividade elétrica a 20°C = 0,017241 Ω·mm²/m

Condutividade = 100% IACS

Massa específica a 20°C = 8890 kg/m³

TABELA 4		
CLASSE 5 - Condutores flexíveis para cabos unipolares e multipolares		
Seção Nominal (mm ²)	Diâmetro máximo dos fios no condutor (mm)	Resistência elétrica máxima do condutor a 20°C
		Fios nus Ω/km
0,5	0,21	39,0
0,75	0,21	26,0
1,0	0,21	19,5
1,5	0,26	13,3
2,5	0,26	7,98
4	0,31	4,95
6	0,31	3,30
10	0,41	1,91
16	0,41	1,21
25	0,41	0,780
35	0,41	0,554
50	0,41	0,388
70	0,51	0,272
95	0,51	0,206
120	0,51	0,161
150	0,51	0,129
185	0,51	0,106
240	0,51	0,0801
300	0,51	0,0641

TABELA 2		
CLASSE 2 - Condutores encordoados para cabos unipolares e multipolares		
Seção Nominal (mm ²)	Número mínimo de fios no condutor	Resistência elétrica máxima a 20°C
	Debo não compactado circular	Fios nus Ω/km
1,5	7	12,1
2,5	7	7,41
4	7	4,61
6	7	3,08
10	7	1,83
16	7	1,15
25	7	0,727
35	7	0,524
50	19	0,387
70	19	0,268
95	19	0,193
120	37	0,153
150	37	0,124
185	37	0,0991
240	61	0,0754

TABELA 3		
CLASSE 4 - Condutores flexíveis para cabos unipolares e multipolares		
Seção Nominal (mm ²)	Diâmetro máximo dos fios no condutor (mm)	Resistência elétrica máxima do condutor a 20°C
		Fios nus Ω/km
0,5	0,31	39,0
0,75	0,31	26,00
1,0	0,31	19,50
1,5	0,41	13,30
2,5	0,41	7,98
4	0,51	4,95
6	0,51	3,300
10	0,51	1,910
16	0,61	1,210
25	0,61	0,780
35	0,68	0,554
50	0,68	0,388
70	0,68	0,272
95	0,68	0,206
120	0,68	0,161
150	0,68	0,129
185	0,68	0,106
240	0,68	0,0801
300	0,68	0,0641

Temperatura Característica dos Condutores

TABELA 5			
Tipo de isolamento	Temperatura máxima para serviço contínuo (condutor) °C	Temperatura limite de carga (condutor) °C	Temperatura limite de curto-circuito (condutor) °C
Policloreto de vinila (PVC) até 300 mm ²	70	100	160
Policloreto de vinila (PVC) maior que 300 mm ²	70	100	140
Borracha etileno-propileno (EPR)	90	130	250
Policloro reticulado (XLPE)	90	130	250

Corrente de Curto-Circuito no Condutor

- Para o cálculo da corrente de curto-circuito utiliza-se a seguinte fórmula:

$$I_{cc} = 340,1 \cdot S \sqrt{\frac{1}{t} \cdot \log \left(\frac{T_{cc} + 234}{T_c + 234} \right)}$$

Onde:

I_{cc} = Corrente de curto-circuito, em A

S = Seção nominal do condutor de cobre, em mm²

t = Tempo de duração do curto-circuito, em S

T_{cc} = Temperatura do condutor durante o curto-circuito, em °C

T_c = Temperatura do condutor em regime permanente, em °C

ANEXO J – CATÁLOGO CABOS CORRENTE ALTERNADA MÉDIA TENSÃO

Média tensão Uso Geral



Construção:

Aplicações:

Características:

Cabo Eprotenax Compact 105 6 até 35kV

- ✓ **CONDUTOR**
(1) Metal: fio de cobre nu, lâmpara mole.
Forma: redonda compacta
Encordoamento: classe 2.
- ✓ **BLINDAGEM DO CONDUTOR**
(2) Camada de composto termofixo semicondutor.
- ✓ **ISOLAÇÃO**
(3) Composto termofixo de borracha EPR 105.
- ✓ **BLINDAGEM DA ISOLAÇÃO**
(4.1) Camada de composto termofixo semicondutor (fácil remoção a frio)
(4.2) Fios de cobre nu.
- ✓ (5) FITILHO DE POLIÉSTER PARA IDENTIFICAÇÃO
- ✓ (6) ENCHIMENTO EXTRUDADO OU PREFORMADO
- ✓ **COBERTURA**
(7) Composto termoplástico de PVC SEM CHUMBO, tipo ST2.

✓ Redes de distribuição subterrâneas e/ou aéreas em sistemas de concessionárias; redes de distribuição subterrâneas e/ou aéreas internas em indústrias e grandes consumidores em geral; entradas de energia de consumidores alimentadas em alta tensão.

✓ Devido a sua excelente resistência térmica, a utilização do EPR 105 permite que os CABOS EPROTENAX COMPACT 105 trabalhem com temperatura de condutor de até 105°C elevando a capacidade de condução de corrente em até 15% quando comparado aos cabos convencionais. Além de tudo, utiliza o conceito já consagrado da linha Eprotenax Compact de isolamento de alto gradiente elétrico, o que resulta em cabos com diâmetros menores e mais leves. O cabo Eprotenax Compact 105 é a melhor alternativa técnica e econômica para redes de distribuição em média tensão até 35 kV. São fabricados com EPR 105 (conforme NBR 6251), que é uma borracha etileno-propileno, especialmente formulada pela Prysmian, de altíssima pureza e qualidade, elaborada com processos industriais avançados. Fabricados em linha de catenária com triplica extrusão, a blindagem do condutor, a isolação e a blindagem da isolação são aplicadas simultaneamente, garantindo ao Cabo Eprotenax Compact 105 alta confiabilidade. Para facilitar a montagem dos acessórios, a blindagem da isolação é de fácil remoção a frio.



TC + SD - S



r min + SD



AG2



Bom



A07



Bom



NBR NM
60322-1



Sem chumbo



Sistema
Qualidade



Máxima
durabilidade



Resistência
à abrasão



Linha
ecológica

MANEIRAS DE INSTALAR RECOMENDADAS



Eletroduto
em canaleta
fechada



Eletroduto
aparente



Eletroduto
em canaleta
ventilada



Canaleta
ventilada



Canaleta
fechada



Fixação
direta



Bandeja



Eletroduto
enterrado



Revestimento
enterrado



Laço

Média tensão

Uso Geral

DA DOS CONSTRUTIVOS

EPROTENAX COMPACT 10S 20/35kV

seção nominal (mm ²)	diâmetro nominal do condutor** (mm)	isolação		blindagem externa** seção nominal (mm ²)	número de condutores	cobertura		peso líquido nominal (kg/km)	acondicionamento bobina (m)
		espessura nominal (mm)	diâmetro nominal (mm)			espessura nominal (mm)	diâmetro nominal (mm)		
50	8,1	8,2	26,3	6,16	1	1,8	32,5	1.390	450
					3	2,9	67,5	5.780	300
70	9,7	7,5	26,4	6,16	1	1,8	32,5	1.550	400
					3	3,0	67,5	6.270	200
95	11,4	7,5	28,1	6,16	1	1,8	34,5	1.850	350
					3	3,1	71,5	7.420	200
120	12,9	7,5	29,5	6,16	1	1,9	36,0	2.130	500
					3	3,2	75,0	9.490	200
150	14,2	7,5	30,9	6,16	1	1,9	37,0	2.420	200
					3	3,3	78,0	10.140	500
185	15,9	6,5	30,4	6,16	1	1,9	37,5	2.660	500
					3	3,3	78,0	12.340	180
240	18,3	6,5	32,9	6,16	1	2,0	39,5	3.280	500
					3	3,4	85,5	14.320	250
300	20,4	6,5	35,5	6,16	1	2,0	42,0	3.910	400
400	23,2	6,5	38,0	6,16	1	2,2	45,5	4.790	400
500	26,2	6,5	41,2	6,16	1	2,2	48,5	5.910	350

* Condutor redondo compacto (veja as superiores mediante consulta). ** Nos cabos multipolares a seção indicada é a de blindagem de cada veio.


Média tensão

Uso Geral

PARÂMETROS ELÉTRICOS








seção nominal (mm ²)	R _{cc} máxima em CC à 20°C (Ω/km)	X _c (Ω.km)	unipolar										tripolar	
			s = 20		s = 13 cm		s = 20 cm		trifólio		banco de dutos		R _{ca}	X _L
			R _{ca}	X _L	R _{ca}	X _L	R _{ca}	X _L	R _{ca}	X _L	R _{ca}	X _L	R _{ca}	X _L
EPROTENAX COMPACT - 15/25 kV														
35	0,524	15,020	0,674	0,242	0,680	0,311	0,684	0,343	0,670	0,172	0,682	0,335	0,669	0,162
50	0,387	12,517	0,499	0,228	0,506	0,298	0,509	0,330	0,495	0,159	0,507	0,321	0,494	0,149
70	0,268	11,329	0,347	0,220	0,353	0,286	0,357	0,318	0,343	0,151	0,355	0,309	0,343	0,141
95	0,193	10,229	0,252	0,213	0,257	0,274	0,261	0,306	0,248	0,144	0,259	0,297	0,247	0,134
120	0,153	9,433	0,201	0,208	0,206	0,265	0,210	0,297	0,197	0,138	0,207	0,288	0,196	0,129
150	0,124	8,754	0,164	0,203	0,169	0,257	0,172	0,289	0,161	0,134	0,170	0,280	—	—
185	0,099	8,130	0,133	0,199	0,137	0,249	0,140	0,281	0,129	0,130	0,138	0,273	—	—
240	0,075	6,818	0,103	0,192	0,107	0,239	0,110	0,271	0,100	0,123	0,108	0,263	—	—
300	0,060	6,273	0,084	0,189	0,087	0,231	0,090	0,263	0,081	0,119	0,088	0,255	—	—
400	0,047	5,583	0,068	0,184	0,070	0,220	0,073	0,252	0,065	0,114	0,071	0,243	—	—
500	0,037	5,112	0,055	0,181	0,057	0,212	0,060	0,244	0,053	0,111	0,058	0,235	—	—
EPROTENAX COMPACT - 20/35 kV														
50	0,387	16,288	0,499	0,243	0,504	0,298	0,507	0,330	0,495	0,174	0,505	0,322	—	—
70	0,268	14,033	0,347	0,231	0,352	0,286	0,356	0,318	0,343	0,162	0,353	0,309	—	—
95	0,193	12,761	0,252	0,223	0,256	0,274	0,260	0,306	0,248	0,154	0,257	0,298	—	—
120	0,153	11,831	0,201	0,218	0,205	0,265	0,208	0,297	0,197	0,148	0,206	0,289	—	—
150	0,124	11,032	0,164	0,213	0,168	0,257	0,171	0,289	0,160	0,143	0,169	0,281	—	—
185	0,099	9,247	0,133	0,204	0,136	0,249	0,140	0,281	0,129	0,134	0,138	0,273	—	—
240	0,075	8,400	0,103	0,199	0,106	0,239	0,109	0,271	0,100	0,129	0,107	0,263	—	—
300	0,060	7,757	0,084	0,195	0,086	0,231	0,090	0,263	0,081	0,125	0,088	0,255	—	—
400	0,047	6,936	0,068	0,190	0,070	0,220	0,073	0,252	0,065	0,120	0,071	0,244	—	—
500	0,037	6,373	0,055	0,186	0,057	0,212	0,059	0,244	0,053	0,117	0,057	0,235	—	—

ANEXO K – DADOS PARA CÁLCULOS DE AJUSTES DO RELÉ SECUNDÁRIO

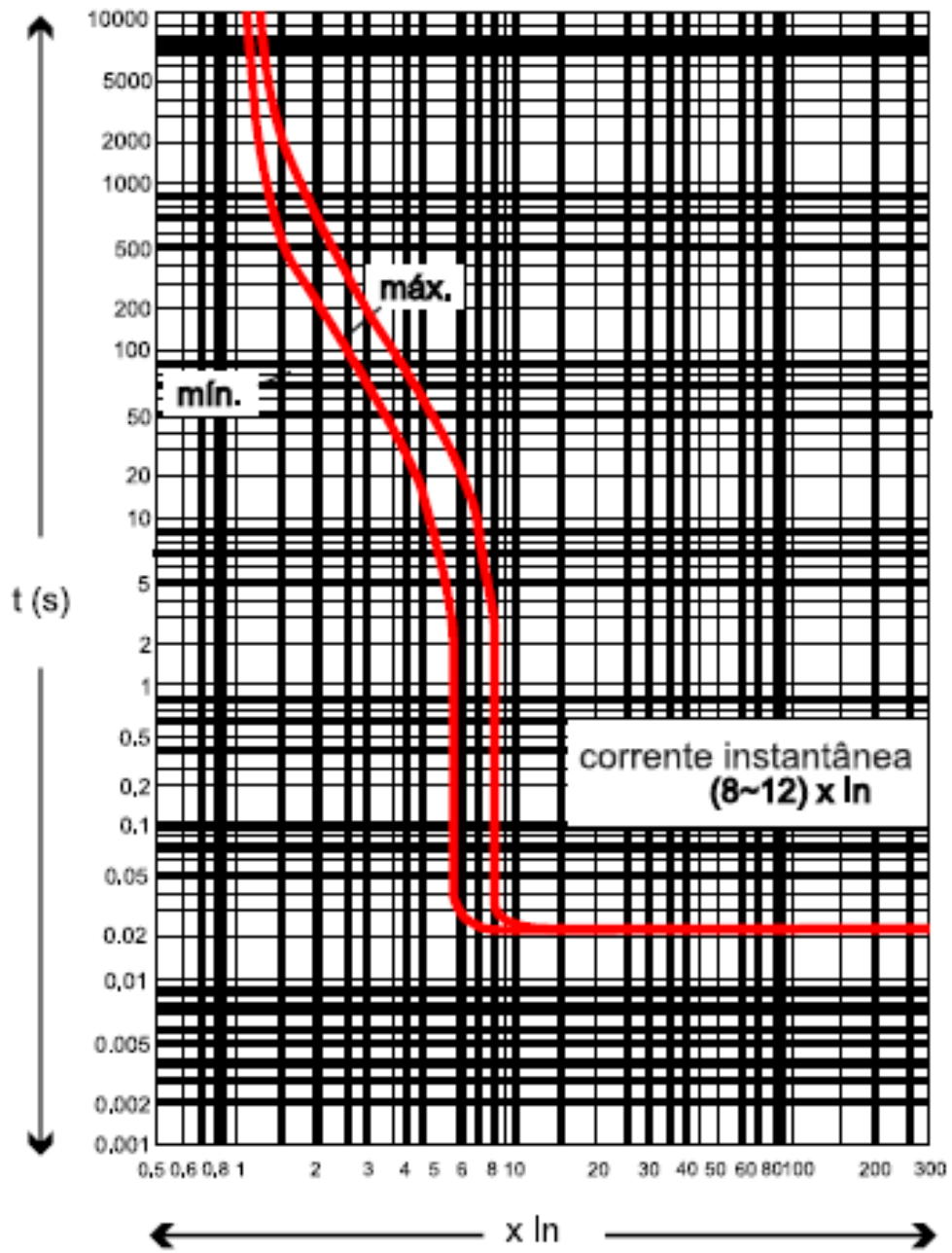
 Celesc Distribuição S.A.		DADOS PARA CÁLCULO DE AJUSTES DE RELÉ SECUNDÁRIO		
CONSUMIDOR:				
ENDEREÇO:				
SUBESTAÇÃO: LVR-B2				
LOCAL PROTEÇÃO CELESC: LVR09				
EQUIPAMENTO DE PROTEÇÃO DA CELESC				
EQUIPAMENTO: RELÉ				
MODELO: FASE: NEUTRO:				
TIPO: CHAVE FUSÍVEL RAMAL(ELO 25K)				
TENSÃO: 23 KV				
		NEUTRO	FASE	
CORRENTE DE DISPARO:		-	-	
NÚMERO DE OPERAÇÕES RÁPIDAS:		-	-	
CURVA DE OPERAÇÃO RÁPIDA:		-	-	
NÚMERO DE OPERAÇÕES LENTAS:		-	-	
CURVA DE OPERAÇÃO LENTA:		-	-	
CORRENTES DE CURTO NO PONTO DE CONEXÃO DO CONSUMIDOR				
FASE TERRA	FASE TERRA MÍNIMO	FASE TERRA ASSIMÉTRICA	TRIFÁSICA	TRIFÁSICA ASSIMÉTRICA
922 A	272 A	948 A	1337 A	1343 A
IMPEDÂNCIA ACUMULADA NO PONTO DE CONEXÃO				
R0	X0	R1	X1	
1,579 p.u.	4,262 p.u.	1,234 p.u.	1,415 p.u.	
IMPEDÂNCIA DE FALTA				40 ohms
OBSERVAÇÕES:				
CURVA DE "TEMPO X CORRENTE" DA PROTEÇÃO DA CELESC EM ANEXO				
MVA base = 100 MVA				
kV base = 23,000 kV				
I base = 2510 A				

ANEXO L – DATASHEET DISJUNTORES CAIXA MOLDADA - MARKIS

2. Especificação dos códigos

Frame e Dimensões AxLxP (mm)	In (A)	Un (V)	Uf (V)	SÉRIE LS					Código STECK	SÉRIE LH					Código STECK
				220V	400V	440V	500V	690V		220V	400V	440V	500V	690V	
Frequência N° Polos				50/60 3						50/60 3					
 63 135 x 76 x 74	10	440	800	42/21	25/18	20/10	-	-	SDLS10C	65/32	50/30	30/15	-	-	SDLH10C
	15								SDLS15C						SDLH15C
	20								SDLS20C						SDLH20C
	25								SDLS25C						SDLH25C
	32								SDLS32C						SDLH32C
	40								SDLS40C						SDLH40C
	50								SDLS50C						SDLH50C
63	SDLS63C	SDLH63C													
 100 LS 150x92x68 LH 100x92x87	15	690	800	42/30	35/27	20/10	10/5	3/2	SDLS16	65/32	50/30	42/21	25/13	8/4	SDLH16
	20								SDLS20						SDLH20
	25								SDLS25						SDLH25
	30								SDLS30						SDLH30
	40								SDLS40						SDLH40
	50								SDLS50						SDLH50
	63								SDLS63						SDLH63
	70								SDLS70						SDLH70
	80								SDLS80						SDLH80
	100								SDLS100						SDLH100
 225 LS 165x107x87 LH165x107x104	125	690	800	42/30	35/27	20/10	10/5	5/3	SDLS125	65/32	50/30	42/21	25/13	8/4	SDLH125
	150								SDLS150						SDLH150
	160								SDLS160						SDLH160
	175								SDLS175						SDLH175
	180								SDLS180						SDLH180
	200								SDLS200						SDLH200
	225								SDLS225						SDLH225
	 400 257x140x100								250						690
300		SDLS300	SDLH300												
315		SDLS315	SDLH315												
350		SDLS350	SDLH350												
400		SDLS400	SDLH400												
 630 270x182x108	450	690	800	50/25	35/18	30/15	15/7	12/6	SDLS450	85/43	50/25	42/21	25/13	12/6	SDLH450
	500								SDLS500						SDLH500
	600								SDLS600						SDLH600
	630								SDLS630						SDLH630
 800 280x210x103	700	690	800	50/25	35/18	30/15	15/7	12/6	SDLS700	85/43	50/25	42/21	25/13	15/8	SDLH700
	800								SDLS800						SDLH800
 1250 406x210x141	1000	690	800	-	-	-	-	-	-	85/43	65/33	55/23	25/13	10/5	SDLH1000
	1250								-						SDLH1250
	-								-						-
	-								-						-

Frame 800



ANEXO M – DATASHEET DISJUNTOR TMAX T8 - ABB

General characteristics

The Tmax T8 size has both circuit breakers and molded case switches (MCS). The following tables show the main characteristics of these ranges.

Circuit breakers for power distribution

			Tmax T8
Frame size		[A]	1600/2000/2500/3000
Number of poles		[No]	3/4
Rated voltage	(AC) 50-60 Hz	[V]	600
	(DC)	[V]	-
Test voltage (1 min) 50-60 Hz		[V]	3000
Interrupting ratings		[kA rms]	V
	240 V AC	[kA rms]	125
	480 V AC	[kA rms]	125
	600 V AC	[kA rms]	100
Trip units	Electronic	PR232/P-T8	■
		PR331/P	■
		PR332/P	■
Dimensions fixed version (3p)	H	[in-mm]	15.0 - 382
	W	[in-mm]	16.8 - 427
	D	[in-mm]	11.2 - 282
Mechanical life		[operations]	15000
Weight (fixed 3p)	1600/2000/2500 A	[lbs]	161
	3000 A	[lbs]	238

Molded case switches (MCS)

The Tmax T8 MCS are derived from the corresponding circuit breakers, of which they keep the overall dimensions, the versions, the fixing systems and the possibility of mounting accessories unchanged. This version only differs from the circuit breakers in the absence of the protection trip units. All molded case switches comply with the UL 489 and CSA C22.2 Standards and are self-protected.

			Tmax T8V-D
Rating		[A]	2000/2500/3000
Poles		[No]	3/4
Magnetic override		[A]	40000
Rated voltage	AC (50-60 Hz)	[V]	600
	DC	[V]	-

T8 1600/2000/2500/3000 – PR331/P

Functions L-S-I

Note: For T8 $I_n = 3000\text{ A} \Rightarrow I_{jmax} = 12 \times I_n$

