

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

GUILHERME HENRIQUE ALVES

**PROJETO E ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA
INSTALAÇÃO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS NO SETOR
INDUSTRIAL**

São Carlos

2016

GUILHERME HENRIQUE ALVES

**PROJETO E ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA
INSTALAÇÃO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS NO SETOR
INDUSTRIAL**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Quadros Machado

São Carlos

2016

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

A943p Alves, Guilherme Henrique
 PROJETO E ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA
INSTALAÇÃO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS NO SETOR INDUSTRIAL
/ Guilherme Henrique Alves; orientador Ricardo Quadros
Machado. São Carlos, 2016.

 Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2016.

 1. Análise econômica. 2. Energia fotovoltaica. 3.
Geração Distribuída. 4. Projeto. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Guilherme Henrique Alves

Título: "Projeto e análise da viabilidade econômica da instalação de painéis fotovoltaicos no setor industrial"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 23 / 11 / 16,

com NOTA 9,5 (nove , cinco), pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Ricardo Quadros Machado - Orientador - SEL/EESC/USP

Prof. Adjunto Emerson Carlos Pedrino - UFSCar

Mestre Elian João Agnoletto - Doutorando - SEL/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior

*Dedico este trabalho a todos que acreditam
na educação, honestidade e empenho
como principais aliados à transformação do Brasil.*

Agradecimentos

A Universidade de São Paulo pelo ambiente criativo e oportunidades.

Aos meus pais, pelo amor, incentivo e apoio incondicional.

A todos os professores do curso, que foram tão importantes na minha vida acadêmica e no desenvolvimento deste trabalho, em especial ao Dr. Ricardo Quadros Machado.

Em especial a Vitória Lane Rossi, pelo companheirismo, amor e auxílio em todos os momentos da minha vida e deste trabalho.

A Elizabeth K. Ovando pelo auxílio.

A Vinicius Ferraz Reis por toda troca de conhecimento e experiência durante a graduação e por ser um grande amigo.

A todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigado.

*“O segredo da sabedoria, do poder e do conhecimento é a humildade.”
(Ernest Hemingway)*

Resumo

ALVES, G. H. **Projeto e análise da viabilidade econômica da instalação de painéis fotovoltaicos no setor industrial.** Trabalho de conclusão de curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos. 2016.

Atualmente, o estudo da viabilidade da instalação de painéis fotovoltaicos é altamente importante devido à necessidade de utilizar novas fontes alternativas de energia, impulsionada pelo esgotamento das fontes em uso (água, petróleo, etc.), crescimento da população brasileira, aumento da demanda de energia e diversas questões ambientais. Desse modo, como o setor industrial é responsável pelo consumo de aproximadamente 42,4 % da energia elétrica há uma grande necessidade da expansão do parque gerador para atender a demanda por energia elétrica no país. É fato conhecido que o Brasil possui uma grande capacidade de exploração de energia proveniente do Sol, o que em países desenvolvidos já é uma realidade quando se trata do aproveitamento desse recurso para geração de eletricidade. Assim, indústrias cobrem seus prédios e estacionamentos com painéis solares, e até mesmo setores públicos e residências aproveitam seus espaços para a geração de energia. Portanto, neste trabalho será mostrado como um consumidor industrial pode começar a explorar essa fonte de energia inesgotável, os problemas que serão enfrentados em relação aos custos, as suas vantagens e desvantagens, e se há ou não benefícios econômicos.

Palavras-chaves: Projeto, energia solar, setor industrial, custo da energia solar, vantagens, análise econômica.

Abstract

ALVES, G. H. **Project and analysis of the feasibility of installing photovoltaic panels in the industry.** Final Project – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos. 2016.

The study of the feasibility of installing photovoltaic panels currently is highly important because of the need for new alternative sources of energy, driven by the depletion of sources in use (water, oil, etc.), growth of the population, increased demand energy, for environmental reasons. As the industrial sector is responsible for the consumption of approximately 42.4% of the electricity there is a great need for expansion of generating capacity to meet this demand. In this context, Brazil has a large energy holding capacity from the sun. In developed countries it is already common harness this resource for electricity generation in which industries cover their buildings, parking lots and even public sectors and residences enjoy their spaces for the generation of energy. With this favorable context for the generation of energy through the sun, this work shows how an industrial consumer can start exploring this inexhaustible source of energy, the problems that will be faced in relation to costs, its advantages and disadvantages and whether or not economic benefits.

Key-words: Project, solar energy, industry, cost of solar energy, advantages, economic analysis.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Incidência de sol no Brasil (fonte: Atlas Brasileiro de energia solar). . .	28
Figura 2 – Site da CRESESB CEPEL (acesso: Junho/2016).	29
Figura 3 – Diagrama representativo do sistema conectado.	29
Figura 4 – Diagrama representativo do sistema isolado.	30
Figura 5 – Representação do módulo fotovoltaico (Fonte: NBR 10899).	31
Figura 6 – Hierarquia fotovoltaica (fonte: LEVA, SALERNO, CAMINHO, 2004). .	31
Figura 7 – Estrutura de uma célula fotovoltaica (Fonte: Bluesol Educacional). . .	33
Figura 8 – Exemplo de curva IxV de um painel solar (fonte: MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, 2016).	34
Figura 9 – Curvas IxV em função da radiação solar e temperatura (Fonte: Fabricante Canadian Solar).	35
Figura 10 – Associação em série de painéis fotovoltaicos.	35
Figura 11 – Associação em paralelo de painéis fotovoltaicos.	36
Figura 12 – Simbologia para inversor de frequência.	36
Figura 13 – Exemplo de inversor solar fotovoltaico (Fonte: Site do fabricante ABB). .	36
Figura 14 – Sistema de compensação de energia elétrica (fonte: ANEEL).	37
Figura 15 – Exemplo do circuito lógico de um controlador de carga.	38
Figura 16 – Exemplo da aplicação de um DPS.	41
Figura 17 – Exemplo da instalação do diodo de bloqueio.	41
Figura 18 – Exemplo da instalação de um fusível (Fonte: ABB GROUP).	42
Figura 19 – Sistema com aterramento centralizado.	43
Figura 20 – Fluxograma de etapas de conexão à rede (Fonte: Resolução Aneel 482/2012).	45
Figura 21 – Consumo de energia do prédio 1.	54
Figura 22 – Local de instalação dos painéis (Fonte: Extraído do Google Earth). . .	55
Figura 23 – Irradiação solar no plano inclinado ao longo do ano em São Carlos (Fonte: SunData).	56
Figura 24 – Curva de potência x eficiência do inversor ABB (Fonte: ABB GROUP). .	58
Figura 25 – Estrutura de fixação dos painéis em solo (fonte: Krannich-solar)	59
Figura 26 – Geração e consumo de energia ao longo do primeiro ano do investimento. .	63
Figura 27 – Geração e consumo de energia ao longo da vida útil do projeto.	64
Figura 28 – Fluxo de caixa do projeto ao longo do horizonte de projeção	67
Figura 29 – Valor presente líquido do projeto ao longo do horizonte de projeção. . .	68
Figura 30 – Capacidade de condução de corrente, em AMPERES, para condutores de cobre (fonte: Prysman, 2016)	105

Figura 31 – Capacidade de condução de corrente, em AMPERES, para cabos isolados em termofixo, dentre eles o cabo Eprotenax Gsette (fonte: Prysman, 2016) 106

Lista de tabelas

Tabela 1 – Perdas estimadas em sistemas fotovoltaicos (Fonte: Laronde, R. adaptado)	44
Tabela 2 – Síntese das etapas de acesso da CPFL (Fonte: GED 15303).	46
Tabela 3 – Consumo anual de energia elétrica do Prédio 1	53
Tabela 4 – Base de dados de irradiação solar diária média mensal (Fonte: Baseado na tabela SunData)	55
Tabela 5 – Base de dados de irradiação solar diária média mensal (Fonte: NREL,2016)	56
Tabela 6 – Estimativa das perdas nos cabos	59
Tabela 7 – Orçamento e valor final do projeto	61
Tabela 8 – Geração e consumo de energia ao longo do primeiro ano do investimento	62
Tabela 9 – Energia gerada ao longo da vida útil do projeto	63
Tabela 10 – Valor da tarifa da energia projetado ao longo do projeto	65
Tabela 11 – Valor das variáveis econômicas no período do investimento	66
Tabela 12 – Análise econômica da planta de minigeração	66
Tabela 13 – Ranking do <i>payback</i> da energia solar em capitais brasileiras (fonte: COMERC ENERGIA adaptado).	69

Sumário

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	Objetivo	25
1.2	Estrutura do trabalho	26
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	27
2.1	Fonte de energia: Sol	27
2.2	Sistema fotovoltaico	28
2.2.1	Sistema conectado (<i>on-grid</i>)	28
2.2.2	Sistema isolado (<i>off-grid</i>)	30
2.3	Componentes do sistema fotovoltaico	30
2.3.1	Células e módulos fotovoltaicos	31
2.3.1.1	Funcionamento físico: Efeito Fotovoltaico	32
2.3.1.2	Características elétricas dos módulos fotovoltaicos	33
2.3.2	Inversor Solar	36
2.3.3	Medidor Bidirecional	37
2.3.4	Controlador de Carga	37
2.3.5	Banco de Bateria	38
2.3.6	Condutores	38
2.3.7	Disjuntores	39
2.3.8	Seccionadores	40
2.3.9	Dispositivo de proteção contra surto (DPS)	40
2.3.10	Diodo de bloqueio	40
2.3.11	Fusível de proteção da série fotovoltaica	41
2.3.12	Aterramento	42
2.4	Perdas estimadas em instalações fotovoltaicas	43
2.5	Normas técnicas para projeto	44
2.6	Acessos à rede de energia elétrica	45
2.7	Programas de incentivos	46
2.7.1	Resolução Normativa ANEEL 482/2012	47
2.7.2	Programa de desenvolvimento de geração distribuída (ProGD)	47
2.8	Indicadores para análise de viabilidade econômica do projeto	48
2.8.1	Fluxo de caixa	48
2.8.2	Valor presente líquido (VPL)	48
2.8.3	Taxa interna de retorno (TIR)	49
2.9	Payback descontado	49

3	METODOLOGIA	51
4	RESULTADOS	53
4.1	Consumo energético	53
4.2	Local de instalação dos painéis	54
4.3	Medições da radiação solar	54
4.4	Dimensionamento dos componentes do sistema	56
4.4.1	Painel fotovoltaico	56
4.5	Inversor Solar	57
4.6	Cabeamento	58
4.7	Proteção	59
4.8	Estrutura de fixação dos painéis	59
4.9	Diagrama Unifilar	60
4.10	Diagrama Elétrico	60
4.11	Levantamento do valor dos componentes	60
4.12	Geração de energia esperada	62
4.13	Análise da viabilidade econômica	64
4.13.1	Taxas e tributações	64
4.14	Comparação do tempo de retorno do investimento com os valores da análise da COMERC ENERGIA	67
5	CONCLUSÕES	71
5.1	Sugestão para trabalhos futuros	71
	APÊNDICE A – DIAGRAMA UNIFILAR DO PROJETO	77
	APÊNDICE B – DIAGRAMA ELÉTRICO DO PROJETO	81
	APÊNDICE C – LAYOUT DA PLANTA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	93
	ANEXO A – CATÁLOGO DO PAINEL FOTOVOLTAICO UTILIZADO NO PROJETO	95
	ANEXO B – CATÁLOGO DO INVERSOR SOLAR UTILIZADO NO PROJETO	99
	ANEXO C – TABELAS PARA DIMENSIONAMENTO DOS CABOS	105

1 Introdução

O desenvolvimento do Brasil, em especial do setor industrial promoveu um aumento da utilização de equipamentos elétricos, o que provocou um aumento na demanda de energia elétrica de forma exponencial nas últimas décadas.

Tal expansão não foi acompanhada na mesma taxa pelo setor de energia, Para elucidar o problema entre consumo e transmissão, no Estado do Mato Grosso e suas divisas respondem por cerca de 60% da produção de grãos e fibras nacionais. Infortunadamente, as empresas dessa região são as mais penalizadas pela distância e custos em relação à distribuição da energia elétrica, provocando uma diminuição no potencial da sua produção.

Além disso, vê-se a água tornando-se um bem cada vez mais escasso, ainda que o Brasil possua uma grande malha hidrográfica, haja vista fenômenos de secas impactarem diretamente na matriz energética brasileira. Tal fato ocorre pois a maior parte da eletricidade produzida é de origem hidráulica, portanto, é necessário diversificar a matriz energética, investindo em fontes de energia alternativa para atender a demanda.

Outro ponto importante é que o Sistema Elétrico de Potência (SEP) brasileiro antes da década de 90 era essencialmente passivo, ou seja, era responsável por entregar unidirecionalmente energia elétrica das usinas de grande porte aos consumidores, passando pelos estágios de geração, transmissão e distribuição. Após esse período, o sistema elétrico de potência adaptou-se, devido à introdução do conceito de Geração Distribuída (GD), a qual é definida por um número maior de pequenos geradores de energia complementando a geração das usinas de grande porte, objetivando solucionar os problemas supracitados.

Diante desse contexto, houve o aumento da viabilidade das pequenas centrais geradoras, o que gerou grandes vantagens, como a disponibilidade de energia próxima ao consumidor, atendimento a pontos isolados do sistema de transmissão, uso de tecnologias alternativas (eólica, solar, entre outras), possibilidade de produção em pequena escala, diminuição da concentração do impacto ambiental e ampliação da matriz energética.

Além disso, no Brasil existe a grande disponibilidade do aproveitamento da energia solar fotovoltaica. Devido à localização intertropical do país, há grande radiação solar recebida em uma vasta parte do território brasileiro. Assim, com a diminuição dos impostos sobre os sistemas fotovoltaicos, espera-se que haja um aproveitamento cada vez maior da energia proveniente do Sol, por ser uma matéria prima limpa, abundante, renovável e sem custos financeiros.

Simplificadamente, essa energia funciona basicamente pela incidência dos raios solares nas placas coletoras, as quais podem ser instaladas tanto no telhado de um edifício,

quanto em uma área livre da fábrica, garantindo a independência fabril em relação à rede de distribuição.

Não obstante, pela análise entre demanda e geração, é vantajosa a instalação de painéis fotovoltaicos em indústrias, já que o horário de pico de demanda acontece durante o dia em horários nos quais há grande incidência solar, portanto, toda a carga gerada é consumida simultaneamente, sem a utilização do sistema de distribuição.

Dessa maneira, ainda que a radiação solar seja variável ao longo do ano, a radiação global horizontal, a qual é aproveitada pela geração fotovoltaica, possui baixa variação. Assim, mesmo a variabilidade interanual em relação à média do longo prazo, é menor que a observada na geração eólica ou hidrelétrica. Então, a geração fotovoltaica tem menor dependência do comportamento temporal quando comparada àquelas anteriormente citadas. Tal fato, facilita a integração da energia solar ao sistema da empresa, já que são mais reduzidas as incertezas quanto à disponibilidade de energia e quanto ao retorno do investimento.

1.1 Objetivo

A partir do cenário elucidado anteriormente, neste trabalho, pretende-se desenvolver um projeto de instalação de placas fotovoltaicas e analisar seu custo-benefício. Para isso, será feito um estudo de caso com uma indústria do ramo de materiais escolares, sendo que os levantamentos do custo total de implementação serão feitos através do projeto desenvolvido pelo aluno e o contato com empresas brasileiras fornecedoras de equipamentos para a geração. Além disso, como a empresa consome um valor muito alto de energia elétrica, será feito um projeto piloto para instalar uma demanda menor que se pague em um tempo menor que 10 anos e tenha um investimento de até R\$ 2 milhões.

Portanto, os principais objetivos do trabalho, são:

- Dimensionar o sistema fotovoltaico para atender uma parcela da demanda de energia;
- Orçar componentes de fabricantes homologados na fábrica;
- Projeto elétrico;
- *Layout* da usina fotovoltaica;
- Atender os principais procedimentos para conexão com a rede de distribuição;
- Calcular as variáveis econômicas: valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR), *Payback*;
- Compreender em quais aspectos o projeto é viável economicamente.

1.2 Estrutura do trabalho

Além da introdução já apresentada, este trabalho possui mais cinco capítulos, organizados da seguinte forma:

- **Capítulo 2:** contém a revisão bibliográfica, na qual faz cerne a todas as informações necessárias para um projeto de uma planta de geração fotovoltaica e as principais ferramentas para análise de viabilidade econômica.
- **Capítulo 3:** descreve a metodologia, isto é, o problema proposto e como ele será abordado.
- **Capítulo 4:** Neste capítulo serão apresentados os principais resultados do projeto e será feita a análise da viabilidade econômica do projeto.
- **Capítulo 5:** conclusões, traz as principais reflexões obtidas com relação a este trabalho e propõe ideias para novos trabalhos.

2 Revisão Bibliográfica

2.1 Fonte de energia: Sol

O Sol é uma fonte inesgotável de energia, tanto como fonte de calor quanto como fonte de luz. Mensura-se que a energia do Sol que chega à Terra é da ordem de $15 \cdot 10^{15} MWh$ por ano, o que equivale a 10 mil vezes o consumo mundial de energia no mesmo período (GREENPRO,2004).

Segundo o Ministério de Minas e Energia, o Brasil, por estar localizado relativamente próximo à faixa do Equador, possui um grande índice de radiação solar, um dos mais altos do mundo, estimado em mais de 140.000 MW, o que representa 50% a mais do que toda a energia utilizada no país atualmente. Assim, na Figura 1 é possível ver o potencial do país por região, sendo que o valor máximo de irradiância nacional ($6.5 kWh/m^2.dia$) ocorre no norte do estado da Bahia, área que apresenta um clima semiárido com baixa precipitação ao longo do ano e baixa média anual de cobertura de nuvens. Já a menor radiação solar nacional é $4,25 kWh/m^2.dia$ e ocorre em Santa Catarina.

Em geral, no Brasil, a radiação média anual varia de 1.2 a $2.4 MWh/m^2.ano$, valores que são superiores à maioria dos países europeus que investem nessa tecnologia. A nível de comparação, a região mais ensolarada da Alemanha apresenta índices em torno de $1.3 MWh/m^2.ano$, entretanto ela possui cerca de 3 vezes a potência de Itaipu instalada em energia fotovoltaica (38.200 MW), enquanto o Brasil possui apenas 23 MW, o que corresponde a 0.06 % da potência instalada em energia fotovoltaica da Alemanha. Fato que confirma o grande potencial de exploração dessa energia no Brasil.

Inicialmente, para realizar o estudo da viabilidade da instalação de painéis fotovoltaicos é necessário determinar a potência solar incidente por unidade de superfície de forma próxima à real. Para isso existem diversas formas de determinar o índice solarimétrico da região; uma delas é através do site da CRESESB CEPEL (2016), no qual de posse das coordenadas geográficas da região que se deseja instalar os painéis é possível verificar o índice solarimétrico das três localidades mais próximas do local informado (FIGURA 2).

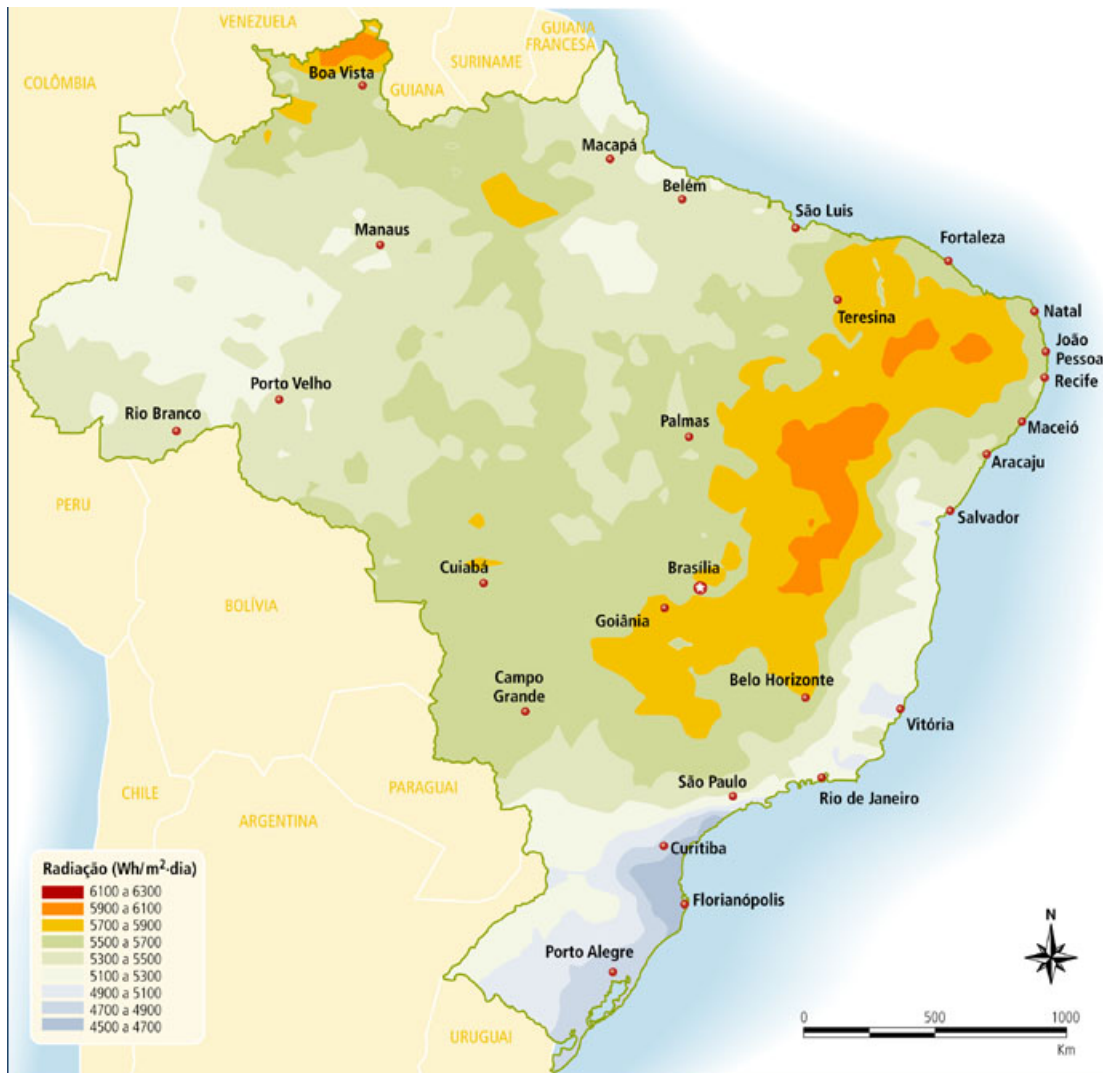


Figura 1 – Incidência de sol no Brasil (fonte: Atlas Brasileiro de energia solar).

2.2 Sistema fotovoltaico

Aqui serão introduzidos os componentes do sistema fotovoltaico e as configurações possíveis: sistemas conectados (*on-grid*) - conectados à rede pública; sistemas isolados (*off-grid*) - desconectados da rede pública; sistemas híbridos - o qual mescla as características dos dois primeiros

2.2.1 Sistema conectado (*on-grid*)

O sistema conectado, que também pode ser chamado de *on-grid* ou *grid-tie*, envia energia para a rede quando a geração é maior que o consumo, e retira dela quando o consumo é maior que a geração. Portanto, a rede funciona como um grande banco de baterias, ora armazenando o excedente da energia, ora suprindo em horários de maior demanda. Com isso, o usuário só paga para a concessionária quando consome mais do que gera, e, caso produza mais do que está consumindo, ele recebe créditos de acordo com a



Figura 2 – Site da CRESESB CEPEL (acesso: Junho/2016).

resolução normativa da ANEEL (482/2012).

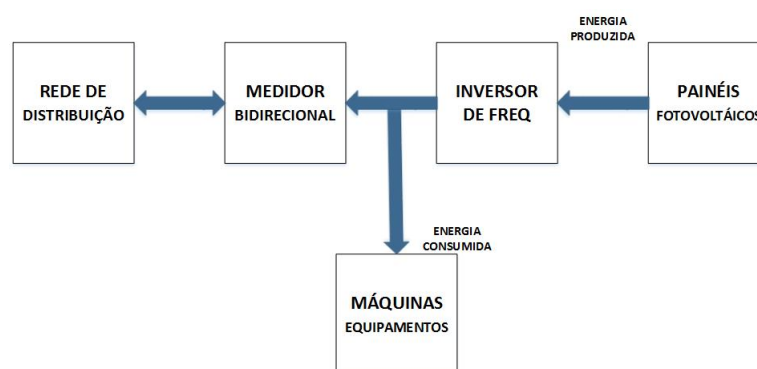


Figura 3 – Diagrama representativo do sistema conectado.

Pelo diagrama esquemático da Figura 3 é possível ver que os componentes desse sistema são:

- Painéis fotovoltaicos;
- Inversor de frequência;
- Medidor bidirecional.

2.2.2 Sistema isolado (*off-grid*)

Os sistemas isolados ou autônomos para geração de energia são caracterizados por não se conectar à rede elétrica. Assim, ele abastece diretamente os aparelhos que utilizarão a energia, e são, geralmente, construídos com um propósito local e específico, como por exemplo, para abastecer locais remotos já que muitas vezes é o modo mais econômico.

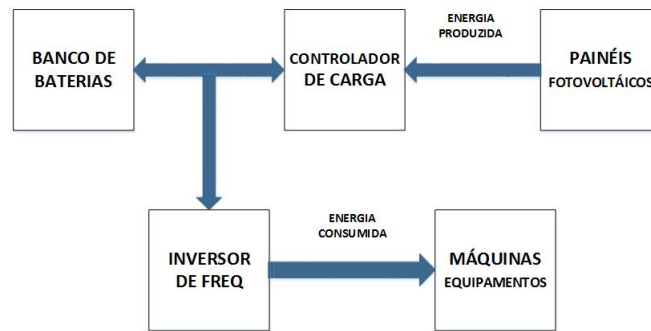


Figura 4 – Diagrama representativo do sistema isolado.

Pelo diagrama esquemático da Figura 4 é possível ver que os componentes desse sistema são:

- Bancos de bateria;
- Controlador de carga;
- Inversores;
- Painéis fotovoltaicos.

Neste trabalho, será dado enfoque em sistemas conectados à rede, pois para a indústria é mais viável que não haja independência total da energia fornecida pela concessionária. Tal fato se dá, para que, caso haja uma eventual redução na produção de energia, ou qualquer problema com o sistema, o consumidor não ficará prejudicado, e, de certa forma, é melhor ter as duas opções disponíveis que apenas uma. Além disso, o sistema ligado à rede não necessita de um banco de baterias e de controladores de carga, os quais possuem um alto custo.

2.3 Componentes do sistema fotovoltaico

Conforme introduzido na seção anterior, os arranjos fotovoltaicos consistem na associação de módulos fotovoltaicos, conexões, diodos de proteção, dispositivos de controle, armazenamento e estruturas de suporte. Sabe-se que o módulo é o dispositivo gerador que consiste num conjunto de células fotovoltaicas interligadas e conectadas, e que a

estrutura de sustentação dos módulos utiliza materiais comuns, tais como aço galvanizado ou alumínio. Além disso, podem ainda estar presentes no arranjo, dispositivos de orientação do painel segundo o movimento do Sol.

Aqui serão apresentados e explicados todos os componentes necessários para a instalação do sistema, tanto conectados, quanto isolados, e também serão feitas considerações de projeto.

2.3.1 Células e módulos fotovoltaicos

Segundo a NBR 5410 (2012) , o módulo fotovoltaico é uma unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o fim de gerar energia elétrica. Como ilustrado na Figura 5, tem-se o símbolo que representa um circuito equivalente para um módulo fotovoltaico.



Figura 5 – Representação do módulo fotovoltaico (Fonte: NBR 10899).

A célula fotovoltaica foi descoberta pelo físico francês Alexandre Edmond Becquerel, em 1839, quando notou uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de matéria semicondutora devido à incidência de luz. Assim, são necessárias 10, 50, ou 100 células (Figura 6) interligados em série para montar um painel fotovoltaico (módulos fotovoltaicos), as quais são interligadas em conjunto a fim de se obter níveis de tensão e corrente de projeto (MANUAL DA ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, 2016).

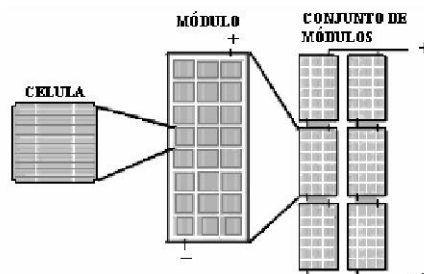


Figura 6 – Hierarquia fotovoltaica (fonte: LEVA, SALERNO, CAMINHO, 2004).

Em relação aos materiais e tecnologias existentes, as mais difundida e utilizadas são as células de silício cristalino que correspondem a aproximadamente 85% do mercado mundial.

Para dimensionar o painel, será necessário escolher a tecnologia (mono, poli thin-film, etc.), a área disponível para instalação, o tipo de superfície, durabilidade e estabilidade desejada. Tais opções implicam diretamente na aplicação desejada, seu custo e benefício. Além disso, deve-se atentar às corrente e tensão dos painéis, já que não podem ter essas características diferentes, sendo, então, aconselhável que tenham características semelhantes.

Outrora, um fato importante em relação à tensão do painel é que para sistemas *off-grid* tensões acima da nominal da bateria serão um fator de ineficiência, pois o controlador de carga não permitirá que essa tensão elevada passe para a bateria. Todavia, no sistema *on-grid* são recomendadas tensões maiores.

Em relação à instalação dos painéis, eles devem ser direcionados para o norte geográfico, ou seja, para localidades que estão no hemisfério sul do nosso planeta e o local deve ser seguro, evitando-se o acesso de animais e pessoas, evitando instalar onde haja sombreamento, mesmo que durante parte do dia, pois causa perdas de eficiência e até a deterioração acentuada de células, mas também deve ser instalado o mais próximo do centro consumidor.

Um fato importante na escolha do módulo é observar se possuem as certificações de qualidade, tais como ISO 9001, e se possuem a classificação de eficiência do INMETRO.

2.3.1.1 Funcionamento físico: Efeito Fotovoltaico

A maioria das placas são fabricadas com silício, material semicondutor, que normalmente é obtido através da areia por métodos adequados de tratamento. O cristal de silício puro é um mal condutor, portanto, devem ser acrescentadas porcentagens de outros materiais através de um método que se denomina dopagem.

Por seus átomos possuírem quatro elétrons na camada de valência, quando adicionado átomos com cinco elétrons de ligação, como o fósforo, haverá um elétron em excesso que não será emparelhado e ficará fracamente ligado ao seu átomo de origem. Desse modo, pouca energia térmica faz com que este elétron livre vá para a banda de condução. Então, diz-se que o fósforo é um dopante doador de elétrons e denomina-se dopante N. Entretanto, no silício tipo P, se o átomo introduzido tiver apenas três elétrons na camada de valência, como o boro, haverá falta de elétrons nas ligações com os átomos de silício. Essa situação caracteriza um buraco ou lacuna, e, devido a isso, com pouca energia térmica um elétron de um local vizinho pode passar a esta posição, fazendo com que o buraco se preencha.

Outro fato necessário a ser ressaltado é que cada célula solar compõe-se de camada de material tipo N e outra com maior espessura de material tipo P, separadamente, ambas as partes são eletricamente neutras. Contudo, ao serem unidas na junção PN forma-se um campo elétrico devido aos elétrons livres do silício tipo N que ocupam os vazios da

estrutura do silício tipo P.

Assim, se a junção PN for exposta a fótons com energia maior que o gap, ocorrerá a geração de pares elétron-lacuna. Entretanto, se isto ocorrer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando, assim, uma corrente através da junção. Então, devido a este deslocamento de cargas origina-se uma diferença de potencial, o qual é denominado Efeito Fotovoltaico. Em sequência, por meio de um condutor inserido nos terminais da célula, gera-se um fluxo de elétrons, e, enquanto a luz incidir na célula, o fluxo irá se manter e cada célula gerará uma tensão em média de 0,4 a 0,5 V. Todavia, ressalta-se que a célula não armazena energia ela apenas mantém o fluxo de elétrons enquanto houver luz e esse é diretamente proporcional à incidência daquela, conforme mostrado na Figura 7.

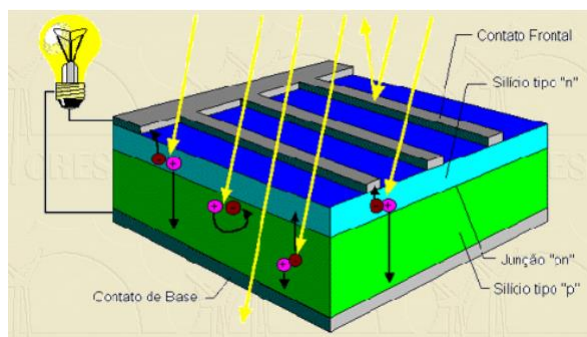


Figura 7 – Estrutura de uma célula fotovoltaica (Fonte: Bluesol Educacional).

2.3.1.2 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos

As curvas características dos módulos fotovoltaicos, presentes nos *datasheets* dos fabricantes são informações importantes na hora de dimensionamento dos módulos. No gráfico da Figura 8 estão marcados os pontos mais importantes das curvas, de forma a ser obtida a potência de projeto, e ao mesmo tempo os limites e especificações de corrente e tensão dos componentes do lado DC.

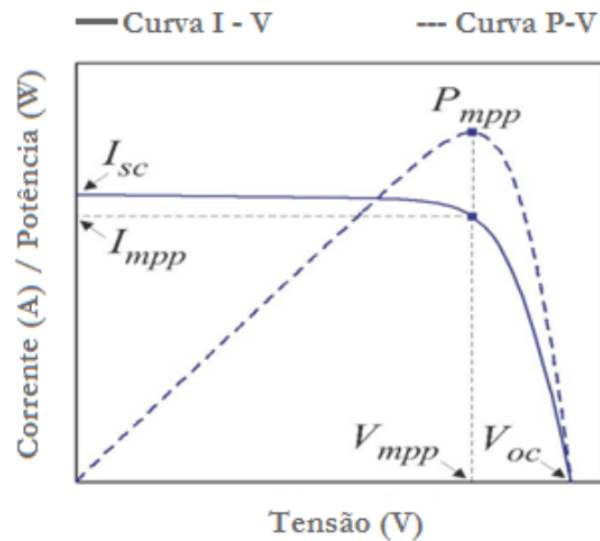


Figura 8 – Exemplo de curva IxV de um painel solar (fonte: MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, 2016).

onde:

I_{sc} =Corrente de curto circuito;

I_{mpp} =Corrente de máxima potência;

V_{oc} =Tensão de circuito aberto;

V_{mpp} =Tensão de máxima potência;

P_{mpp} =Ponto de máxima potência;

Nos gráficos da Figura 9, estão curvas reais de um painel fotovoltaico, os quais estão nas especificações técnicas do fabricante. Assim, em tal curva é possível ver o ponto de máxima potência (MPP) e a curva característica da célula para diferentes valores de incidência solar. Além disso, há valores de corrente e tensão para diferentes temperaturas.

Apesar disso, para atingir a tensão e corrente de projeto os módulos podem ser organizados em paralelo, série e misto. Nas Figuras 10 e 11 é possível notar as relações entre tensão e corrente para cada arranjo, sendo que a potência sempre se soma.

Na primeira (Figura 9), as relações de tensão e corrente para a configuração em série, seguem nas equações 2.1 e 2.2, sendo que a tensão se soma. Vale ressaltar, novamente, que todas as células devem possuir os mesmos valores de corrente e tensão.

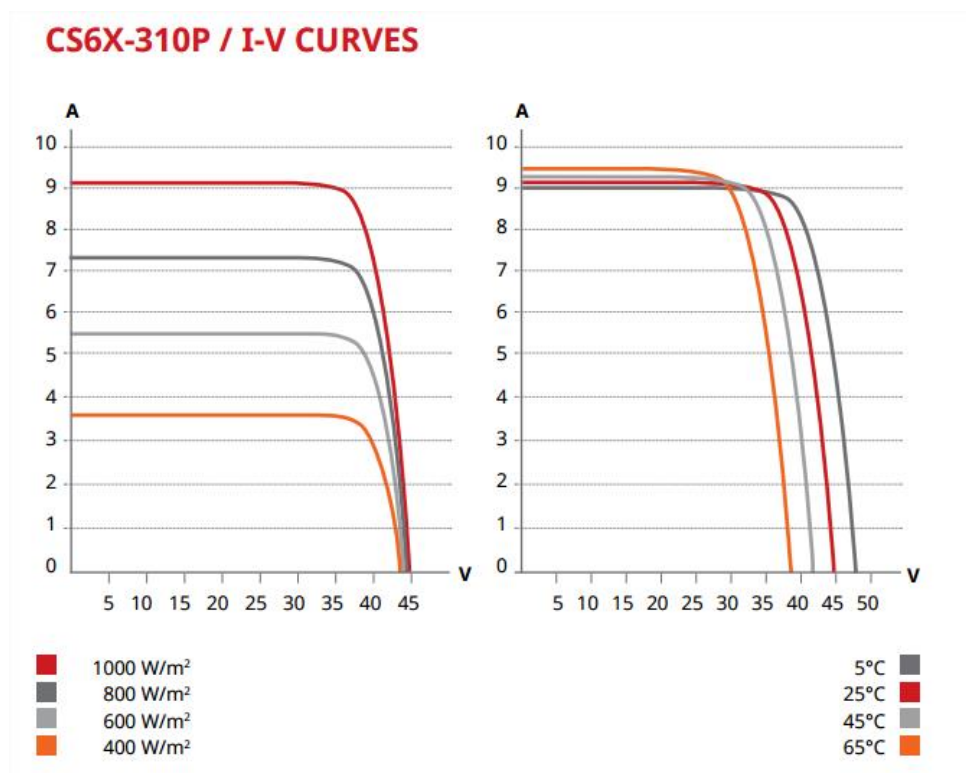


Figura 9 – Curvas IxV em função da radiação solar e temperatura (Fonte: Fabricante Canadian Solar).

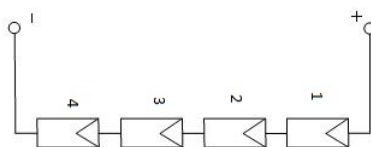


Figura 10 – Associação em série de painéis fotovoltaicos.

$$v_{total} = v_1 + v_2 + v_3 + v_4 \quad (2.1)$$

$$i_{total} = i_1 = i_2 = i_3 = i_4 \quad (2.2)$$

Já na associação em paralelo (Figura 11), os valores das correntes são somados (equação 2.3 e 2.4). Portanto, esta associação serve para atingir uma corrente maior. Em nível de projeto, deve-se dar preferência para a associação em paralelo até atingir o limite de tensão suportada pelo inversor.

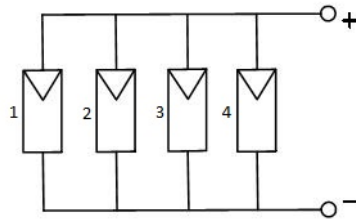


Figura 11 – Associação em paralelo de painéis fotovoltaicos.

$$v_{total} = v_1 = v_2 = v_3 = v_4 \quad (2.3)$$

$$i_{total} = i_1 + i_2 + i_3 + i_4 \quad (2.4)$$

2.3.2 Inversor Solar

Sabe-se que o inversor é um componente fundamental para o bom funcionamento do sistema fotovoltaico, já que é responsável por converter a forma de onda gerada, contínua, em alternada 60 Hz. Além do mais, esse componente possui alta eficiência e é responsável por encontrar o ponto de máximo do sistema (MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, 2016). A sua representação encontra-se na Figura 12, um exemplo de um inversor usual para usinas com potência acima de 30 kW e eficiência maior que 95%, encontra-se na Figura 13.

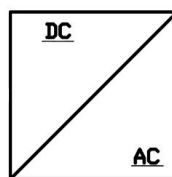


Figura 12 – Simbologia para inversor de frequência.



Figura 13 – Exemplo de inversor solar fotovoltaico (Fonte: Site do fabricante ABB).

Não só isso, mas esses componentes supervisionam a forma de onda da tensão e a frequência da rede, entrando em operação somente quando os valores estão dentro da faixa de regime nominal de operação. O conjunto de proteções de conexão dos inversores não permite que tal componente funcione de forma ilhada (anti-ilhamento), isto é, garante que o sistema seja desligado com a queda de energia e religado automaticamente com a rede ligada. Tal função garante que o sistema não injete energia quando a rede é desligada para uma manutenção (ABB GROUP, 2016).

2.3.3 Medidor Bidirecional

Para uma instalação dos painéis solares conectados à rede é necessária solicitar à concessionária a troca do medidor convencional para um modelo com leitura bidirecional, o qual registra a energia recebida da distribuidora e a energia solar que é injetada na rede elétrica (Figura 14), de forma a garantir a compensação de créditos de energia na conta de luz. Assim, para dimensionamento do medidor, deve ser levado em conta aspectos como correntes máxima e nominal, tensão nominal, potência, número de fases, entre outros.

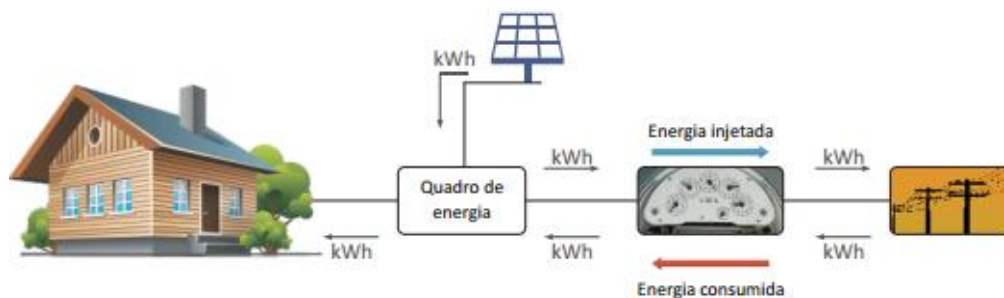


Figura 14 – Sistema de compensação de energia elétrica (fonte: ANEEL).

2.3.4 Controlador de Carga

O controlador de carga é utilizado em sistema *off-grid*, sistemas desconectados da rede. Seu principal objetivo é controlar a carga e a descarga do banco de baterias, aumentando a vida útil delas, evitando explosões, incêndios e problemas no sistema. Um exemplo do funcionamento dos controladores é o tipo paralelo (Figura 15), o qual possui uma chave na entrada dos geradores fotovoltaicos, assim, quando a bateria atinge a tensão máxima, os painéis são curto-circuitados. Para o seu dimensionamento, deve ser definido a tensão de trabalho do sistema e a capacidade do controlador deve ser dada pelo maior valor de corrente - dos painéis ou de consumo. Recomenda-se a instalação do controlador o mais próximo possível das baterias, evitando perdas de energia na fiação, sendo que as instalações do controlador e da bateria sempre devem ser em locais com sombra e ventilação, pois os controladores fazem a compensação da carga da bateria conforme a temperatura do ambiente, e se colocados ao sol podem provocar leituras falsas no sistema.

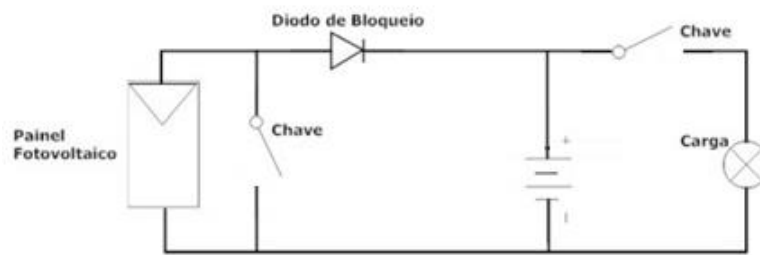


Figura 15 – Exemplo do circuito lógico de um controlador de carga.

2.3.5 Banco de Bateria

A função das baterias é armazenar a energia gerada em uma tensão de 12V ou 24V, a qual fornecerá eletricidade quando solicitado. Embora existam diversos tipos de baterias, as mais utilizadas são as de chumbo-ácido por conta do menor custo e da maior maturidade. Paralelamente, vem aumentando o uso das baterias de níquel-cádmio por serem seladas e operarem em qualquer posição com alta densidade de energia. Entretanto, essas possuem um custo mais elevado quando comparadas àquelas.

Em relação ao dimensionamento das baterias, deve-se utilizar o total de corrente produzida pelos painéis multiplicado pelas horas de insolação diária, para exemplificar: os painéis produzem 50Ah em 12 Volts, operando por 6 horas de insolação, então, são gerados 300 amperes por dia. Considerando, então, uma bateria ideal de 12 V, teríamos uma unidade de 300 Ah.

Entretanto, esse acumulador não existe no mercado, portanto, deverá ser utilizado uma associação de baterias existentes. Desse modo, os fatores levados em conta na escolha dessa bateria são: tensão de recarga de corrente dimensionada (deve ter a mesma tensão do sistema) e o limite da descarga que a bateria suporta, sendo que baterias de descarga profunda mais comum podem operar entre 50% a 70% de descarga. Consequentemente, escolhendo uma bateria de 12 V e 100 Ah com descarga segura de 50%, serão necessárias seis baterias.

2.3.6 Condutores

O cabeamento é uma parte importante do sistema, pois quando mal dimensionado, apresenta perdas acima do normal por decorrência do efeito Joule.

Para dimensionamento dos condutores, deve-se levar em consideração, principalmente, os critérios: tensão, corrente, queda de tensão, os quais serão explicitados abaixo. Dentre os itens:

- **Tensão nominal:** Deve estar entre 300V e 1kV para os cabos CA;

- **Critério da corrente:** A corrente suportada pelo cabo deve ser maior que 1,25 $I_{cc(cts)}$;
- **Critério da queda de tensão:** A queda de tensão faz com que os equipamentos recebam em seus terminais uma tensão inferior aos valores nominais, o que prejudica o seu desempenho. Portanto, a queda de tensão (equação 2.5) não deve ser superior aos limites máximos estabelecidos pela norma NBR 5410, a fim de não prejudicar o funcionamento dos equipamentos de utilização conectados aos circuitos terminais ou de utilização.

$$\Delta V(\%) = 100 \frac{R_{cc} I_n}{V_n} \quad (2.5)$$

onde:

ΔV = Queda de tensão no condutor;

I_n = Corrente nominal do circuito;

R_{cc} = Resistência do cabo;

V_n = Tensão nominal no condutor;

Os valores calculados da secção dos cabos devem ser sempre arredondados para o superior, e, para circuitos de força, não podem ter menos que 2,5 mm^2 .

Além do mais, em catálogos de fabricantes (Anexo C) é possível ter noção, de forma mais fácil, se o cabo está adequado para o projeto.

2.3.7 Disjuntores

Os disjuntores são dispositivos eletromecânicos que têm como finalidade proteger o circuito contra sobrecarga ou curto-circuito. Pela definição da NBR IEC 60947-2, eles são dispositivos capazes de conduzir correntes sob condições normais dos circuitos, e, também, conduzir por um tempo determinado e desligar automaticamente correntes sob condições anormais, tanto por sobrecargas, quanto por curto-circuitos.

Existem vários tipos de disjuntores, os quais são para aplicações distintas, tais como: partidas de motores, proteção de instalações elétricas, transformadores. Sendo que cada um possui uma curva que relaciona corrente e tempo de disparo.

O disjuntor mais utilizado é o termomagnético, o qual possui elemento eletromagnético para proteção contra curto-circuitos e um elemento térmico para proteção contra sobrecorrentes.

Segundo a NBR IEC 60898, eles são classificados de acordo com a corrente nominal para qual foram projetados e com o comportamento em condições de sobrecargas, sendo

que são divididos em curvas de disparos nas classes B, C e D. Essas curvas têm relação com a sensibilidade e tempo de ação do disjuntor em situações de sobrecargas e curtos-circuitos.

2.3.8 Seccionadores

Segundo a norma NBR 5410, em instalações de mini/microgeração para garantir a desconexão da usina geradora durante uma manutenção, deve-se ter um seccionador; dispositivo de seccionamento visível (DSV), o qual deve estar junto ao padrão de entrada, portanto, após a caixa de medição.

Para o dimensionamento dos seccionadores, deve-se seguir as mesmas normas utilizadas para o dimensionamento de disjuntor, o qual é feito através da potência da carga. Além disso, deve ser capaz de conduzir as correntes em condições de operação do circuito e em condições anormais por um determinado intervalo de tempo.

2.3.9 Dispositivo de proteção contra surto (DPS)

Sistemas fotovoltaicos, geralmente, estão localizados nas partes externas de edifícios e construções, ou até mesmo em grandes terrenos, por isso, estão expostos à incidência de descargas atmosféricas.

Portanto, dispositivos de proteção de surtos (DPS) são necessários nos lados CC e CA do sistema fotovoltaico, já que podem atenuar os efeitos indiretos de descargas atmosféricas. Sua configuração de instalação é, geralmente, sugerida nos manuais de instalação dos inversores atuais. Além disso, é importante observar a Norma NBR 5410, garantindo, assim, a perfeita proteção dos módulos e inversores, conforme a Figura 16.

Um fato interessante é que a instalação de módulos fotovoltaicos não aumenta o risco de uma descarga elétrica direta. Entretanto, o uso de Sistemas de Proteção contra Descarga Elétrica (SPDA) continua sendo necessário, e é a única forma de proteção contra os efeitos de uma descarga elétrica gerada por um raio.

Este projeto, segundo a NBR 5410, está em áreas AQ2 (sujeita a descargas indiretas) e AQ3 (sujeita a descargas diretas), portanto, para fins de segurança e de equipamentos, esse dispositivo será utilizado no projeto, conforme a Figura 16.

2.3.10 Diodo de bloqueio

O diodo de bloqueio serve para proteger os módulos ou uma fileira, desacoplando-os desses componentes, caso aconteça um curto-circuito ou o sombreamento de um módulo ou uma fileira. Também, em sistemas que utilizam armazenamentos, o diodo de bloqueio serve para impedir descargas noturnas da bateria, pois à noite os módulos podem conduzir uma corrente reversa, que apesar de pequena, descarrega a bateria.

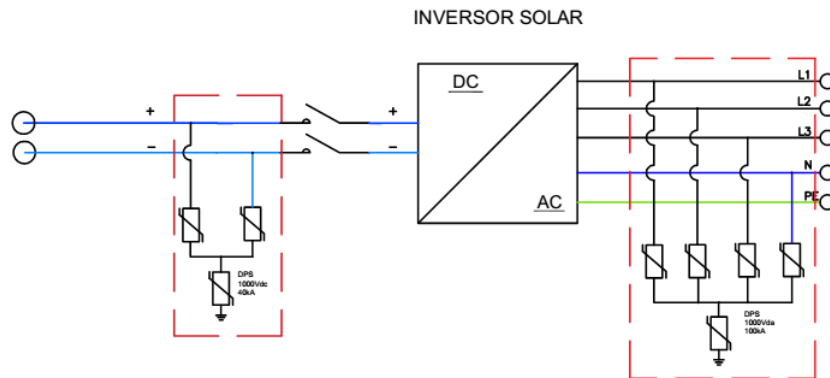


Figura 16 – Exemplo da aplicação de um DPS.

A nível de projeto é comum aplicar somente o diodo de bloqueio para fileiras (Figura 17) para não onerar o projeto, pois assim já se evita a corrente inversa fluindo na fileira e a danificação do sistema. Além do mais, deve-se considerar que a tensão do diodo de bloqueio da fileira deve ser maior ou igual ao dobro da tensão de circuito aberto (V_{oc}) da fileira sob condições STC (Condições de Teste Padrão).

Durante a operação, os diodos estão diretamente polarizados, isto permite que uma corrente flua através deles (normalmente é necessário um dissipador de calor). Tal corrente corrente promove uma queda de tensão de 0,5 a 1 V nos diodos.

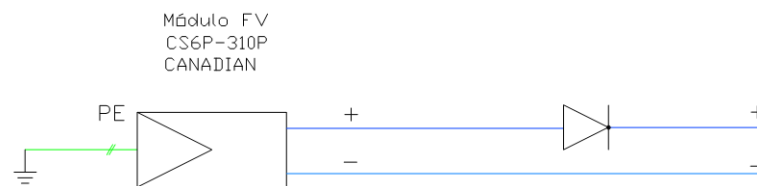


Figura 17 – Exemplo da instalação do diodo de bloqueio.

2.3.11 Fusível de proteção da série fotovoltaica

Segundo o MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMA FOTOVOLTAICO, assim como o diodo de bloqueio, o fusível DC, de preferência do tipo gPV (conforme IEC 60269-6), serve para proteger a série fotovoltaica (fileira) do fluxo de corrente reversa de um conjunto série com tensão maior para um com tensão menor. Assim, ele deve ser dimensionado para correntes menores que a corrente reversa suportada pelos módulos, sendo que, geralmente, o seu valor nominal vem indicado no catálogo do módulo fotovoltaico.

Os diodos de bloqueio ao longo dos anos apresentam várias falhas, prejudicando o desempenho do sistema. Portanto, é muito indicado utilizar os fusíveis no lugar dos diodos.

Na Figura 18 há um exemplo de como devem ser instalados os fusíveis nas fileiras.

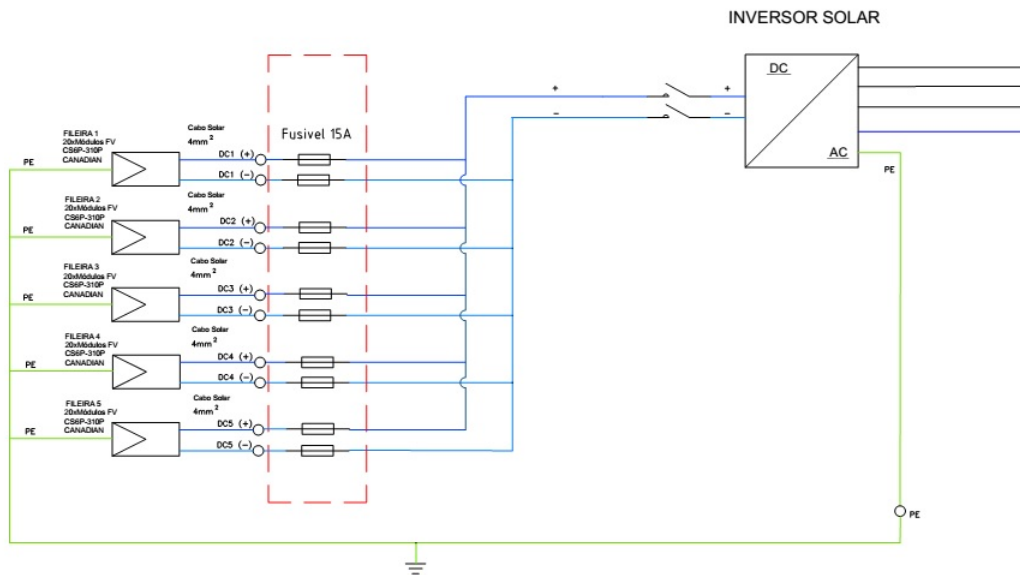


Figura 18 – Exemplo da instalação de um fusível (Fonte: ABB GROUP).

2.3.12 Aterramento

Segundo a ABNT NBR 5410:2004, que trata de aterramento de sistemas elétricos em baixa tensão, toda peça condutora da instalação elétrica que não for parte dos circuitos elétricos, mas, que, eventualmente, ou, acidentalmente, possa ficar sob tensão, deve ser aterrada, desde que esteja em local acessível ao contato. Portanto, as estruturas de metal, o painel elétrico e o borne de aterramento do inversor devem ser aterrados, interligado ao sistema de aterramento principal da instalação, o qual deve possuir condutor de no mínimo 16 mm^2 .

Em linhas gerais, tudo que for de metal e estiver próximo de ao menos 3 m da instalação deverá ser conectado ao borne de aterramento principal de forma que garanta o funcionamento correto da instalação, e proporcione um caminho preferencial às correntes elétricas indesejadas de surto, falta ou fuga, evitando riscos para pessoas e equipamentos.

Para plantas fotovoltaicas em nível de micro e minigeração, pode-se considerar que o sistema de aterramento seja de uso centralizado, com a finalidade de escoamento de correntes indesejadas provenientes dos inversores e módulos que possam se dirigir para suas carcaças ou até mesmo para as estruturas fixação metálicas. Além do mais, recomenda-se o aterramento das estruturas de alumínio de fixação dos módulos fotovoltaicos ao circuito de proteção (Figura 19).

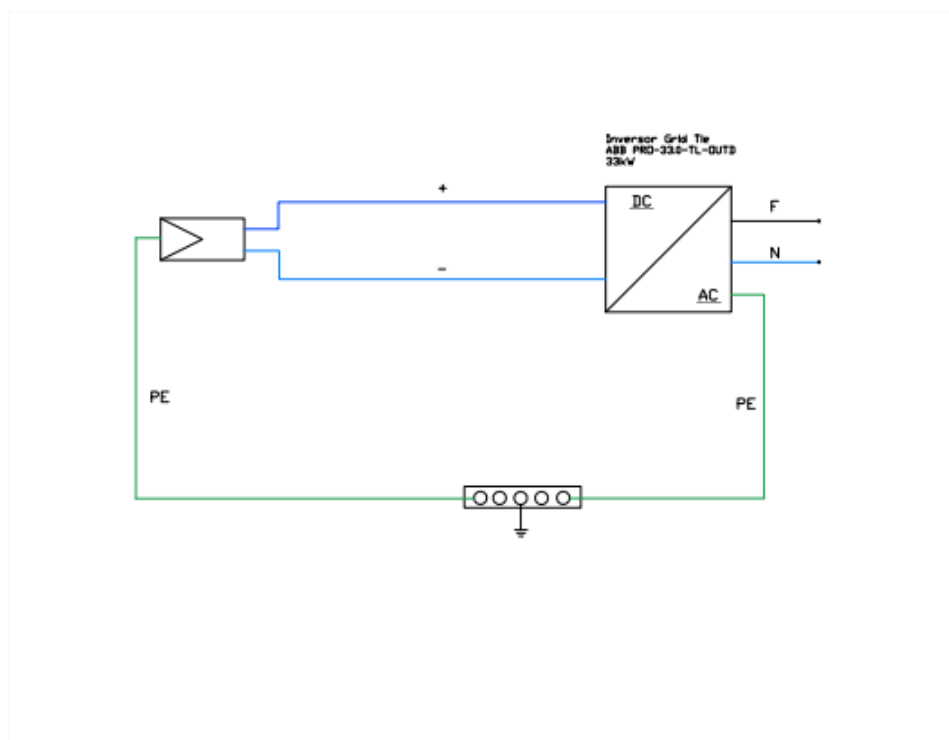


Figura 19 – Sistema com aterramento centralizado.

Para condutores de proteção (PE), no trecho em que a bitola dos condutores de fase (lado CA) for maior que 16mm^2 , a seção será de 16mm^2 e para o lado CC a seção será a mesma dos condutores positivo e negativo, conforme NBR 5410.

2.4 Perdas estimadas em instalações fotovoltaicas

Aqui serão estimadas todas as perdas do sistema. A maioria foi extraída do catálogo dos fabricantes, tais como inversores, painéis e cabos. Sendo que com a soma de todos os valores de perdas é possível estimar a geração fotovoltaica esperada, proporcionando valores mais próximos do real, a fim de determinar a capacidade de geração da planta e a análise da viabilidade econômica.

Em alguns casos são utilizados inversores sem transformador, o que, em geral, reduz as perdas na transformação, porém requer um sistema de proteção mais completo.

Na Tabela 1, é possível ver a estimativa das perdas, as quais são geradas por vários motivos, tais como: aquecimento dos cabos AC e DC, queda de tensão, eficiência do inversor, diodos, pontos de conexão, sombreamento, sujeira e rendimento dos painéis, entre outros fatores.

Tabela 1 – Perdas estimadas em sistemas fotovoltaicos (Fonte: Laronde, R. adaptado)

Perda	Valor
Desvio no rendimento nominal do módulo (dados de placa) (dados de placa) e da radiação de 1000W/m ²	2,50%
Temperatura no Módulo	3,50%
Perdas no lado CA	1,00%
Perdas no lado DC	2,00%
Eficiência do Inversor na conversão	1,50%
Mismatch no MPPT	2,00%
Sombreamento	2,00%
Diodos e conexões	0,50%
Transformadores (como os de isolamento no inversor, por exemplo)	2,00%
Degradação na incidência solar inicial	1,00%
Sujeira nos módulos	2,00%
Total de perdas	20,00%

2.5 Normas técnicas para projeto

Para um projeto de instalação de painéis fotovoltaicos é necessário o atendimento das NBRs e das Normas técnicas da distribuidora, conforme explicitadas:

- ABNT NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão - Requisitos mínimos para instalações elétricas em baixa tensão, incluindo as normas para instalação fotovoltaica;
- ABNT NBR 5419: Proteções de estruturas contra descargas atmosféricas;
- ABNT NBR 16149: Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;
- ABNT NBR 16150: Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - Procedimentos de ensaio de conformidade;
- ABNT NBR 16274: Comissionamento de Sistemas Fotovoltaicos - Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para a documentação, comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho;
- ABNT NBR 62116: Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistema fotovoltaicos conectados à rede elétrica;
- NR 10: Segurança em instalações e serviços em eletricidade;
- Módulo 3 do Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST) – Acesso ao sistema de distribuição;

- GED 15303: Conexão de micro e minigeração distribuída sob sistema de compensação de energia elétrica.

2.6 Acesos à rede de energia elétrica

Segundo a seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, para a conexão do sistema à rede é fundamental fornecer o Memorial de acesso à concessionária, o qual deve conter os seguintes documentos:

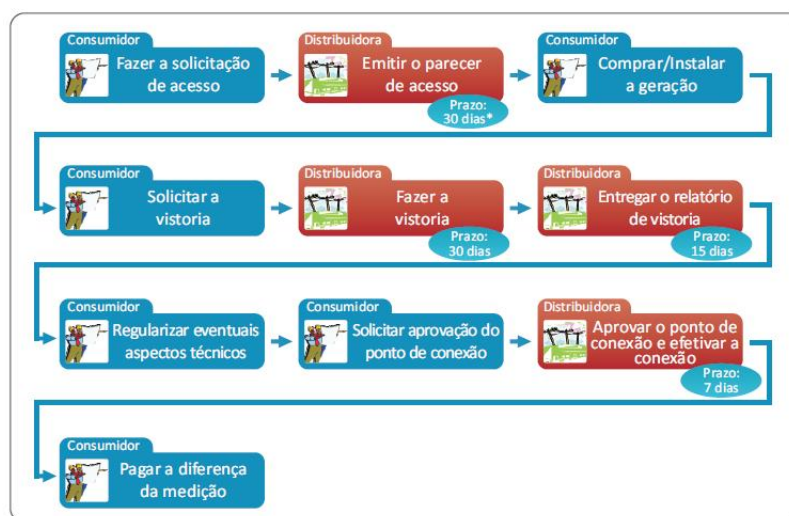


Figura 20 – Fluxograma de etapas de conexão à rede (Fonte: Resolução Aneel 482/2012).

- Carta de solicitação de serviço;
- Memorial de acesso à concessionária local;
- Planta de situação/localização,
- Arranjo físico;
- Detalhes civis;
- Diagramas unifilares completo da planta do sistema de geração;
- Descritivo dos equipamentos;
- Normas e padrões adotados;
- Lista de materiais;
- Certificados do Inmetro para equipamentos;
- ART do engenheiro.

Além disso, é necessário levar em consideração a norma da concessionária local, CPF, no caso: GED-15303 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica (Tabela 2). E, dentro do trâmite, o engenheiro deve seguir os passos explicitados no fluxograma da Figura 20 para solicitar a conexão à rede de distribuição.

Tabela 2 – Síntese das etapas de acesso da CPFL (Fonte: GED 15303).

ETAPA	AÇÃO	RESPONSÁVEL	PRAZO
1) Solicitação de Acesso	(a) formalização, com encaminhamento de documentação, dados e informações pertinentes, bem como estudos realizados	Acessante	—
	(b) recebimento da Solicitação de Acesso	CPFL	—
	(c) solução de pendências.	Acessante	—
2) Parecer de Acesso	(a) emissão do Parecer com as condições de acesso	CPFL	i) para microgerador sem obra na rede da CPFL, até 15 dias após ação 1(b) ou 1(c)
			ii) para microgerador com obra na rede da CPFL, até 30 dias após ação 1(b) ou 1(c)
			iii) para minigerador sem obra na rede da CPFL, até 30 dias após ação 1(b) ou 1(c)
			iv) para minigerador com obra na rede da CPFL, até 60 dias após ação 1(b) ou 1(c)
3) Implantar conexão	(a) solicitação de Vistoria	Acessante	até 120 dias após a ação 2(a)
	(b) execução de Vistoria	CPFL	até 7 dias após a ação 3(a)
	(c) entrega ao acessante do Relatório de Vistoria se houver pendências		até 5 dias após a ação 3(b)
4) Aprovar conexão	(a) adequação dos condicionantes do Relatório de Vistoria	Acessante	a cargo do Acessante
	(b) aprovação da conexão, adequação da medição e início da compensação de energia, liberando o acesso da micro ou minigeração para efetiva conexão	CPFL	até 7 dias após a ação 3(b), se não forem encontradas pendências
5) Contratos	(a) Relacionamento Operacional ou Acordo Operativo	Acessante e CPFL	Relacionamento Operacional até ação 2(a) e Acordo Operativo até ação 4(b)

2.7 Programas de incentivos

Nesta seção serão apresentados os programas de incentivo propostos pelo governo a fim de impulsionar a geração de energia fotovoltaica com a diminuição dos impostos.

2.7.1 Resolução Normativa ANEEL 482/2012

Objetivando reduzir as barreiras para a conexão de pequenas centrais geradoras na rede de distribuição, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 482/2012 que criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, permitindo que o consumidor instale pequenos geradores em sua unidade consumidora e troque energia com a concessionária local. Sendo que as suas principais definições são:

Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Sistema de compensação tarifária: Esse sistema permite que a energia excedente gerada pela unidade consumidora com micro e minigeração seja injetada na rede da distribuidora, dessa forma, a rede de distribuição funciona como um banco de baterias, permitindo que a energia seja aproveitada posteriormente. Ressalta-se que para consumidores conectados em alta tensão (grupo A), ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, o consumidor deverá pagar a fatura referente à demanda contratada.

2.7.2 Programa de desenvolvimento de geração distribuída (ProGD)

O Programa de desenvolvimento de geração distribuída (ProGD) teve seu lançamento em 2016 e o seu objetivo é ampliar a geração distribuída de energia elétrica com fontes renováveis em residências, indústrias, comércios, escolas técnicas, universidades federais e edifícios públicos. Estima-se que até 2030, sejam investidos R\$ 100 bilhões em fontes como energia solar e eólica.

Segundo Ministério de Minas e Energia, os principais pontos do programa são:

- Extensão do prazo de utilização dos créditos com a sobra de energia fornecida para a distribuidora de 3 para 5 anos;
- Autoconsumo remoto: o consumidor poderá utilizar os créditos de energia em outro imóvel que esteja em seu nome;
- Geração compartilhada: vários consumidores podem se unir para produzir energia (condomínios);

- Isenção de ICMS e PIS/Cofins: o consumidor será tributado com o ICMS e PIS/Cofins apenas sobre o saldo da energia que ele receber da distribuidora e não conseguir compensar;
- Redução do imposto de importação 14% para 2%;
- Criação de linhas de crédito e financiamento.

2.8 Indicadores para análise de viabilidade econômica do projeto

Para implementação de um projeto dentro de uma empresa, é necessário um estudo de viabilidade, para isso nesta seção serão apresentados os principais métodos econômicos utilizados. Precisamente, serão apresentados os períodos de Valor Presente Líquido; Taxa Interna de Retorno, *Payback*.

2.8.1 Fluxo de caixa

O fluxo de caixa representa uma previsão do montante de dinheiro que entrará (receitas) ou sairá da empresa (custos, despesas, investimentos) em cada um dos períodos pré-definidos (anos) do ciclo de vida do produto. A fim de analisar a viabilidade do projeto, deve-se comparar o fluxo de caixa com o de outro investimento disponível. Entretanto, um problema desse indicador é que não considera que o dinheiro possui um valor que depende do tempo.

2.8.2 Valor presente líquido (VPL)

Este índice desloca as entradas e saídas de capital para a data inicial do investimento, descontando a taxa de juros (“i”), denominada Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Na equação 2.6, é possível ver que consiste na diferença entre o valor presente dos fluxos futuros de caixa, considerando o juros, e o investimento inicial (ROSS, S. A., 2007).

$$VPL = -FC_0 + \sum_{k=1}^N \frac{FC_k}{(1+i)^k} \quad (2.6)$$

onde:

FC_k = Fluxos de caixa referente a cada ano no horizonte de planejamento;

FC_0 = Investimento inicial;

$k = (1; n)$ = períodos do horizonte de planejamento.

i = taxa mínima de atratividade do projeto (TMA).

Seu critério de decisão consiste em: se o VPL for maior ou igual a zero significa que é viável executar o projeto, pois este remunera o capital investido. Quando o VPL for menor que zero, rejeita-se o projeto (ROSS, S. A.;2007).

2.8.3 Taxa interna de retorno (TIR)

Segundo Gitman (2007), a taxa interna de retorno (TIR) é a taxa necessária para igualar o valor atual das entradas ao investimento inicial (equação 2.7). Portanto, TIR é a taxa que faz com que o VPL de um projeto seja igual a zero, representando o ponto de reversão da decisão de investir.

$$0 = -FC_0 + \sum_{k=1}^N \frac{FC_k}{(1+i)^k} \quad (2.7)$$

onde:

FC_k =Fluxos de caixa referente a cada ano no horizonte de planejamento;

FC_0 =Investimento inicial;

$k = (1; n)$ =períodos do horizonte de planejamento.

Seu critério de decisão consiste em comparar a TIR com a TMA da empresa para verificar o desempenho do projeto, podendo ser: maior do que o TMA -significa que o projeto é econômica atrativo; igual à TMA - investimento está em uma situação de indiferença; menor que a TMA - investimento não é economicamente atrativo.

2.9 *Payback* descontado

Segundo Gitman (2007), o método do *Payback* mede o tempo necessário para se ter de volta o capital investido, considerando-se a mudança de valor do dinheiro no tempo, o qual fornece indicativo do risco do investimento, ou seja, quanto maior for o *payback* mais tempo será necessário para se obter o capital investido.

3 Metodologia

A resolução 482/2012 da ANEEL, permite que o consumidor instale pequenos geradores em sua unidade consumidora e troque energia com a distribuidora local, para reduzir o valor da sua fatura de energia elétrica. Ainda, segundo as regras é permitido a instalação de painéis solares fotovoltaicos. Além disso, quando a quantidade de energia gerada em um determinado mês for superior a energia consumida no mesmo período, o consumidor fica com créditos que podem ser utilizados para diminuir a fatura no próximo mês. Apesar da resolução possibilitar a instalação de novas fontes de energia, ela limita, já que para ser economicamente viável toda a energia gerada deve ser consumida. Portanto, é de extrema importância que o projetista faça o sistema para que se obtenha retorno econômico o mais rápido possível.

Outros fatores que devem ser levados em conta para o melhor dimensionamento do sistema, é o estudo do perfil das cargas (motores, iluminação, computadores, ar-condicionado, entre outras), demanda média e os períodos de picos de demanda, bem como os períodos de máxima incidência solar. Além do mais, a empresa utilizada no estudo de caso está em constante crescimento na sua planta industrial, portanto isso também será levado em conta no projeto.

Durante o dimensionamento, o projetista deverá levar em conta a área na qual serão instalados os painéis. Assim, será feito o estudo da viabilidade de instalação em uma área próxima a um ramal de entrada de energia, tanto no quesito de espaço físico disponível e estrutura, quanto no quesito de cabeamento, constatando a inviabilidade, será instalado em um campo aberto, já que a empresa possui uma grande área livre. Também, durante esse processo, deverá ser feito, concomitantemente, o levantamento dos materiais e cotação com diversos fornecedores, tendo em vista que, além de encontrar o melhor para a aplicação, deverá considerar o mais barato, com o intuito de diminuir o *payback*.

Além do mais, para a análise de retorno de investimento, deverá ser observado em todos os catálogos dos fabricantes qual é o tempo de vida útil dos equipamentos e a perda de eficiência nesse tempo. Já adiantando, a vida útil média de uma planta fotovoltaica é de no mínimo 25 anos, segundo a grande maioria dos fornecedores, com perda de eficiência de aproximadamente 0.7% ao ano. Portanto, há uma lenta depreciação do sistema em geral, o único item que possui uma vida útil curta é o banco de baterias. Logo, isso também será levado em conta na hora de escolher qual sistema é mais viável: conectado ou isolado.

4 Resultados

O caso exemplo a ser levantado de início não visa a autossuficiência energética da fábrica. O principal objetivo é utilizar a mini geração para contribuir com a redução de uma parcela da conta de energia e, principalmente, com o *marketing* de sustentabilidade da empresa frente aos seus clientes. Além disso, a empresa não visa grandes investimentos nesse projeto e busca um retorno rápido.

4.1 Consumo energético

A fábrica está classificada como grupo A4, sendo atendida na tensão de 11,9 kV e possui uma demanda mensal de 4.084,00 kW e consumo mensal de 3.599.241 kWh, o que é muito grande e torna-se inviável o projeto de um sistema para atender a essa demanda mensal.

Portanto, o objetivo é atender a uma parcela do consumo e realizar um pequeno investimento, para isso foi considerado o consumo de um prédio menor da fábrica, o qual possui um consumo mensal médio de 34.296 kWh (Tabela 3), o que equivale a um consumo anual de 411.552 kWh e a 0,953 % do consumo da fábrica.

Tabela 3 – Consumo anual de energia elétrica do Prédio 1

Mês	Consumo (kWh)	Consumo (reais)
Janeiro	32.050,00	R\$17.830,17
Fevereiro	31.542,00	R\$17.547,56
Março	31.613,00	R\$17.587,06
Abril	31.502,00	R\$17.525,31
Mai	33.201,00	R\$18.470,50
Junho	38.550,00	R\$21.446,28
Julho	36.660,00	R\$20.394,83
Agosto	36.501,00	R\$20.306,37
Setembro	35.103,00	R\$19.528,63
Outubro	35.921,00	R\$19.983,70
Novembro	34.908,00	R\$19.420,15
Dezembro	34.001,00	R\$18.915,56
Valor médio	34.296,00	R\$18.355,22

Pelo gráfico da Figura 21 é possível notar que não há muita variação do consumo durante o ano, isso acontece pois a carga do prédio é constituída principalmente por motores de indução. Em relação ao consumo durante o dia, foi observado a campo que o perfil de consumo é constante.

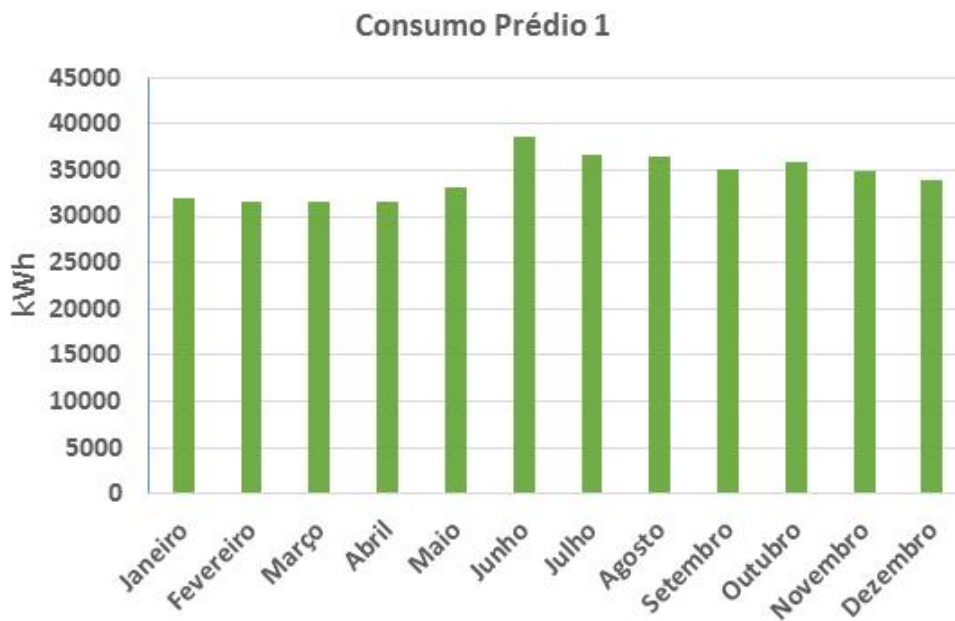


Figura 21 – Consumo de energia do prédio 1.

4.2 Local de instalação dos painéis

A área mais indicada para instalação dos módulos encontra-se na cidade de São Carlos e segue na Figura 22, pois além do grande espaço físico disponível ($41.342m^2$), ela está em um local no qual não há possibilidades de expansão da fábrica e está próxima ao ramal de entrada de energia da fábrica. Através do *layout* da planta de geração (Apêndice C) é possível notar que essa área atende em questões de dimensões o sistema, sendo que os painéis ocupam uma área de $3.412,5m^2$, correspondente a 8,25 % da área, deixando espaço disponível para futuras expansões da planta de minigeração.

As suas coordenadas geográficas são:

22°02'40.7" S, 47°52'43.4" O

4.3 Medições da radiação solar

Para o projeto, é necessário o histórico de medição de radiação solar, difusa e direta, para garantir o máximo de aproveitamento ao longo do ano do sistema a ser construído. Nesse projeto será utilizado os dados da base “SunData” do CRESESB – CEPTEL, conforme segue na tabela 4.

Existem outros sites para consultar esses dados, segue como referência na tabela 5 os dados do Swera (NREL,2016).



Figura 22 – Local de instalação dos painéis (Fonte: Extraído do Google Earth).

Tabela 4 – Base de dados de irradiação solar diária média mensal (Fonte: Baseado na tabela SunData)

		Radiação Solar (<i>kWh/dia.ano</i>)		
		Angulo igual a latitude	Maior média anual	Maior mínimo mensal
Ângulo		22° N	21° N	37° N
Mês				
Janeiro		4,93	4,96	4,34
Fevereiro		5,18	5,2	4,72
Março		5,39	5,4	5,16
Abril		5,16	5,15	5,23
Maio		5,23	5,2	5,58
Junho		4,76	4,72	5,18
Julho		5,41	5,37	5,86
Agosto		3,92	3,91	4,02
Setembro		5,07	5,07	4,96
Outubro		5,48	5,5	5,06
Novembro		5,15	5,19	4,57
Dezembro		4,84	4,87	4,23
Valor médio		5,04	5,04	4,91

Pelo gráfico da Figura 23, é possível notar que em condições de céu claro, com auxílio da geometria para cálculo da posição relativa entre o Sol e a Terra, a geração solar fotovoltaica pode ser prevista com grande exatidão. Entretanto, em escalas menores de tempo, a presença e o comportamento aleatório de nuvens podem resultar em rápidas variações da radiação solar, e da geração de energia elétrica. Apesar de a radiação solar ser variável ao longo do ano, a radiação global horizontal, que é a aproveitada pela geração fotovoltaica, possui baixa variação. Mesmo a variabilidade interanual, em relação à média de longo prazo, é menor do que a observada na geração eólica ou hidrelétrica.

Em relação à inclinação, vê-se pelas tabelas que existe muita variação, tendo em

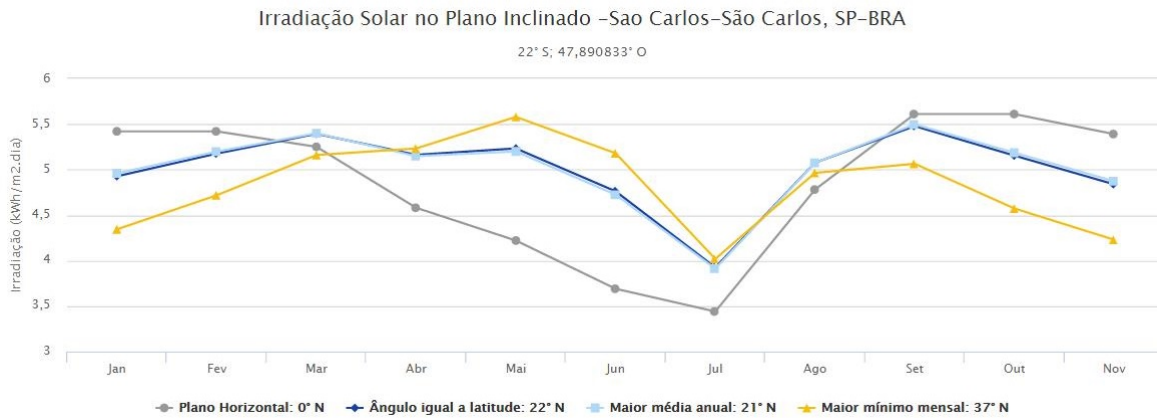


Figura 23 – Irradiação solar no plano inclinado ao longo do ano em São Carlos (Fonte: SunData).

Tabela 5 – Base de dados de irradiação solar diária média mensal (Fonte: NREL,2016)

Mês	Radiação Solar (<i>kWh/dia.ano</i>)	
	Ângulo	Inclinação 21°
Janeiro		7,07
Fevereiro		5,946
Março		5,348
Abril		5,441
Mai		4,485
Junho		3,783
Julho		4,258
Agosto		4,84
Setembro		5,618
Outubro		6,881
Novembro		6,329
Dezembro		5,865
Valor médio		5,449

vista que a geração não atende à demanda. Logo, o mais viável é utilizar a maior média anual para que se obtenha uma maior geração global e uma maior rentabilidade do sistema ao longo desse período.

4.4 Dimensionamento dos componentes do sistema

Nesta seção iremos dimensionar e especificar os componentes utilizados no projeto da planta a ser instalada na Fábrica do setor de materiais escolares.

4.4.1 Painel fotovoltaico

Os dados do painel foram obtidos do catálogo do fabricante Canadian (Anexo A), uma marca que está entre as quatro melhores do mundo, sendo que os principais são:

- **Dimensões:** 1954x982 mm;
- **Área:** 1,92 m²;
- **Capacidade Nominal:** 0,31 kWp;
- **Eficiência do módulo:** 16,16%;
- **Inclinação:** 21° ;
- **Orientação:** Norte geográfico;

Em relação à orientação dos conjuntos, ela deverá ser de modo que maximize a quantidade de radiação captada pela superfície. No hemisfério sul, pois, essa orientação é o norte geográfico, o qual corresponde ao Norte Magnético da bússola com acréscimo de 21° de leste a oeste. Em relação a inclinação, para sistemas conectados à rede, geralmente é igual à latitude do local de instalação.

Para dimensionar a quantidade (n) de painéis para produzir a energia desejada é necessário levar em conta o consumo de energia anual, a radiação solar da região, a eficiência dos equipamentos e a área do módulo fotovoltaico, os quais estão sintetizados na equação 4.1.

$$n = \frac{c_s}{r_{ma} \cdot n_{ds} \cdot A \cdot \eta_{painel} \cdot \eta_{sistema}} \quad (4.1)$$

onde:

c_s = consumo de energia anual;

r_{ma} = Maior média anual de radiação solar;

n_{ds} = número de dias ensolarados no ano;

A = área do painel fotovoltaico;

η_{painel} = Eficiência do painel fotovoltaico;

$\eta_{sistema}$ = Eficiência geral, considerando perdas em todo o sistema.

Considerando os valores especificados acima, temos que o resultado da equação será equivalente a **900 painéis fotovoltaicos** e o seu posicionamento será de acordo com o Apêndice C.

4.5 Inversor Solar

Para o dimensionamento dos inversores foi utilizado o critério da potência, sendo que, segundo a norma NBR 15149, os inversores devem estar na faixa de potência de 80

a 120 por cento da potência nominal dos módulos fotovoltaicos. Na curva da Figura 24, extraída do catálogo do fabricante (Anexo B), é possível ver a relação entre eficiência do inversor e potência, confirmando a norma.

O motivo da escolha do inversor da marca ABB foi pelos critérios da fábrica, levando em conta a qualidade dos inversores e a homologação da marca pela equipe técnica da fábrica, o que facilita a aquisição do componente, negociação de preço, assistência técnica e treinamento do corpo técnico e o seu catálogo técnico pode ser consultado no Apêndice E.

O equipamento dimensionado é de 33,7 kW, com faixa de tensão de entrada do lado DC de 580 à 950 V_{dc} , corrente máxima de entrada de 58 A para cada MPPT e corrente de curto circuito de 80 A e possui MPPT com intervalo de operação de 580 à 850 V_{dc} . Além disso, o inversor possui monitoramento de tensão, corrente e frequência, sendo que entre as suas funções está o sincronismo com a rede elétrica. Ele possui também o esquema de proteção "anti-ilhamento" e proteção galvânica através do transformador interno (isola a parte DC da AC), além dos fusíveis de proteção de 15 A. Portanto, não serão necessários relés de proteção para falhas de tensão, frequência, ilhamento e sincronismo. Além do mais, a intenção de instalar 9 inversores ao invés de um inversor solar central é por conta da maior flexibilidade de projeto, manutenção e possíveis expansões do número de painéis.

Em relação ao seu tempo de vida útil, o fabricante garante 15 anos, sendo que esse valor foi nos gastos com manutenção da planta (1% ao ano), já que o fornecedor oferece assistência técnica para os inversores.

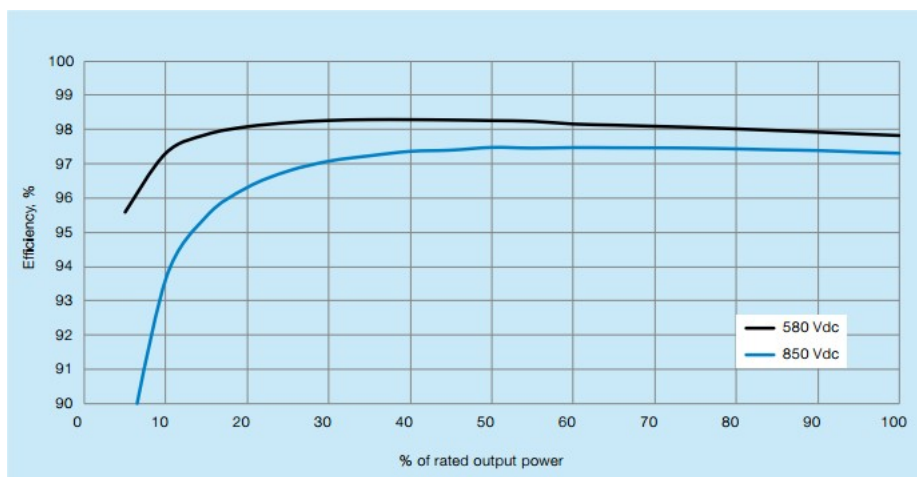


Figura 24 – Curva de potência x eficiência do inversor ABB (Fonte: ABB GROUP).

4.6 Cabeamento

O dimensionamento dos cabos, sua bitola (secção transversal (S)) e comprimento foram calculados e se encontram na Tabela 6, bem como a sua perda, fator que influenciou

na escolha da bitola do cabo, pois se tal perda for muito grande, é necessário aumentar o tamanho da bitola (S).

Tabela 6 – Estimativa das perdas nos cabos

Local	Dados	l (M)	S (mm ²)	R(Ω)	Pot. (W)	(V _i)	I (A)	(ΔV%)	Pot. dissipada (W)
Fileira		70,24	4	0,0179	6200,0	728	8,6	0,0209%	2,59
Saída do inversor		2	16	0,0022	31000,0	380	47,2	0,0478%	14,89
Saída barramento		80	150	0,0095	279000,0	380	424,4	1,8365%	5144,08
								Total (W)	5394,55

Sendo que as perdas estimadas totais no cabeamento, considerando as 45 fileiras de 20 painéis cada a saída de 9 inversores e os cabos de baixa tensão que se conectarão com a rede da fábrica, são da ordem de 5394,55 W, o que corresponde a uma perda de 1,94 % da potência gerada pelo sistema.

4.7 Proteção

Em relação aos fusíveis de fileiras (15 A) e disjuntores CC, ambos já estão presentes no inversor, fato que diminui os gastos com cabeamento e o espaço físico do painel elétrico. Sendo que os fusíveis de 15 A são suficientes para proteção da entrada do inversor e dos cabos de 4mm².

Já os disjuntores AC foram dimensionados conforme explicado previamente na seção anterior, obtendo-se os valores presente nos Apêndices A (Diagrama Unifilar) e B (Diagrama Elétrico).

4.8 Estrutura de fixação dos painéis

A estrutura de fixação dos painéis no solo rústico é fabricada em uma liga de alumínio e aço inoxidável A2, o que configura grane leveza, assegurando grande resistência à corrosão e aos ambientes insalubres (Figura 25).



Figura 25 – Estrutura de fixação dos painéis em solo (fonte: Krannich-solar)

4.9 Diagrama Unifilar

Apêndice A.

4.10 Diagrama Elétrico

Apêndice B.

4.11 Levantamento do valor dos componentes

O orçamento é um item de extrema importância dentro de um projeto de engenharia, desse modo, deve possuir clareza e apresentar cada um dos custos envolvidos, pois a avaliação de preços, seja do material empregado, seja da mão de obra, não é uma tarefa simples.

O preço dos componentes foi orçado com diversos fornecedores e deles foi feita uma média para que fosse levada em conta no projeto (tabela 7). Outrora, já que esse orçamento não considera o caminho do projeto, aqui será considerado uma reserva técnica de 100.000,00 reais (7% do valor total do projeto), levando em conta possíveis riscos no caminho do projeto. Além disso, os gastos com mão de obra, para esse tipo de projeto foi considerado como 8% do valor total.

No orçamento da Tabela 7, o valor do kW foi de R\$ 5,180 e o valor do projeto é de R\$ 1.445.502,57;

Tabela 7 – Orçamento e valor final do projeto

ITEM	DESCRIÇÃO	PREÇO UNIT	Und	Qnt	PREÇO TOTAL
Painel Fotovoltaico	Canadian 310w policristalino	R\$806,00	Pc	900	R\$725.400,00
Inversor	ABB Trio 33 kW	R\$27.680,00	Pc	9	R\$249.125,67
Disjuntor tripolar 50 A	ABB	R\$83,10	Pc	9	R\$747,90
Chave Seccionadora	ABB	R\$2.989,00	Pc	1	R\$2.989,00
Cabo Solar	4mm ² Preto	R\$4,42	Mts	2000	R\$8.840,00
Cabo Solar	4mm ² Vermelho	R\$4,42	Mts	2000	R\$8.840,00
Cabo EPROTENAX	150mm ²	R\$114,84	Mts	150	R\$14.929,20
Conector fêmea	MC4	R\$9,40	Pc	500	R\$4.700,00
Conector macho	MC4	R\$7,38	Pc	500	R\$3.690,00
Estrutura N-Rack	Krannich	R\$92,22	Pc	900	R\$83.000,00
Infraestrutura					R\$50.000,00
Conduíte Sealtube, Condulete, Arruela, abraçadeira, bucha, parafuso	Infraestrutura elétrica	R\$9,90	Pc	3000	R\$29.700,00
Projeto elétrico com documentação				1	R\$30.000,00
Mão de obra				1	R\$109.540,80
Interligação com a rede elétrica existente				1	R\$10.000,00
Comissionamento e Start-up				1	R\$15.000,00
Reserva para gastos eventuais				1	R\$100.000,00
TOTAL					R\$ 1.445.502,57
R\$/kW					R\$ 5,1801

4.12 Geração de energia esperada

A geração de energia mensal (E_m) dos painéis ao longo do primeiro ano do investimento está na Tabela 8 e é dada em função do número de painéis (n), número de dias ensolarados no mês (n_{ds}), radiação solar mensal média (c_{mm}), área (A) e eficiência do sistema (η_s) e painel (η_{painel}).

$$E_m = n \cdot n_{ds} \cdot c_{mm} \cdot A \cdot \eta_{sistema} \cdot \eta_{painel} \quad (4.2)$$

No gráfico da Figura 26 é possível ver a relação entre energia gerada pelos módulos e a consumida pelo prédio, sendo que a planta solar atende quase que totalmente a demanda ao longo do ano. Ressalva-se que, como o sistema é interligado com a rede, não há a necessidade de alimentá-lo completamente, pois aqui não se busca a autonomia energética do prédio.

Tabela 8 – Geração e consumo de energia ao longo do primeiro ano do investimento

Mês	Energia gerada (kWh)	Energia gerada (Reais)	Energia consumida (kWh)	Energia consumida (Reais)
Janeiro	34.146,39	R\$18.996,44	32.050,00	R\$17.830,17
Fevereiro	35.798,63	R\$19.915,62	31.542,00	R\$17.547,56
Março	37.175,50	R\$20.681,61	31.613,00	R\$17.587,06
Abril	35.454,41	R\$19.724,13	31.502,00	R\$17.525,31
Mai	35.798,63	R\$19.915,62	33.201,00	R\$18.470,50
Junho	32.494,14	R\$18.077,26	38.550,00	R\$21.446,28
Julho	36.968,97	R\$20.566,71	36.660,00	R\$20.394,83
Agosto	26.917,82	R\$14.975,02	36.501,00	R\$20.306,37
Setembro	34.903,66	R\$19.417,73	35.103,00	R\$19.528,63
Outubro	37.863,94	R\$21.064,60	35.921,00	R\$19.983,70
Novembro	35.729,79	R\$19.877,33	34.908,00	R\$19.420,15
Dezembro	33.526,79	R\$18.651,75	34.001,00	R\$18.915,56
Média	34.731,56	19.321,99	34.296,00	19.167,85
Anual	416.778,67	231.863,83	411.552,00	228.956,11

Já na Tabela 9 e no gráfico da Figura 27 é possível ver a energia gerada ao longo do horizonte de projeção do investimento, considerando o aumento do valor da tarifa da energia elétrica e a perda de eficiência anual dos módulos de 0.7%. Tais valores serão utilizados na análise econômica como valores de entregas no investimento.

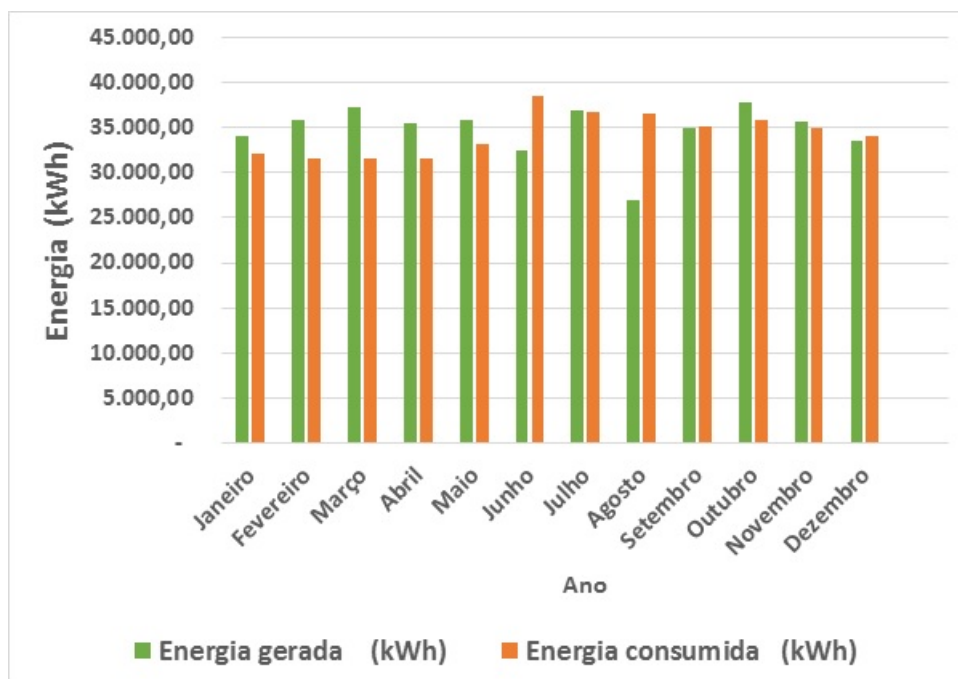


Figura 26 – Geração e consumo de energia ao longo do primeiro ano do investimento.

Tabela 9 – Energia gerada ao longo da vida útil do projeto

Ano	Energia gerada (kWh)	Energia gerada (Reais)	Energia consumida (kWh)	Energia consumida (Reais)
0	416.778,67	R\$231.863,83	411.552,00	R\$228.956,11
1	413.861,22	R\$250.962,45	411.552,00	R\$249.562,16
2	410.964,19	R\$271.634,23	411.552,00	R\$272.022,76
3	408.087,44	R\$294.008,74	411.552,00	R\$296.504,80
4	405.230,83	R\$318.226,24	411.552,00	R\$323.190,24
5	402.394,21	R\$344.438,54	411.552,00	R\$352.277,36
6	399.577,45	R\$372.809,94	411.552,00	R\$383.982,32
7	396.780,41	R\$403.518,30	411.552,00	R\$418.540,73
8	394.002,95	R\$436.756,10	411.552,00	R\$456.209,39
9	391.244,93	R\$472.731,70	411.552,00	R\$497.268,24
10	388.506,21	R\$511.670,61	411.552,00	R\$542.022,38
11	385.786,67	R\$553.816,92	411.552,00	R\$590.804,39
12	383.086,16	R\$599.434,82	411.552,00	R\$643.976,79
13	380.404,56	R\$648.810,26	411.552,00	R\$701.934,70
14	377.741,73	R\$702.252,76	411.552,00	R\$765.108,82
15	375.097,54	R\$760.097,32	411.552,00	R\$833.968,62
16	372.471,85	R\$822.706,54	411.552,00	R\$909.025,79
17	369.864,55	R\$890.472,88	411.552,00	R\$990.838,11
18	367.275,50	R\$963.821,13	411.552,00	R\$1.080.013,54
19	364.704,57	R\$1.043.211,08	411.552,00	R\$1.177.214,76
20	362.151,64	R\$1.129.140,37	411.552,00	R\$1.283.164,09
21	359.616,58	R\$1.222.147,67	411.552,00	R\$1.398.648,86
22	357.099,26	R\$1.322.815,97	411.552,00	R\$1.524.527,26
23	354.599,57	R\$1.431.776,32	411.552,00	R\$1.661.734,71
24	352.117,37	R\$1.549.711,74	411.552,00	R\$1.811.290,84
25	349.652,55	R\$1.677.361,49	411.552,00	R\$1.974.307,01

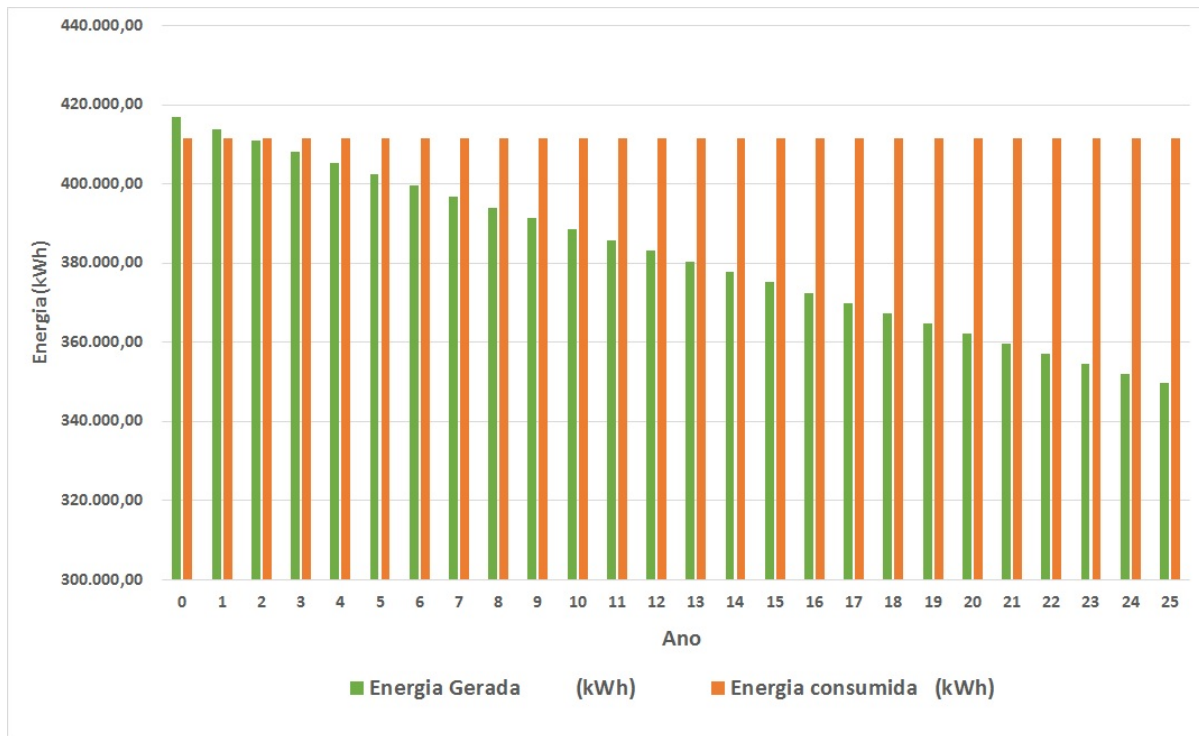


Figura 27 – Geração e consumo de energia ao longo da vida útil do projeto.

4.13 Análise da viabilidade econômica

A fim de implementar o projeto em uma indústria, é necessário mostrar junto à diretoria a viabilidade técnica e econômica do mesmo. Por isso, aqui será feito o estudo econômico do projeto através dos principais indicadores: valor presente líquido (VPL), *Payback*, Taxa interna de retorno (TIR). Nestes estudos, serão considerados que o valor inicial do investimento é o montante geral do sistema estimado pela planilha A. Adicionalmente, foi considerado a energia produzida anualmente e a entrada do fluxo de caixa calculado para cada caso, sendo que na energia foi considerado o aumento do seu preço e a perda de rendimento do sistema. Além do mais, foi levado em conta o custo de manutenção do sistema, o qual contém a manutenção preventiva (limpeza e inspeção no geral) e a manutenção corretiva (substituição de componentes danificados), segundo Souza, este custo varia, anualmente, entre 0,5 % e 1% do montante do investimento atual. Aqui será considerado o pior caso: 1%.

4.13.1 Taxas e tributações

Neste ponto serão explicitadas todas as taxas e tributações que foram consideradas nos cálculos, na sequência:

Tarifação da energia elétrica: A tarifa de energia elétrica da fábrica possui um valor fixo para a demanda contratada que é, atualmente, R\$ 0,5563. Segundo DIEESE

(2015) nota-se elevado crescimento da tarifa de energia nos últimos anos, por conta da última crise hídrica, a qual levou à adoção de bandeiras tarifárias e reajustes extraordinários, os quais são superiores a 17% de aumento. Entretanto, neste trabalho será utilizado um cenário otimista para o aumento da energia elétrica, já que segundo o presidente do EPE, Maurício Tolmasquim (2016), a tarifa subirá menos que a inflação nos próximos anos, então, será considerado a taxa de aumento de 9% anual. Pela Tabela 11, é possível ver o valor da energia elétrica ao longo do horizonte de projeção do projeto.

Tabela 10 – Valor da tarifa da energia projetado ao longo do projeto

ANO	Preço da tarifa de energia
0	R\$0,5563
1	R\$0,6064
2	R\$0,6610
3	R\$0,7205
4	R\$0,7853
5	R\$0,8560
6	R\$0,9330
7	R\$1,0170
8	R\$1,1085
9	R\$1,2083
10	R\$1,3170
11	R\$1,4356
12	R\$1,5648
13	R\$1,7056
14	R\$1,8591
15	R\$2,0264
16	R\$2,2088
17	R\$2,4076
18	R\$2,6242
19	R\$2,8604
20	R\$3,1179
21	R\$3,3985
22	R\$3,7043
23	R\$4,0377
24	R\$4,4011
25	R\$4,7972

Inflação: Este valor foi obtido no site Nova Bolsa (Bmf & Bovespa), considerando a cotação de fevereiro, em 10,920% , e tal dado foi utilizado para considerar o aumento do preço da manutenção anual.

Selic: É a taxa básica utilizada como referência pela política monetária. Logo, é coerente utilizá-la nos cálculos do trabalho igual à Taxa Mínima de Atratividade (TMA), para definir a viabilidade do projeto. A taxa foi obtida do site do COPON (Comitê de Política Monetária). Assim, considerando a cotação do dia, 20/07/2016, o valor foi de 14,25%.

Imposto sobre os equipamentos: Como os equipamentos foram orçados através de fornecedores diretos da fábrica, serão desconsiderados os custos de importação e os impostos tais como COFINS, IPI e PIS, pois estes já estão incluídos no valor total da nota

dos equipamentos orçados.

Em síntese, na Tabela 11 estão todas as variáveis utilizadas.

Tabela 11 – Valor das variáveis econômicas no período do investimento

Variáveis econômicas	Valor
Taxa de manutenção anual	1,000%
Tarifa atual da energia	R\$0,556
Taxa de aumento da energia anual	9,000%
Taxa mínima de atratividade (TMA)	14,250%
Perda de eficiência dos painéis	0,700%
Investimento Inicial (FC_0)	R\$1.446.502,570
Inflação	10,920%

Na Tabela 12, estão os dados relativos a toda análise econômica do projeto, sendo que esses valores foram obtidos através das fórmulas 2.6 e 2.7. Na Tabela 12, foi considerado a geração de energia esperada ao longo do investimento, considerando a perda de eficiência dos painéis de 0,70 %. Não obstante, foi levado em conta o aumento do valor da tarifa da energia anual. Já como o fluxo de saída, foram considerados os gastos com manutenção, os quais correspondem a 1% do investimento.

Tabela 12 – Análise econômica da planta de minigeração

Ano	Economia energia faturada	Gastos com manutenção	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa descontado	Valor presente líquido (VPL)
0	R\$231.863,83	R\$-	-R\$1.446.502,57	-R\$1.446.502,57	-R\$1.446.502,57
1	R\$250.962,45	-R\$16.044,61	R\$234.917,85	R\$205.617,37	-R\$1.240.885,20
2	R\$271.634,23	-R\$17.796,68	R\$253.837,55	R\$194.465,90	-R\$1.046.419,30
3	R\$294.008,74	-R\$19.740,07	R\$274.268,67	R\$183.910,94	-R\$862.508,35
4	R\$318.226,24	-R\$21.895,69	R\$296.330,55	R\$173.920,83	-R\$688.587,52
5	R\$344.438,54	-R\$24.286,70	R\$320.151,84	R\$164.465,56	-R\$524.121,97
6	R\$372.809,94	-R\$26.938,81	R\$345.871,13	R\$155.516,71	-R\$368.605,26
7	R\$403.518,30	-R\$29.880,53	R\$373.637,77	R\$147.047,39	-R\$221.557,87
8	R\$436.756,10	-R\$33.143,48	R\$403.612,62	R\$139.032,10	-R\$82.525,77
9	R\$472.731,70	-R\$36.762,75	R\$435.968,95	R\$131.446,70	R\$48.920,92
10	R\$511.670,61	-R\$40.777,24	R\$470.893,37	R\$124.268,34	R\$173.189,26
11	R\$553.816,92	-R\$45.230,11	R\$508.586,80	R\$117.475,36	R\$290.664,62
12	R\$599.434,82	-R\$50.169,24	R\$549.265,57	R\$111.047,27	R\$401.711,89
13	R\$648.810,26	-R\$55.647,72	R\$593.162,54	R\$104.964,64	R\$506.676,53
14	R\$702.252,76	-R\$61.724,45	R\$640.528,31	R\$99.209,08	R\$605.885,60
15	R\$760.097,32	-R\$68.464,77	R\$691.632,56	R\$93.763,17	R\$699.648,78
16	R\$822.706,54	-R\$75.941,12	R\$746.765,42	R\$88.610,43	R\$788.259,21
17	R\$890.472,88	-R\$84.233,89	R\$806.238,99	R\$83.735,24	R\$871.994,45
18	R\$963.821,13	-R\$93.432,23	R\$870.388,90	R\$79.122,79	R\$951.117,24
19	R\$1.043.211,08	-R\$103.635,03	R\$939.576,05	R\$74.759,08	R\$1.025.876,32
20	R\$1.129.140,37	-R\$114.951,97	R\$1.014.188,40	R\$70.630,86	R\$1.096.507,17
21	R\$1.222.147,67	-R\$127.504,73	R\$1.094.642,94	R\$66.725,54	R\$1.163.232,71
22	R\$1.322.815,97	-R\$141.428,24	R\$1.181.387,72	R\$63.031,24	R\$1.226.263,96
23	R\$1.431.776,32	-R\$156.872,21	R\$1.274.904,11	R\$59.536,69	R\$1.285.800,65
24	R\$1.549.711,74	-R\$174.002,65	R\$1.375.709,08	R\$56.231,23	R\$1.342.031,88
25	R\$1.677.361,49	-R\$193.003,74	R\$1.484.357,75	R\$53.104,75	R\$1.395.136,63

Pelo gráfico da Figura 28 é possível ter ideia do fluxo de caixa ao longo dos 25 anos de vida útil do projeto.

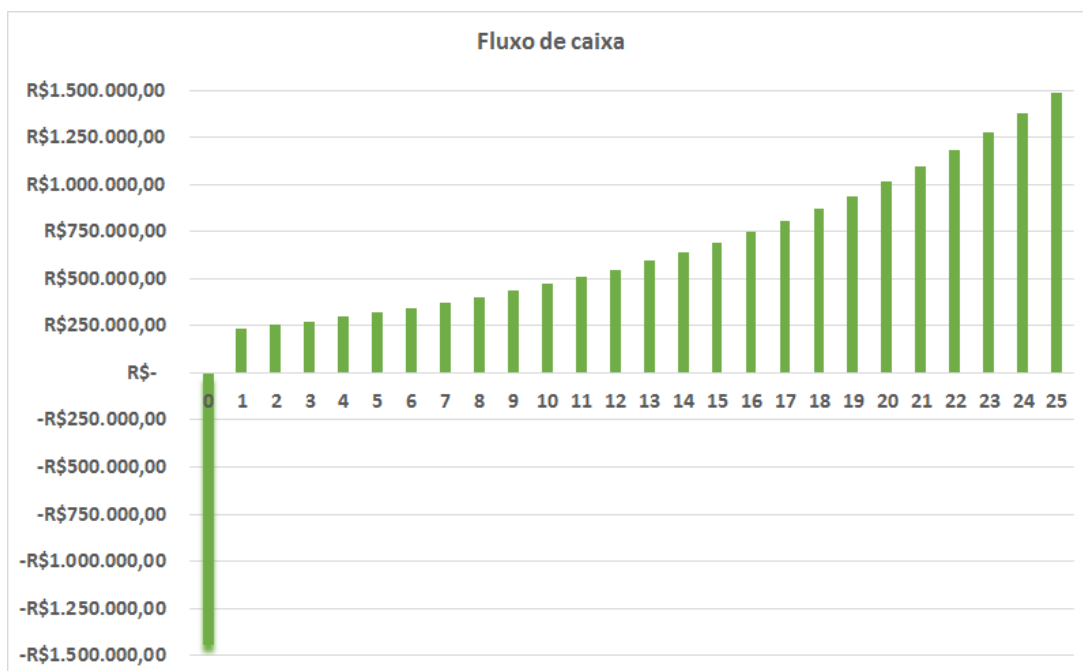


Figura 28 – Fluxo de caixa do projeto ao longo do horizonte de projeção

No gráfico da Figura 29, é possível ver que o VPL é positivo somente 9 anos após a implementação do projeto (exatamente 8,72 anos). Portanto, o valor indica que após 8 anos e 8 meses o capital investido é recuperado.

Já o *payback*, segundo o gráfico da Figura 29, é de 8,72 anos, valor que mostra o tempo de retorno do capital investido. Esse *payback*, não é ruim, tendo em vista o tempo de vida útil do projeto (25 anos), uma vez que a usina solar consegue garantir previsibilidade do preço da energia para o prédio.

4.14 Comparação do tempo de retorno do investimento com os valores da análise da COMERC ENERGIA

A COMERC é uma empresa da área de energia e possui cerca de 600 clientes em seu portfólio. Anualmente, ela divulga um estudo de quais as melhores capitais para gerar energia solar no Brasil, resultado o qual pode ser visto na Tabela 13. A partir dela, é possível ver o *payback* em todas as capitais brasileira, qual seja: há capitais, tais como as nordestinas, possuem um *payback* baixo, apesar de possuírem um índice de insolação alto, o preço da tarifa de energia é baixo.

Portanto, pelos dados da tabela, é possível confirmar que os resultados obtidos no trabalho condizem com a realidade, já que o *payback* obtido no projeto foi de 8,7 anos,

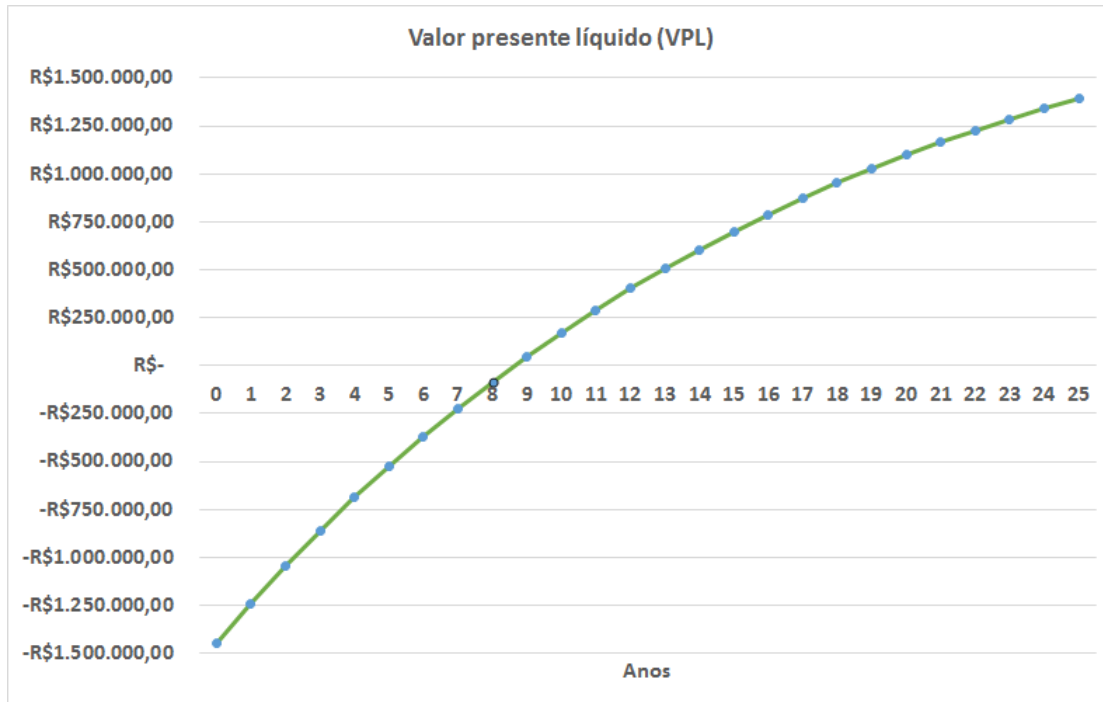


Figura 29 – Valor presente líquido do projeto ao longo do horizonte de projeção.

e pela COMERC o mesmo é de 8,95 anos. Então, para os próximos trabalhos, sugere-se que seja feita a análise da viabilidade do projeto em outras plantas da empresa, tais como a de Prata-MG e a de Manaus-AM, já que segundo a COMERC, as mesmas estão em, respectivamente, 8º e 14º no ranking.

Tabela 13 – Ranking do *payback* da energia solar em capitais brasileiras (fonte: COMERC ENERGIA adaptado).

Classificação	Capital	<i>Payback</i> (anos)
1	Belém	5,17
2	Fortaleza	5,18
3	Rio de Janeiro	5,2
4	Recife	5,44
5	Goiania	5,5
6	Porto Alegre	5,61
7	Teresina	5,66
8	Belo Horizonte	5,67
9	Salvador	5,69
10	Aracaju	5,75
11	Vitória	5,94
12	João Pessoa	5,95
13	Natal	5,97
14	Manaus	6,24
15	Brasília	6,36
16	Porto Velho	6,42
17	Rio Branco	6,53
18	São Luiz	6,64
19	Cuiabá	6,69
20	Florianópolis	6,87
21	Maceio	6,95
22	Curitiba	6,97
23	Campo Grande	8,28
24	Boa Vista	8,48
25	São Paulo	8,95
26	Macapá	10,8

5 Conclusões

Diante de todos os fatos e dados expostos, conclui-se que para entender a energia solar por completo é preciso abstrair seus conceitos básicos. Por isso na introdução foi apresentado os seus principais aspectos, tipos de sistemas, componentes utilizados e normas técnicas para conexão do sistema à rede. Em seguida, foram apresentados as principais variáveis econômicas e métodos utilizados em empresas para estudar a viabilidade de um projeto.

Analogamente, dentre as vantagens apresentadas no trabalho, destaca-se que a energia fotovoltaica ajuda a diversificar a matriz energética, reduzindo a dependência do recurso hídrico, o que diminui o risco de escassez de energia em tempos de seca, além de diminuir os danos ambientais.

Em relação aos resultados, o sistema mostrado no caso exemplo atende quase que totalmente o prédio durante os primeiros anos do investimento. Entretanto, em relação à fábrica toda o sistema atende menos que 1% da demanda de energia. Logo, para que a planta industrial consiga uma relativa independência da rede, o investimento inicial seria muito alto, bem como o espaço para a instalação dos painéis seria muito grande, o que torna inviável. Uma alternativa para essa situação, seria utilizar a energia fotovoltaica em conjunto com outras fontes de energia, tais como a energia proveniente da reutilização do vapor em caldeiras ou até mesmo a produção de energia térmica através dos resíduos da madeira.

Além do mais, conforme visto em Ovando (2016), para que haja uma expansão da geração fotovoltaica no Brasil são necessárias políticas de incentivos, tais como reduções fiscais, facilitação de importação de equipamentos ligados à fontes de energia renováveis e políticas de financiamentos com baixas taxas de juros. Outro ponto a ser levado em conta, é a necessidade de incentivo às indústrias brasileiras do setor solar, de forma que haja desenvolvimento de novas tecnologias com preços mais baratos, para tornar essa energia competitiva como é no mercado externo.

5.1 Sugestão para trabalhos futuros

Serão levantadas as seguintes sugestões para estudos futuros:

Análise do impacto da planta de minigeração na rede local: Através de análises de tensões, seja por simulação, ou por medições, uma sugestão para trabalho futuro é analisar o quanto os geradores influenciam no aumento de tensão do barramento, de forma a evitar que esse aumento ultrapasse o limite estabelecido pela ANEEL. Para

isso, fica como sugestão a utilização de *softwares* de simulação tais como o *OpenDSS* que é uma interface de licença livre.

Estudo com diferentes tarifas: Todo o estudo foi baseado na tarifa de energia elétrica da distribuidora CPFL Energia, a qual administra o local de instalação dos painéis (São Carlos), portanto seria importante analisar a relação entre incidência solar x tarifa das cidades de São Paulo, Prata-MG e Manaus-MG, locais nos quais a fabrica possui unidades.

Comparação entre países: Além de tudo isso, para a fabrica, seria importante saber em qual planta de qual país vale mais apenas a instalação do sistema, para isso, seria importante realizar o estudo em outros países a fim de comprovar em qual é mais viável economicamente.

Referências Bibliográficas

1. ABNT. Norma Brasileira ABNT NBR 5410: **Instalações Elétricas de Baixa Tensão**. Brasília: ABNT, 2004.
2. ABNT. Norma Brasileira ABNT NBR 5419: **Proteções de estruturas contra descargas atmosféricas**. Brasília: ABNT, 2015.
3. ABNT. Norma Brasileira ABNT NBR 16149: **Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. Brasília, 2013.
4. ABNT. Norma Brasileira ABNT NBR 16150: **Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - Procedimentos de ensaio de conformidade**. Brasília, 2013.
5. ABNT. Norma Brasileira ABNT NBR 16274: **Comissionamento de Sistemas Fotovoltaicos - Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para a documentação, comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho**. Brasília, 2014.
6. ABNT. Norma Brasileira ABNT NBR IEC 62116: **Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Brasília, 2012.
7. AGENCIA DO BRASIL – **Tarifa de energia subirá menos em 2016, diz presidente do EPE**. Disponível em:
<<http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2016-02/tarifa-de-energia-subira-menos-em-2016-diz-presidente-da-epe>>. Acesso em: Agosto, 2016.
8. ANEEL. **Resolução Normativa N° 482/2012**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012.
9. ANEEL. **Avaliação dos resultados da Resolução Normativa**. N° 482/2012 na visão do regulador, Brasilia-DF,2014.
10. ANEEL. Nota Técnica 004/2011 — SRD/ANEEL. **Análise das contribuições referentes à Consulta Pública n° 15/2010, visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes incentivadas, conectadas na rede de distribuição de energia elétrica**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2011.

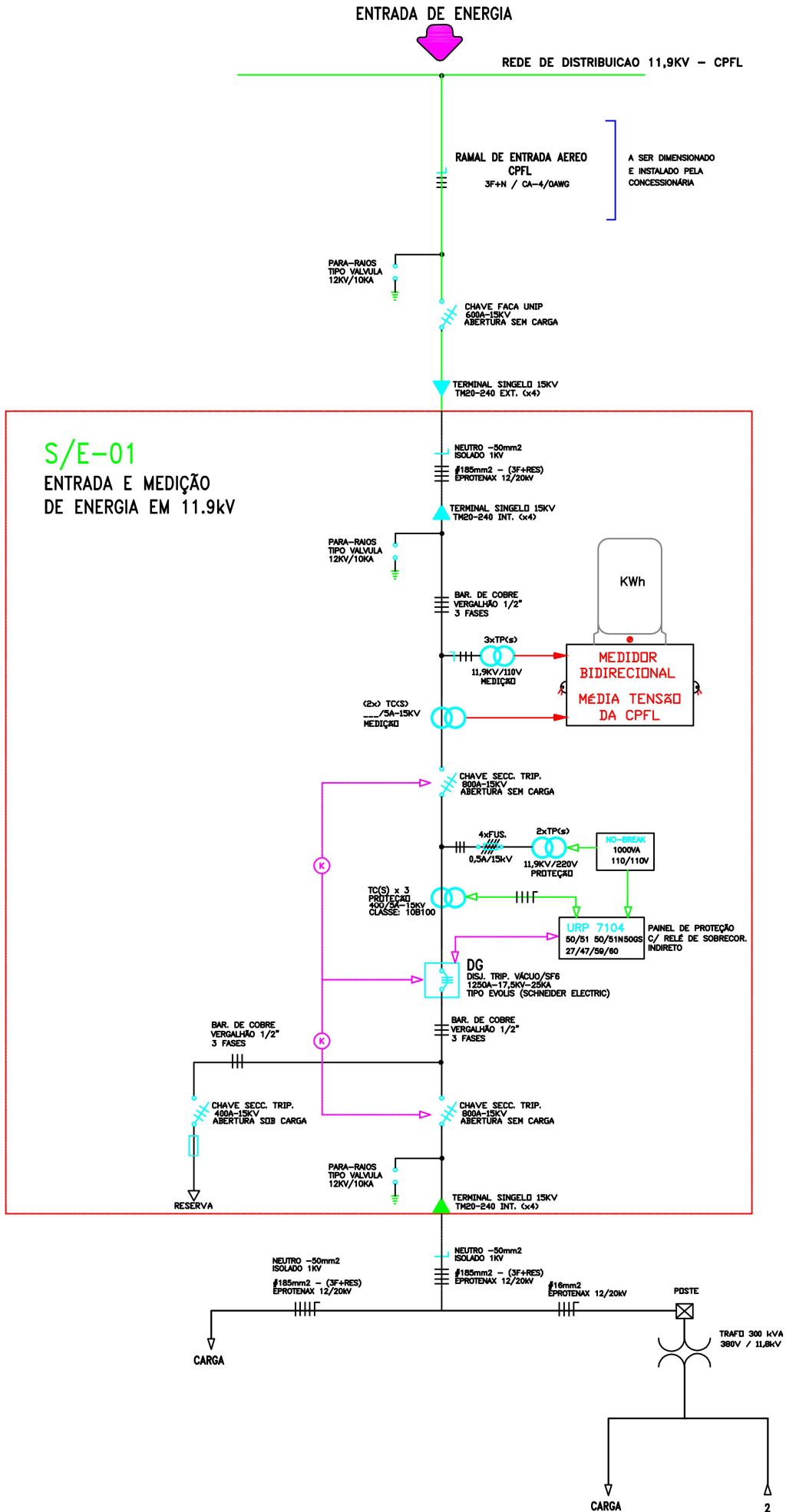
11. CEPEL ELETROBRAS. **Energia Solar - Princípio e Aplicações**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2006.
12. CREDER, Hélio. **Instalações Elétricas - 15ª Edição**. Rio de Janeiro: LTC, 2013.
13. COMERC ENERGIA. **Índice Comerc Solar**. Disponível em: <www.comerc.com.br>. Acesso em: Agosto, 2016.
14. CRESESB CEPEL - **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Disponível em: www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download. Acesso em: Junho, 2016.
15. DIEESE. **Comportamento das tarifas de energia elétrica no Brasil**. Nota técnica 147, agosto de 2015.
16. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Balanco Energético Nacional 2012**, Ano Base 2011. Rio de Janeiro: EPE, 2012.
17. GITMAN, L. J. **Princípios de Administração Financeira**. 10ª edição, São Paulo: Harbra. 2007.
18. GREENPRO. **Energia Fotovoltaica – Manual Sobre Tecnologias, Projeto e Instalações**. União Europeia: ALTENER, 2004.
19. INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: INPE, 2006.
20. KRANNICH SOLAR - **Estrutura de fixação para painéis em solo**. Disponível em: http://pt.krannich-solar.com/fileadmin/content/data_sheets >. Acesso em: Julho, 2016
21. LARONDE, R. **Reliability of Photovoltaic Modules Based on Climatic Measurement Data**. France: University of Angers, 2010
22. LEVA, Flávia Fernandes de, SALERNO, Carlos Henrique, CAMACHO, José Roberto et al. **Modelo de um projeto de um sistema fotovoltaico**. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 5., 2004, Campinas.
23. MOTTA, Regis da Rocha & CALÔBA, Guilherme Marques. **Análise de Investimentos: Tomada de Decisão em Projetos Industriais**. São Paulo: Atlas, 2002.
24. NORMA TÉCNICA CPFL - **GED 15303: Conexão de micro e mini geração distribuída sob sistema de compensação de energia elétrica**. Disponível em: <<http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-15303.pdf>>. Acesso em: Agosto, 2016;

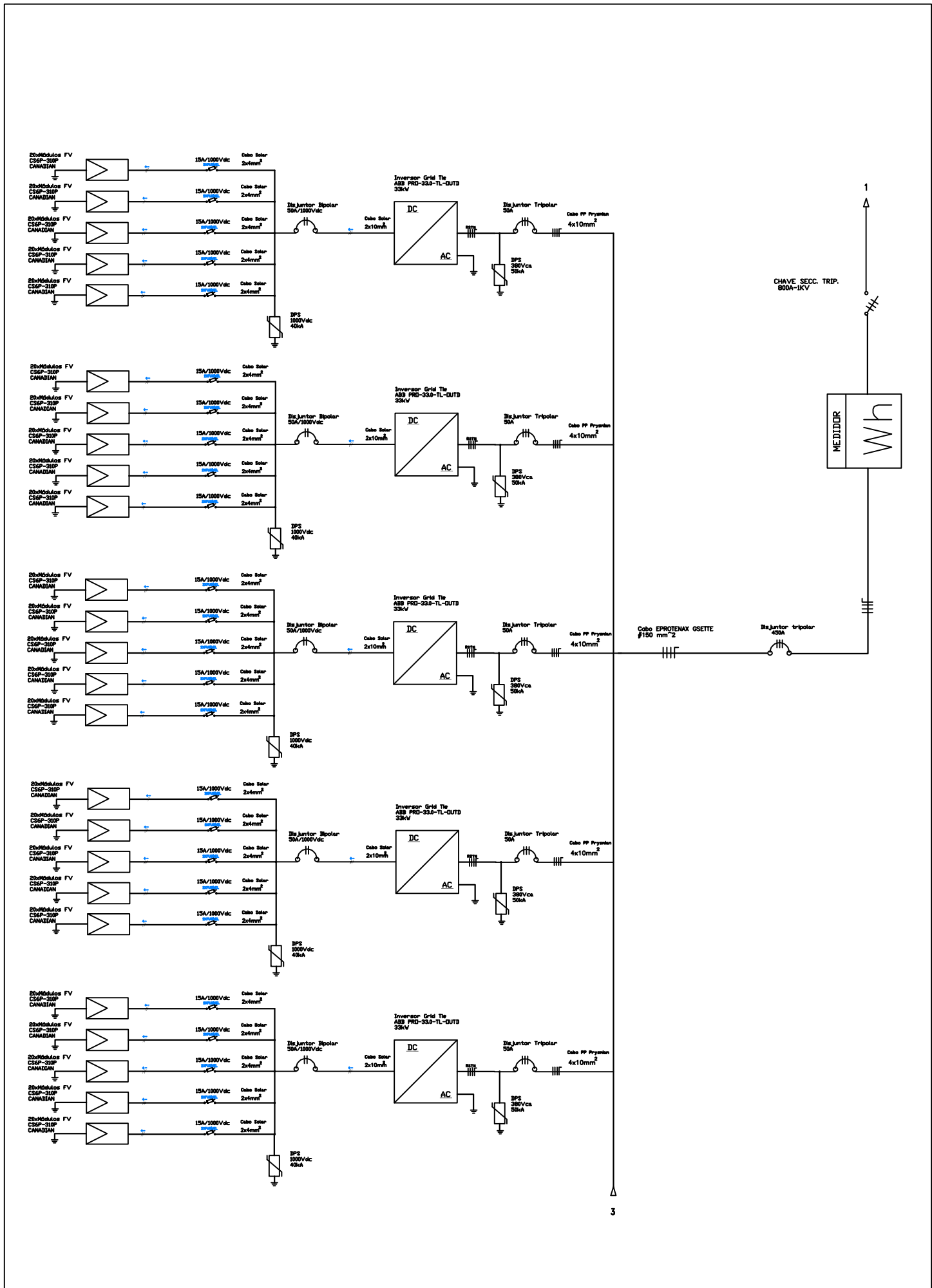
25. OVANDO, E. K. **Análise do efeito dos atuais programas lançados pelo Governo para incentivo ao uso de geração distribuída com energia fotovoltaica.** Trabalho de conclusão de curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.
26. ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JAFFE, J. F. **Administração Financeira: Corporate Finance.** 2 ed. São Paulo: Atlas S.A., 2007.
27. PRYSMIAN GROUP - **Baixa tensão de uso geral.** Disponível em: <http://br.prysmiangroup.com.br/br/files/dimensionamento_bt.pdf>. Acesso em: Agosto, 2016.
28. SOUZA, R. **Análise Financeira Simplificada de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.** BlueSol Energia Solar, 2015.
29. SUNDATA – **Base de dados sobre radiação solar no Brasil CRESEB.** Disponível em: < www.creseb.cepel.br >. Acesso em: Agosto, 2016.

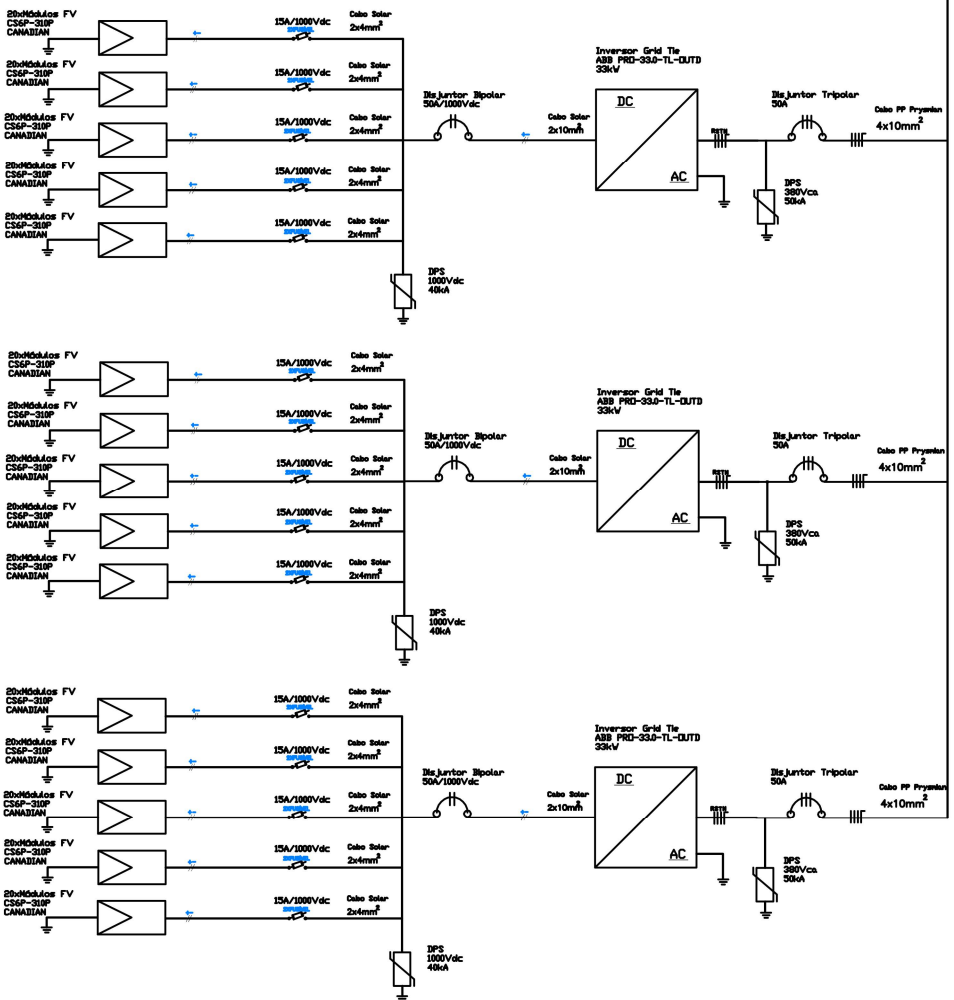
APÊNDICE A – Diagrama unifilar do Projeto

DIAGRAMA UNIFILAR DA SUBESTAÇÃO DE MEDIÇÃO 11.9KV

SEM ESC

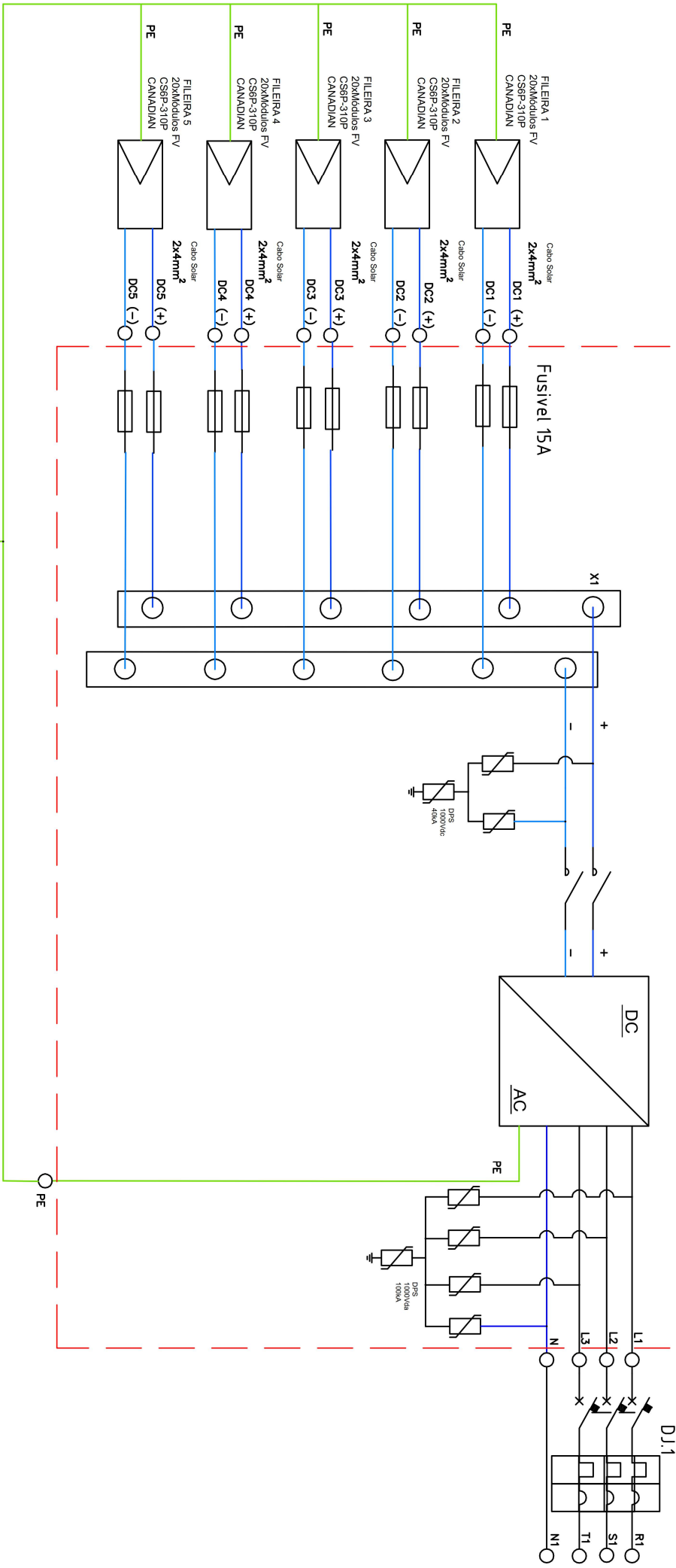






APÊNDICE B – Diagrama elétrico do Projeto

INVERSOR 1
INVERSOR SOLAR
ABB PRO-33.0-TL-OUTD-SX-400

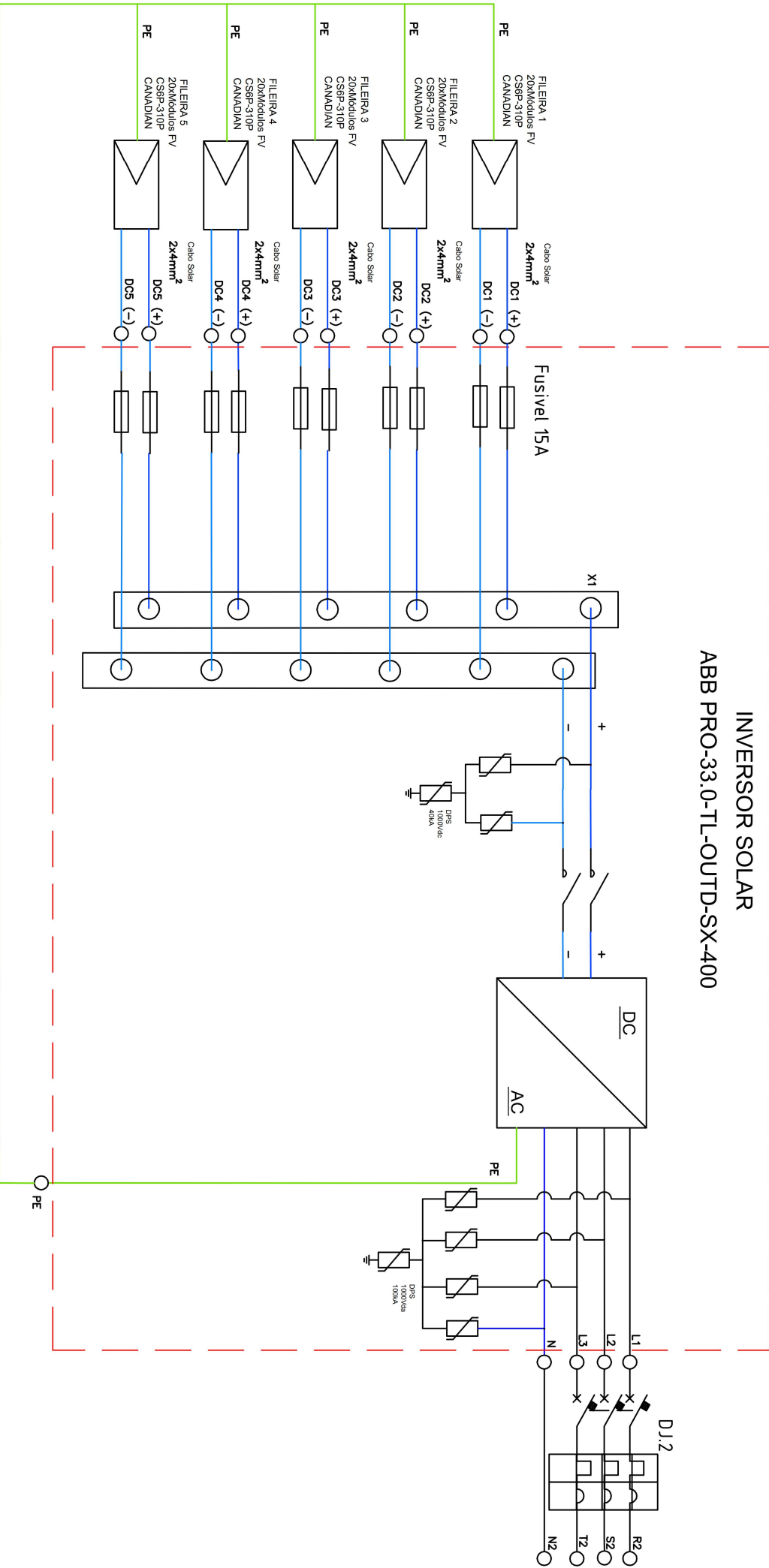


INVENTÁRIO	TÍTULO:	PROJETO:	DESENHO NO.:	PROJETADO POR:	Data:	REV.:	FOLHA:
INV	DESC1	PROJETO	FILENAME	NAME	DATA		REV/FOLHA / TOTAL

INVERSOR 2

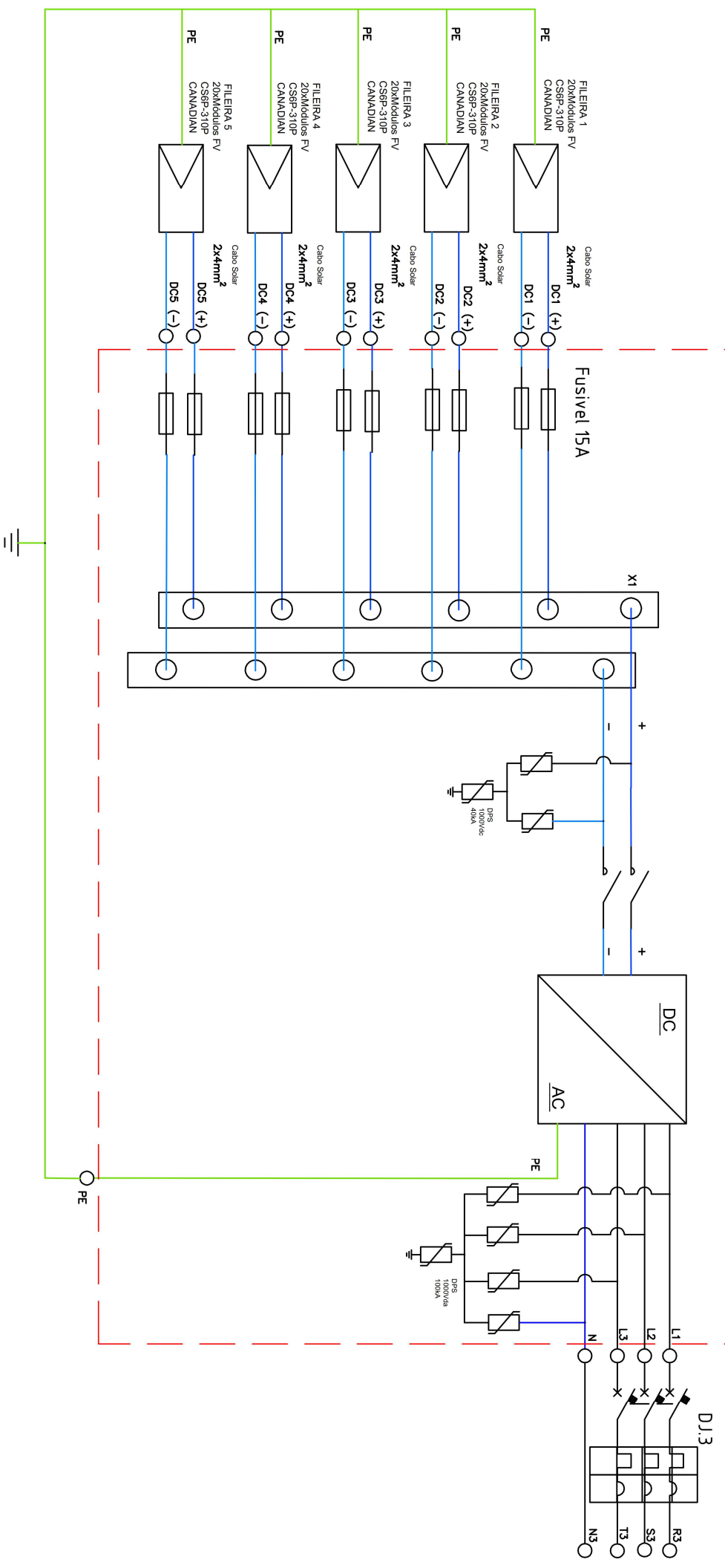
INVERSOR SOLAR

ABB PRO-33.0-TL-OUTD-SX-400



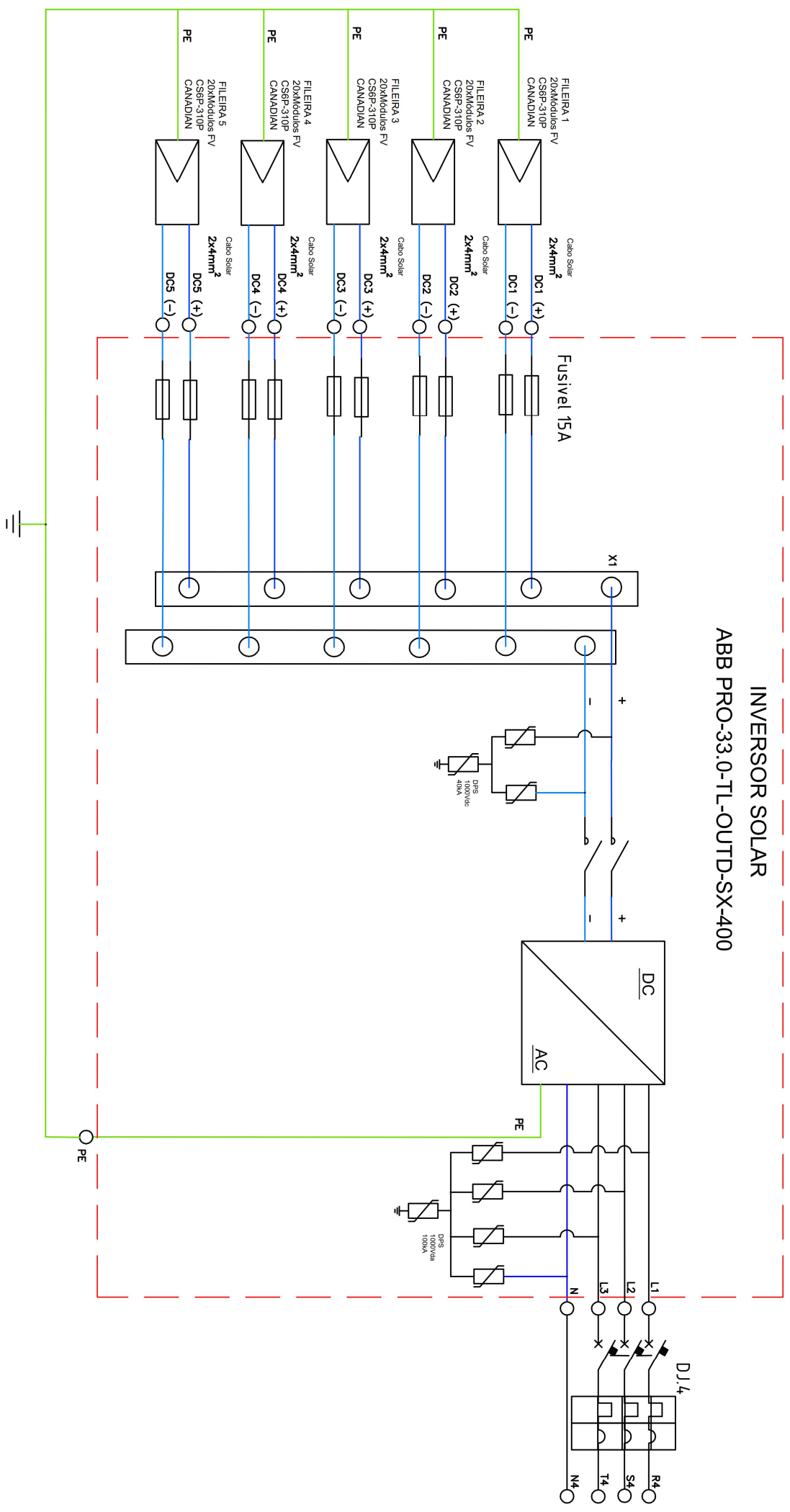
INVENTÁRIO	TÍTULO:	PROJETO:	DESENHO NO.:	PROJETADO POR:	Data:	REV.:	FOLHA:
INV	DESC1	PROJETO	FILENAME	NAME	DATA		REV/FOLHA / TOTAL

INVERSOR 3
INVERSOR SOLAR
ABB PRO-33.0-TL-OUTD-SX-400



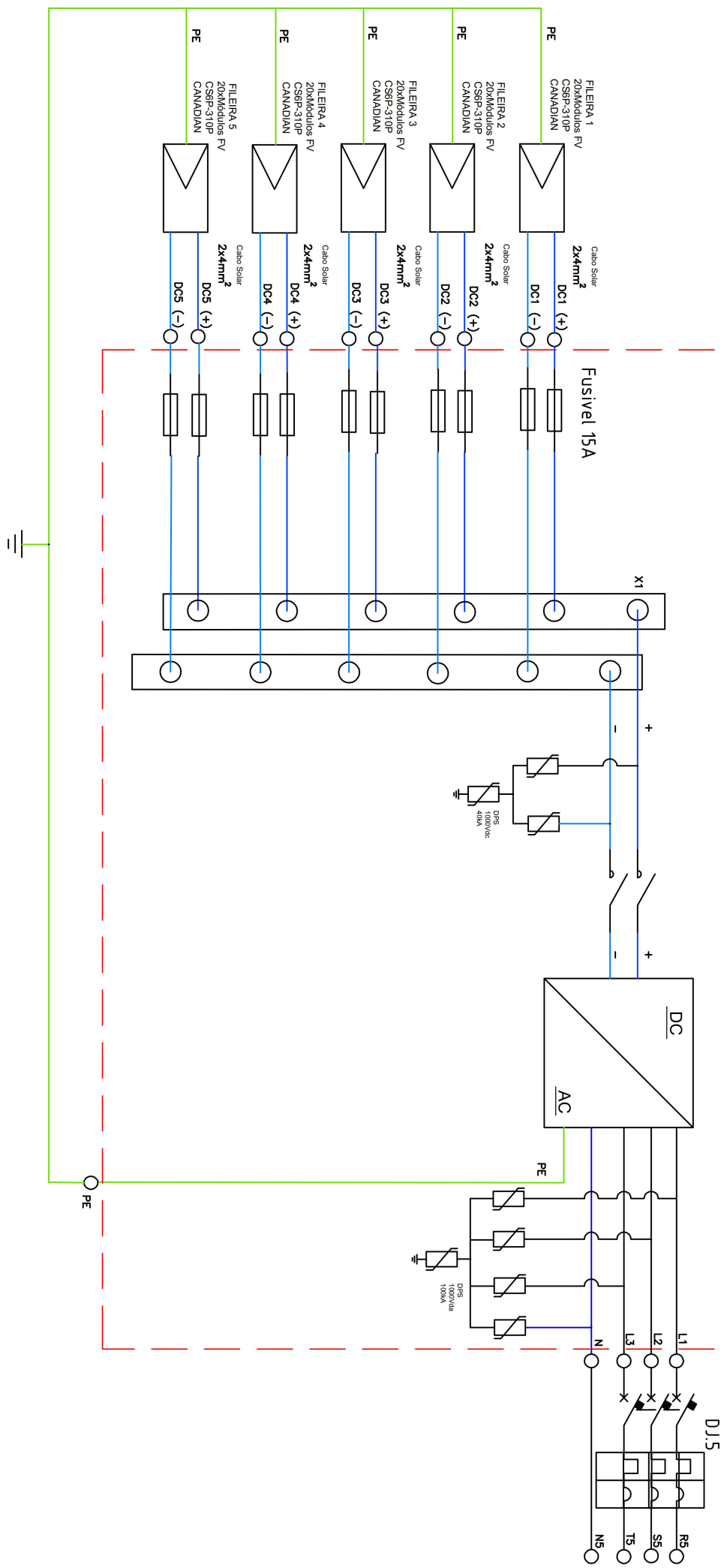
INVENTARIO	TITULO:	PROJETO:	DESENHO NO.:
INV	DESC1	PROJETO	FILENAME
		PROJETADO POR:	Data:
		NAME	DATA
		REV.:	REV.:
		FOLHA:	FOLHA:
		TOTAL	TOTAL

INVERSOR 4
INVERSOR SOLAR
ABB PRO-33.0-TL-OUTD-SX-400



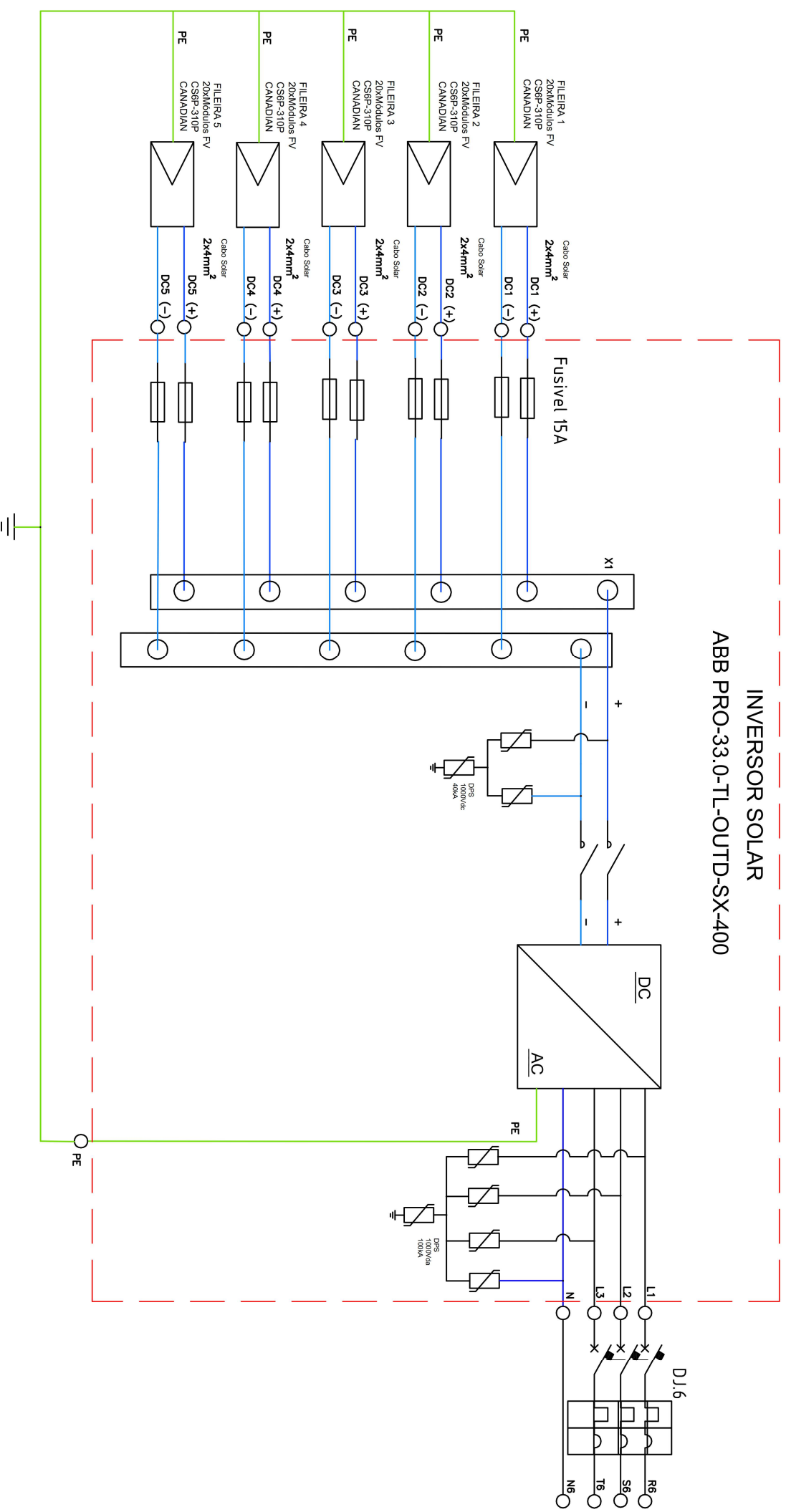
INVENTARIO INV	TITULO: DESC1	PROJETO: PROJETO	DESENHO NO.: FILENAME	PROJETADO POR: NAME	DATA:	REV.:	FOLHA: REV/FOLHA / TOTAL
-------------------	------------------	---------------------	--------------------------	------------------------	-------	-------	-----------------------------

INVERSOR 5
INVERSOR SOLAR
ABB PRO-33.0-TL-OUTD-SX-400



INVENTÁRIO INV	TTULO: DESC1	PROJETO: PROJETO	DESENHO NO.: FILENAME	PROJETADO POR: NAME	Data: DATA	REV.: REV/FOLHA / TOTAL	FOLHA: TOTAL
-------------------	-----------------	---------------------	--------------------------	------------------------	---------------	----------------------------	-----------------

INVERSOR 6
INVERSOR SOLAR
ABB PRO-33.0-TL-OUTD-SX-400

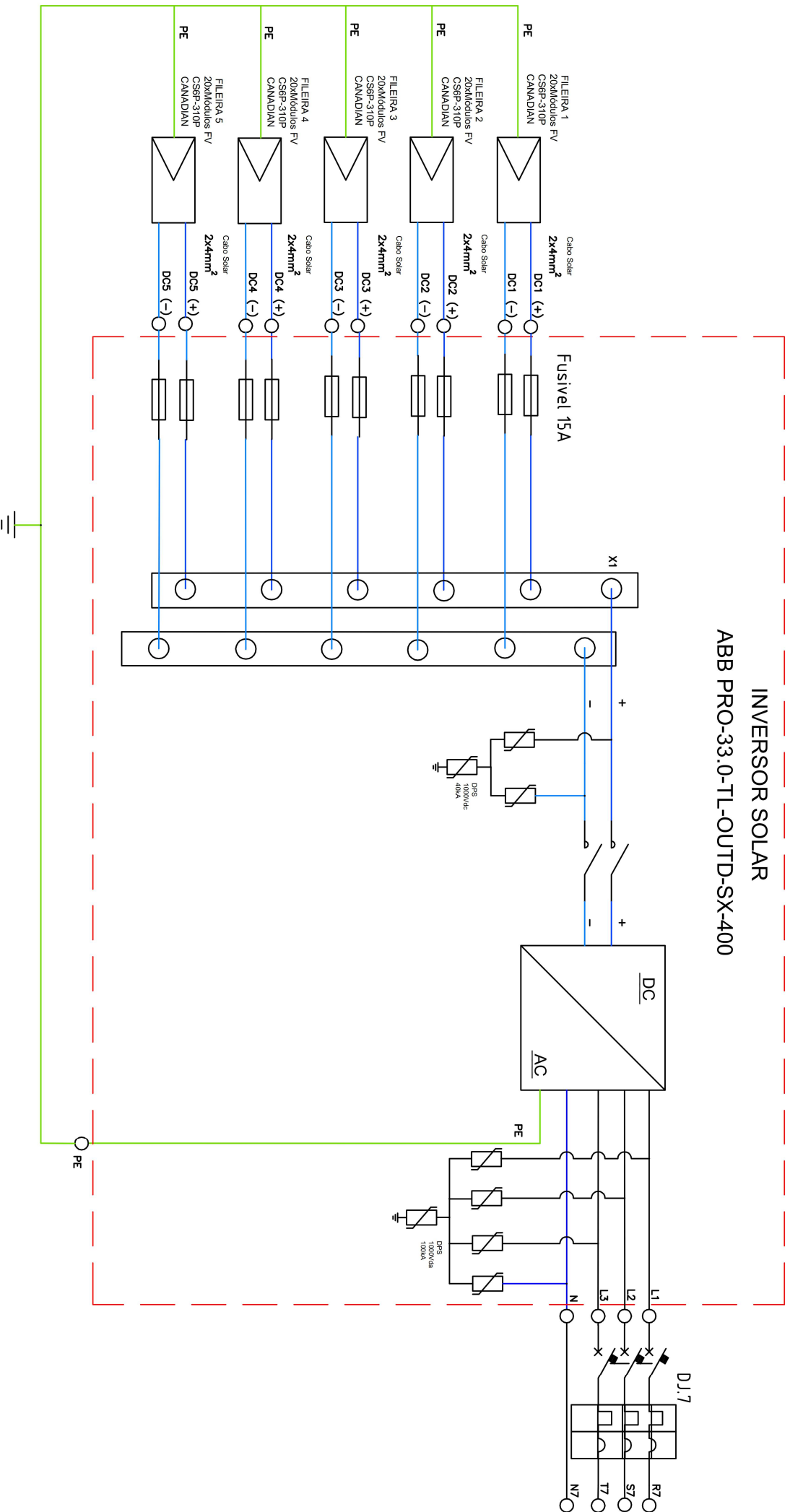


INVENTARIO INV	TITULO: DESC1	PROJETO: PROJETO	DESENHO NO.: FILENAME	PROJETADO POR: NAME	Data: DATA	REV.: REV	FOLHA: FOLHA / TOTAL
-------------------	------------------	---------------------	--------------------------	------------------------	---------------	--------------	-------------------------

INVERSOR 7

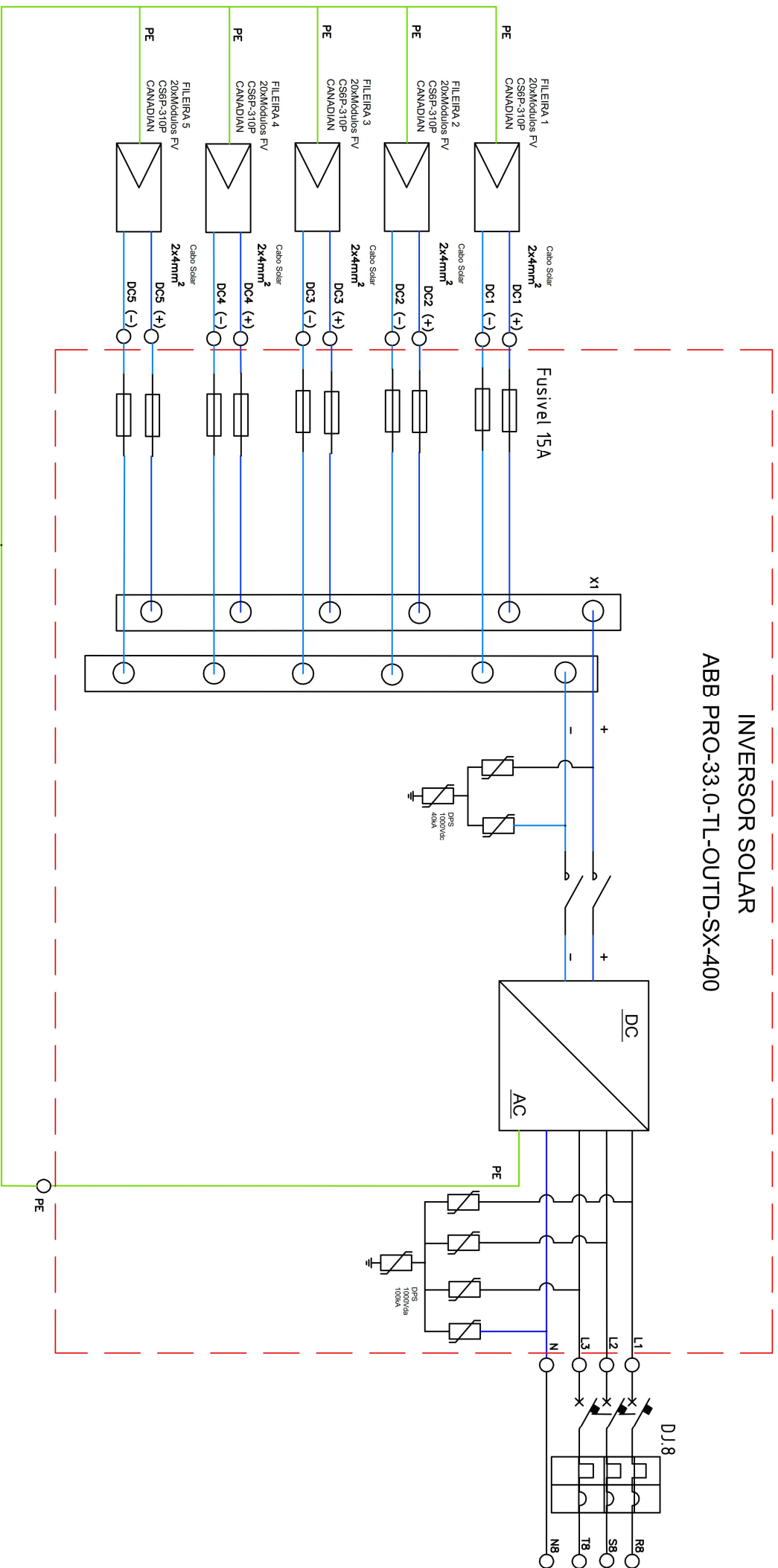
INVERSOR SOLAR

ABB PRO-33.0-TL-OUTD-SX-400



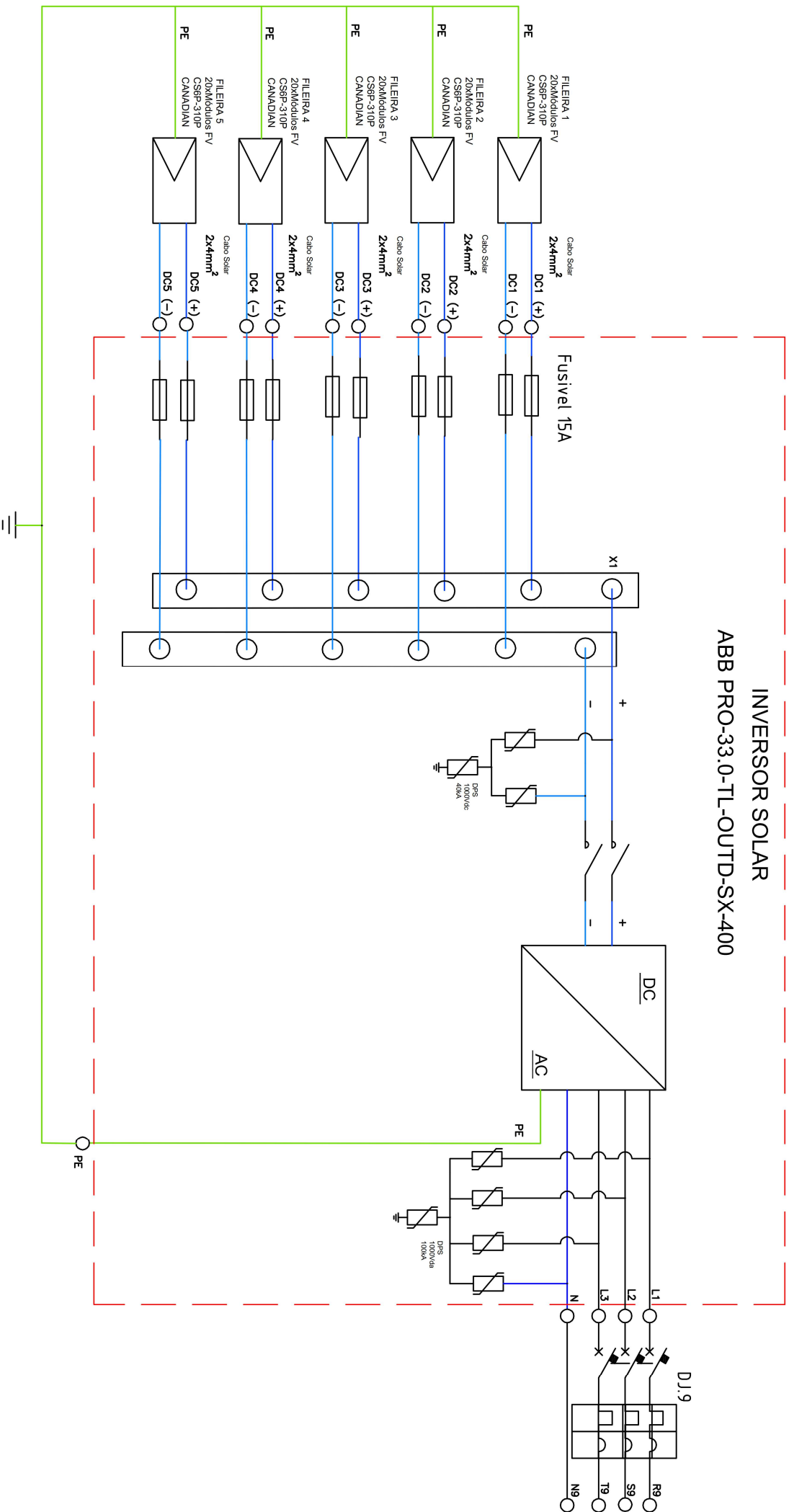
INVENTARIO	TITULO:	PROJETO:	DESENHO NO.:	PROJETADO POR:	Data:	REV.:	FOLHA:
INV	DESC1	PROJETO	FILENAME	NAME	DATA		REV/FOLHA / TOTAL

INVERSOR 8
INVERSOR SOLAR
ABB PRO-33.0-TL-OUTD-SX-400



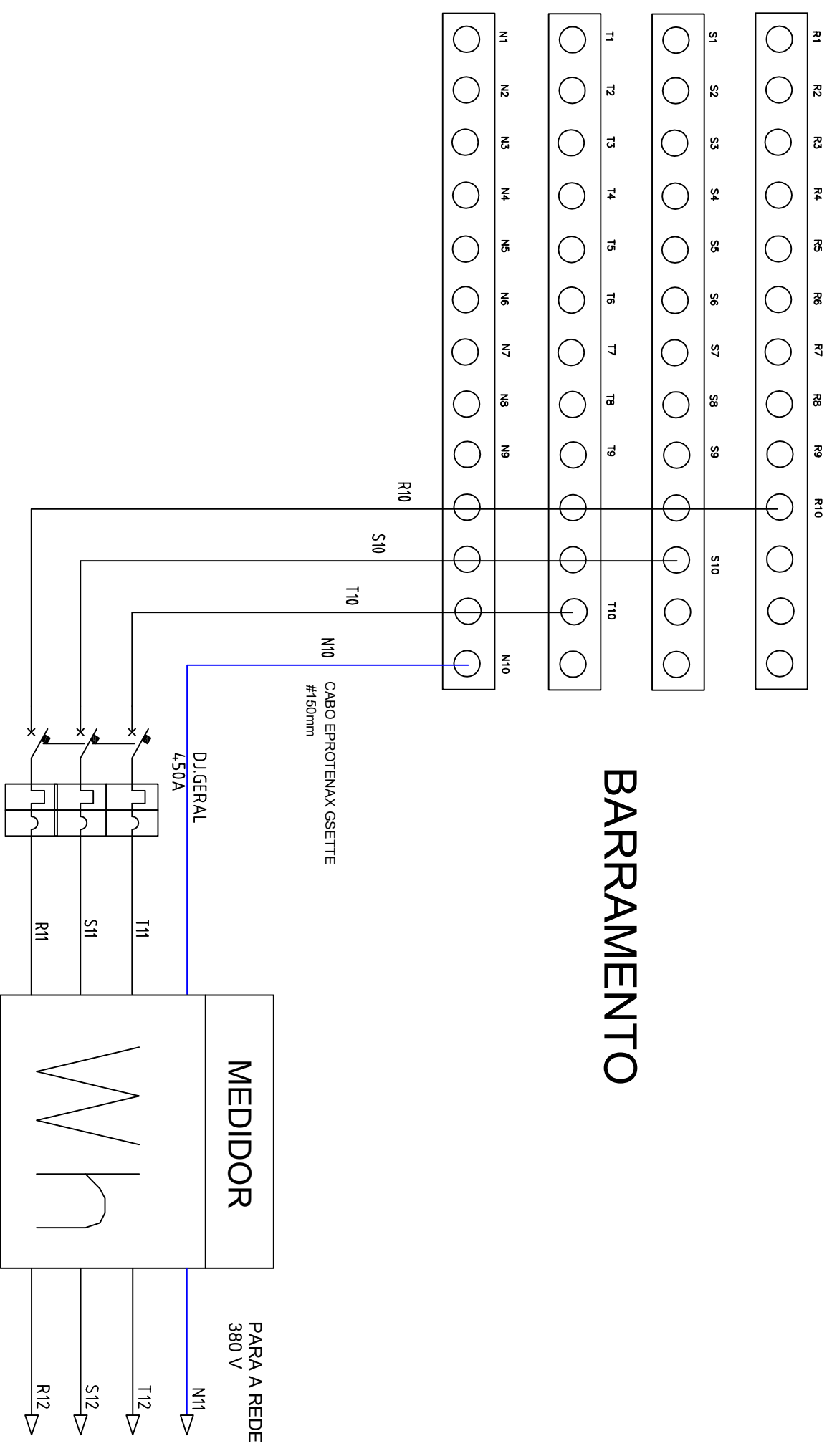
INVENTARIO INV	TITULO: DESC1	PROJETO: PROJETO	DESENHO NO.: FILENAME	PROJETADO POR: NAME	Data: DATA	REV.: REV	FOLHA: FOLHA / TOTAL
-------------------	------------------	---------------------	--------------------------	------------------------	---------------	--------------	-------------------------

INVERSOR 9
INVERSOR SOLAR
ABB PRO-33.0-TL-OUTD-SX-400



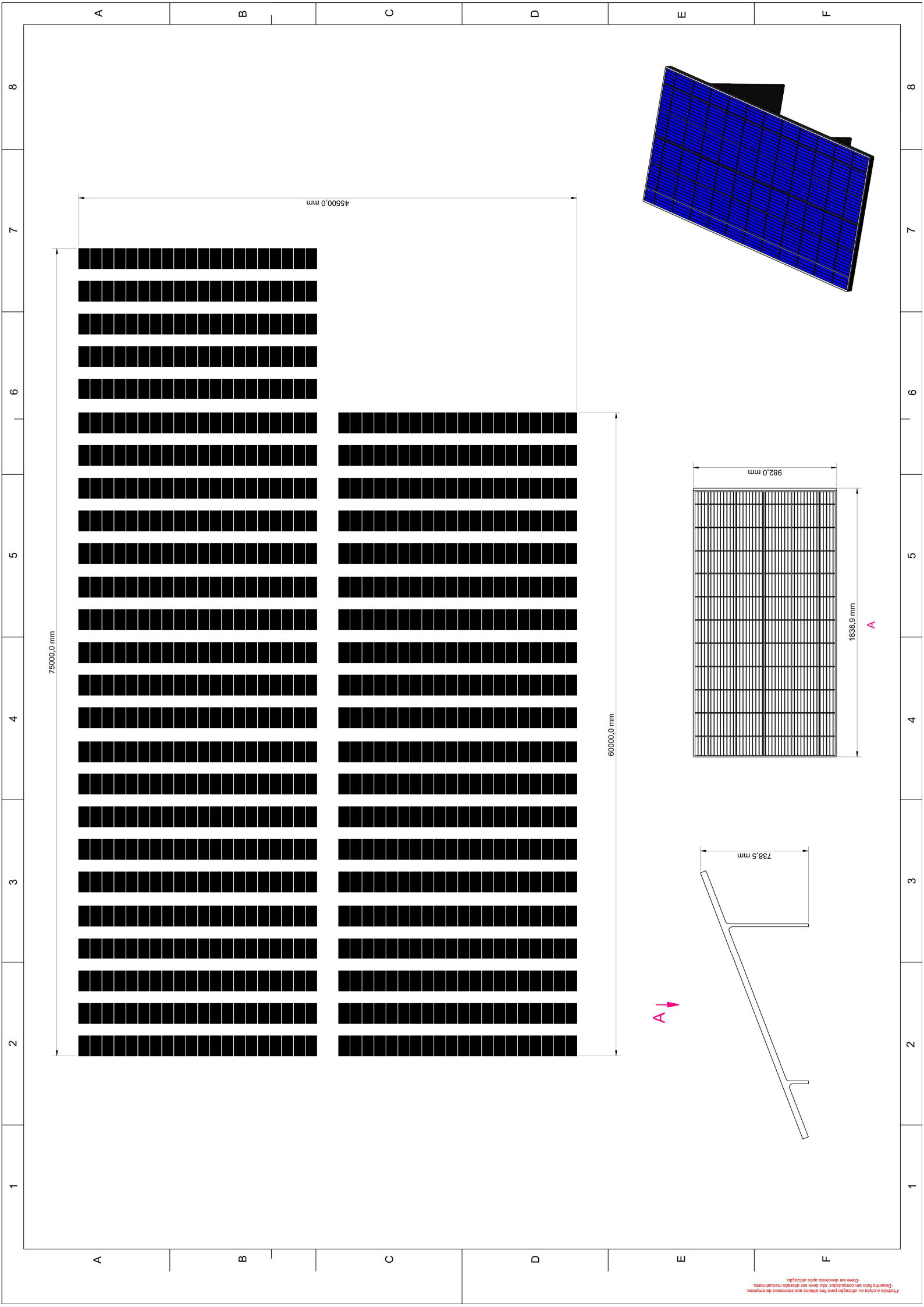
INVENTARIO INV	TITULO: DESC1	PROJETO: PROJETO	DESENHO NO.: FILENAME	PROJETADO POR: NAME	DATA
REV.:	REV/FOLHA / TOT	FOLHA:	DATA	REV.:	REV/FOLHA / TOT

BARRAMENTO

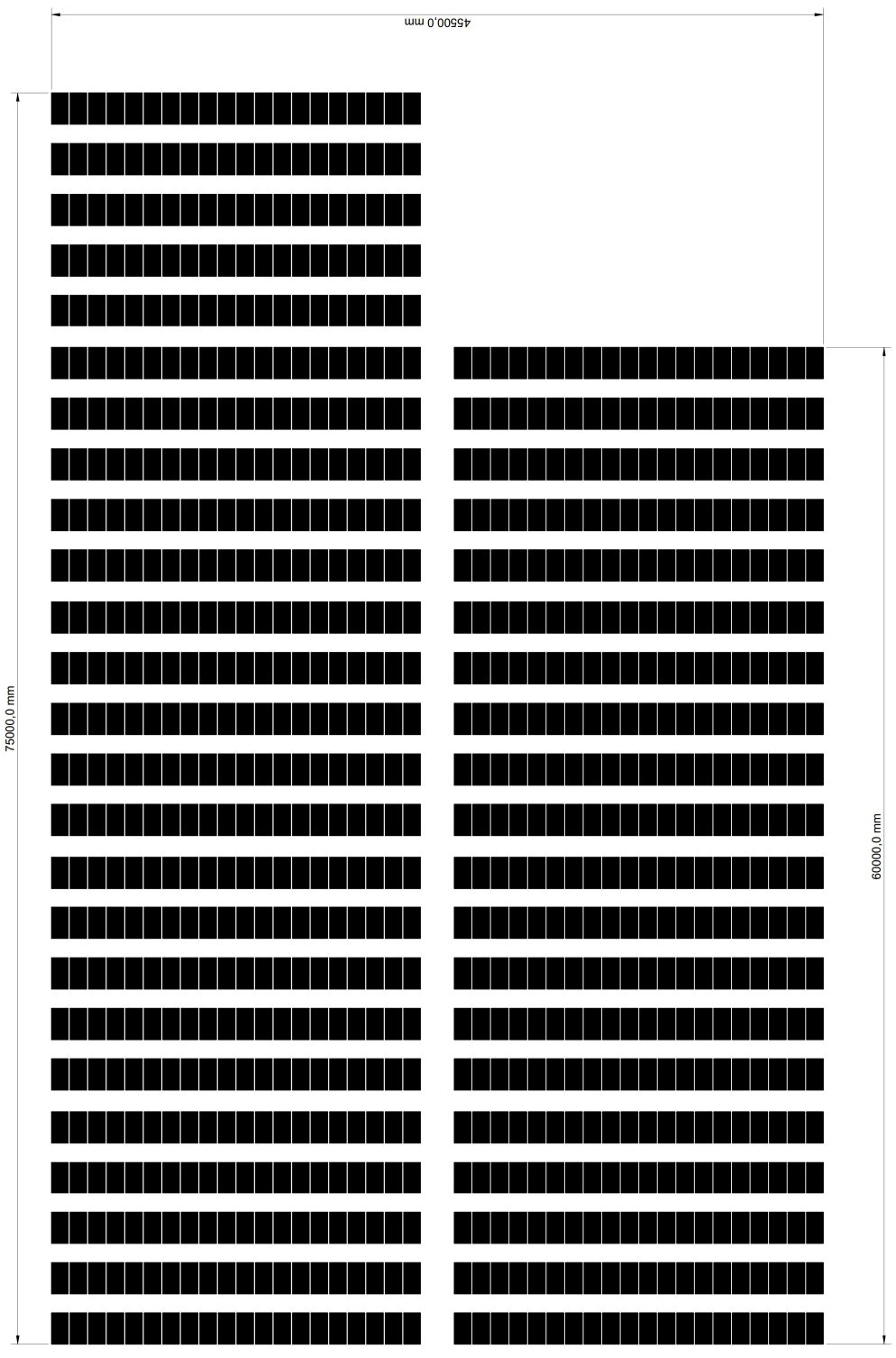
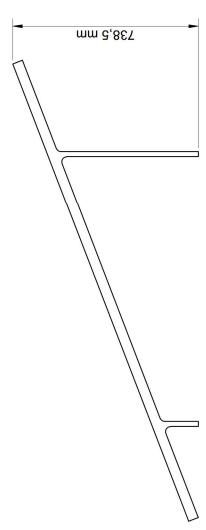
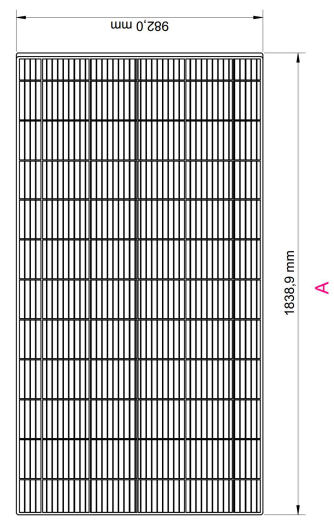
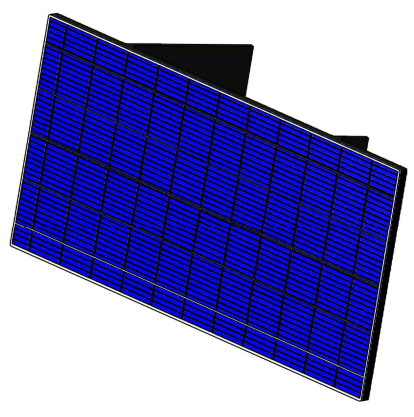


INVENTARIO INV	TITULO: DESC1	PROJETO: PROJETO	DESENHO NO.: FILENAME	PROJETADO POR: NAME	Data: DATA	REV.: REV/FOLHA / TOTAL	FOLHA: / TOTAL
----------------	---------------	------------------	-----------------------	---------------------	------------	-------------------------	----------------

APÊNDICE C – *Layout* da planta de geração fotovoltaica



Proibida a c3pia ou utiliz3o para fins alheos aos interesses da empresa.
 -Desenho feito em computador, n3o deve ser alterado manualmente.
 -Direito de reproduzir este desenho 3o de autor.



A

B

C

D

E

F

8

7

6

5

4

3

2

1

A

B

C

D

E

F

8

7

6

5

4

3

2

1

ANEXO A – Catálogo do painel fotovoltaico utilizado no projeto



MAXPOWER CS6X-310 | 315 | 320 | 325 P

The high quality and reliability of Canadian Solar's modules is ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.



linear power output warranty



product warranty on materials and workmanship

KEY FEATURES



Excellent module efficiency of up to 16.94 %



Outstanding low irradiance performance: 96.0 %



High PTC rating of up to 91.97%



IP67 junction box for long-term weather endurance



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
 ISO/TS 16949:2009 / The automotive industry quality management system
 ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
 OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: TÜV-Rheinland / VDE / KEMCO / MCS / CE / CEC AU / INMETRO
 UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)
 UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS
 Take-e-way / UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1

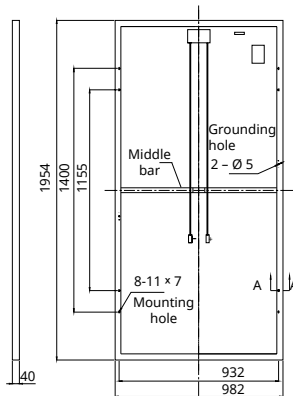


* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

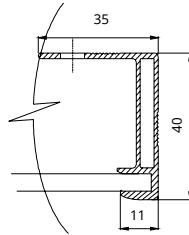
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 15 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

ENGINEERING DRAWING (mm)

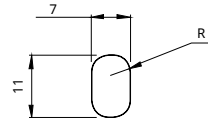
Rear View



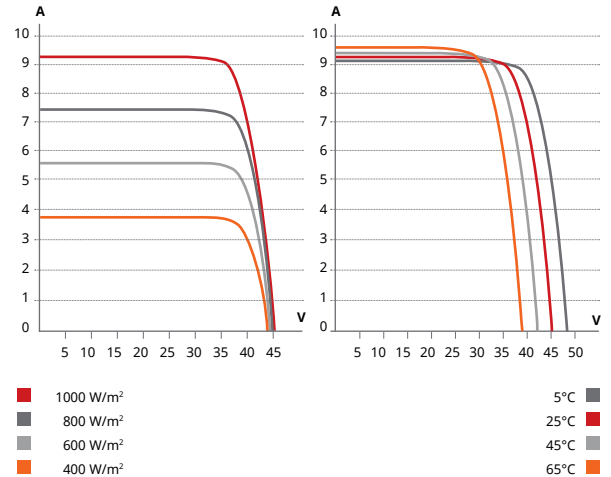
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS6X-320P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	310 W	315 W	320 W	325 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.4 V	36.6 V	36.8 V	37.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.52 A	8.61 A	8.69 A	8.78 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.9 V	45.1 V	45.3 V	45.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.08 A	9.18 A	9.26 A	9.34 A
Module Efficiency	16.16%	16.42%	16.68%	16.94%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 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 | NOCT*

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	225 W	228 W	232 W	236 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.2 V	33.4 V	33.6 V	33.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.77 A	6.84 A	6.91 A	6.98 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.3 V	41.5 V	41.6 V	41.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.36 A	7.44 A	7.50 A	7.57 A

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

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.0 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

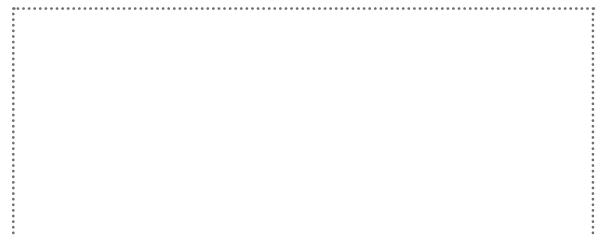
MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1954×982×40 mm (76.9×38.7×1.57 in)
Weight	22 kg (48.5 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000V (UL), 1150 mm
Connector	T4-1000V or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 620 kg (1366.9 lbs)
Per Container (40' HQ)	624 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temp. Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temp. Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temp. Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PARTNER SECTION



Scan this QR-code to discover solar projects built with this module



ANEXO B – Catálogo do inversor solar utilizado no projeto

ABB string inverters PRO-33.0-TL-OUTD 33 kW



ABB string inverters cost-efficiently convert the direct current (DC) generated by solar modules into high quality three-phase alternating current (AC) that can be fed into the power distribution network (i.e. grid). Designed to meet the needs of the entire supply chain – from system integrators and installers to end users – these transformerless, three-phase inverters are designed for decentralized photovoltaic (PV) systems installed in commercial and industrial systems up to megawatt (MW) sizes.

A new inverter from the world's leading power technology company

ABB, a global leader in power and automation technologies, brings decades of experience, technology leadership and application know-how from renewable energies to this new string inverter. Such experience and technology ensures high quality, safe and reliable solar inverters are delivered every time.

High power package for decentralized PV systems

ABB's three-phase PRO-33 string inverter is designed for medium and large decentralized PV systems either on large-scale commercial and industrial rooftops or ground-mounted PV plants. The inverter offers cost-efficiency in a high power, wall-mountable package with very high conversion efficiency. The all-in-one design with built-in and monitored PV plant protection devices reduces the need of costly external devices.

The single maximum power point tracker (MPPT) and optimized MPPT window are suitable for uniform-shaped PV plants with long strings connected to the inverter. The high maximum DC input voltage of up to 1100 V gives PV plant designers extra flexibility and allows more PV modules to be connected in series to reduce cabling costs.

Highlights

- Compact, high power wall-mountable package
- High maximum DC input voltage of up to 1100 V
- Configurable all-in-one design
- Advanced grid support functions
- Safe and intuitive user interface
- Robust enclosure, with IP65 rating suitable for outdoor installation

ABB string inverters

Configurable all-in-one design

The ABB PRO-33.0 string inverter comes in three product variants. The standard model with or without DC switch is designed for use with an external string combiner box. The all-in-one model with built-in string combiner box includes a DC switch, string current monitoring with alarm, PV fuses, monitored surge protection devices and tool-less solar quick connectors. The inverter's all-in-one design, with built-in and monitored PV plant protection devices, reduces the need of costly external devices.

High total efficiency maximizes return on investment

The PRO-33.0 inverter offers a high conversion and MPP tracking efficiency in all conditions. A flat efficiency curve provides high revenues in low and high radiation conditions.

Fast and easy commissioning

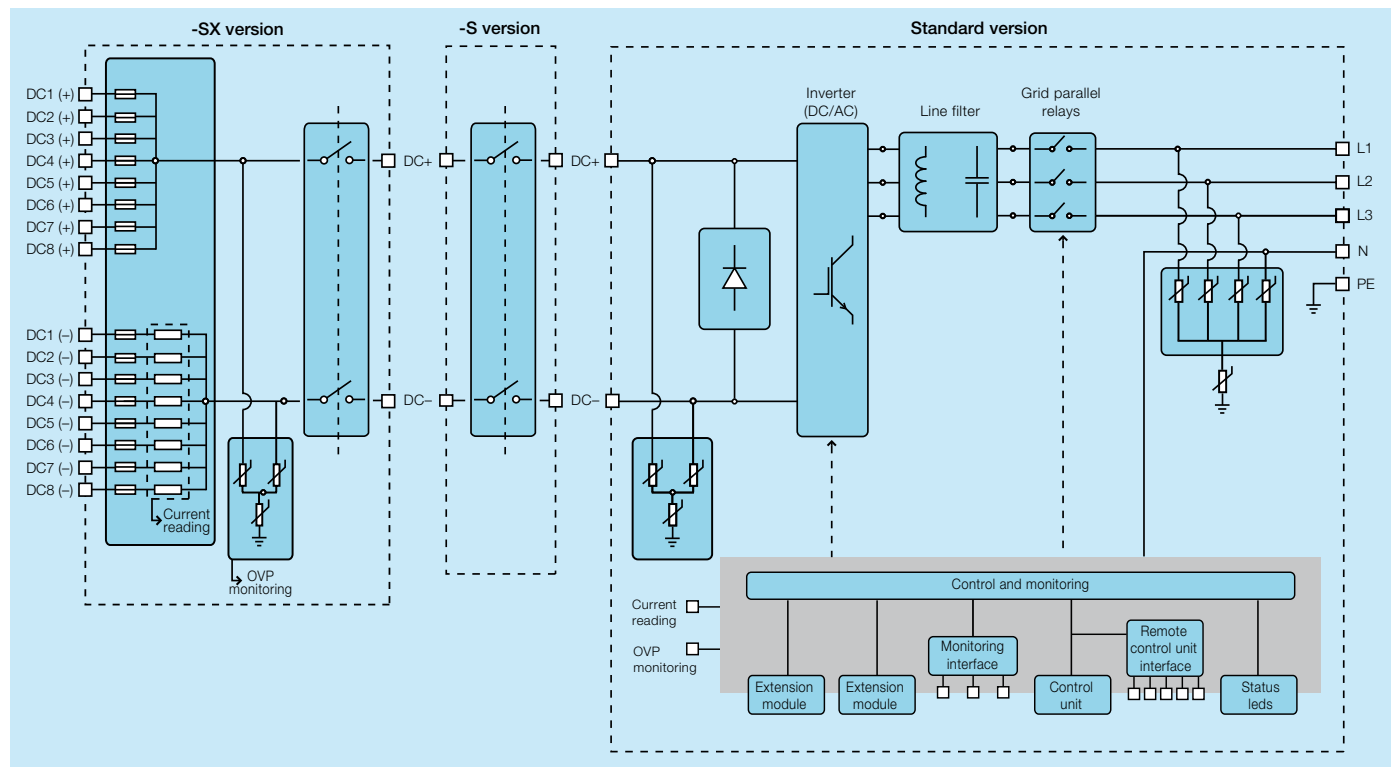
Fast PV plant commissioning is enabled via pre-programmed country grid code settings that are easily selectable. Extensive certification ensures wide grid code compatibility. Plug and Play DC and AC connectors enable fast and safe cabling. A touch protected installation area provides additional safety and comfort for inverter installation and maintenance.



Technical data and type

Type designation	33 kW PRO-33.0-TL-OUTD
Input side	
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	1100 V ⁴⁾
Startup DC input voltage (V_{start})	610 V
Operating DC input voltage range ($V_{demin}...V_{dcmx}$)	580 to 950 V
Rated DC input voltage (V_{dcr})	580 V
Rated DC input power (P_{dcr})	33 700 W
Number of independent MPPT	1
MPPT input DC voltage range ($V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$) at P_{acr}	580 to 850 V
Maximum DC input current (I_{dcmx})/for each MPPT ($I_{MPPTmax}$)	58 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	80 A
Number of DC inputs pairs for each MPPT	1 in Standard and -S version/8 in -SX version
DC connection type	PV quick fit connector ³⁾ on -SX version / Screw terminal block on Standard and -S version
Input protection	
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source
Input over voltage protection for each MPPT - varistor (-/S) version	Yes
Input over voltage protection - plug in modular surge arrester (-SX version)	Type 2
Photovoltaic array isolation control	According to local standard
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	58 A / 1000 V, 50 A / 1200 V
Fuse rating (versions with fuses)	15 A / 1100 V
Output side	
AC grid connection type	Three-phase 3W+PE or 4W+PE
Rated AC power (P_{acr} , @ $\cos\phi > 0.99$)	33 000 W
Maximum apparent power (S_{max})	33 000 VA
Rated AC grid voltage (V_{acr})	400 V
AC voltage range	320 to 480 V ¹⁾
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	50.3 A
Contributory fault current	50.3 A
Rated output frequency (f_i)	50 Hz/60 Hz
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	47 to 53 Hz/57 to 63 Hz ²⁾
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, with $P_{acr} = 33.0$ kW, adj. ± 0.9 with $P_{acr} = 29.7$ kW, adj. ± 0 to 1 with $S = 33.0$ kVA
Total current harmonic distortion	< 3%
AC connection type	Fixed plug type connector

ABB string inverter design diagram



Technical data and type

Type designation	33 kW PRO-33.0-TL-OUTD
Output protection	
Anti-islanding protection	According to local standard
Maximum external AC overcurrent protection	80 A
Output overvoltage protection - varistor	5
Operating performance	
Maximum efficiency (η_{max})	98.3%
Weighted efficiency (EURO/CEC)	98.0% / 98.1%
Feed in power threshold	20 W
Night consumption	< 1 W
Communication	
Remote monitoring	VSN700 Data Logger (opt.)
User interface	Detachable graphical display
Environmental	
Ambient temperature range	-25 to +60°C / -13 to 140°F with derating above 45°C/113°F
Relative humidity	0 to 100% condensing
Sound pressure level, typical	67 dBA @ 1 m
Maximum operating altitude without derating	3000 m / 9840 ft
Physical	
Environmental protection rating	IP65 (IP54 fans)
Cooling	Forced
Dimension (H x W x D) mm/inch	740 x 520 x 300 mm / 29.1" x 20.5" x 11.8"
Weight kg / lb	< 66.0 kg / 146 lbs (standard version)
Mounting system	Wall bracket
Safety	
Isolation level	Transformerless
Marking	CE, RCM
Safety and EMC standard	IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, EN61000-6-2, AS/NZS 3200, EN61000-6-3, EN61000-3-11, EN61000-3-12
Grid standard (check availability)	CEI 0-21, CEI 0-16, DIN V VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/3, C10/11, EN 50438 (not for all national appendices), PPC Greece, RD 1699, RD 413, RD 661, P.O. 12.3, UNE206007-1, AS 4777, BDEW, NRS-097-2-1, SAGC, MEA, PEA, IEC 61727, IEC 62116, ABNT NBR16149/16150, VFR-2014
Available product variants	
Standard	PRO-33.0-TL-OUTD-400
With DC switch	PRO-33.0-TL-OUTD-S-400
With DC switch, fuses and DC surge arresters	PRO-33.0-TL-OUTD-SX-400

¹⁾ The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard

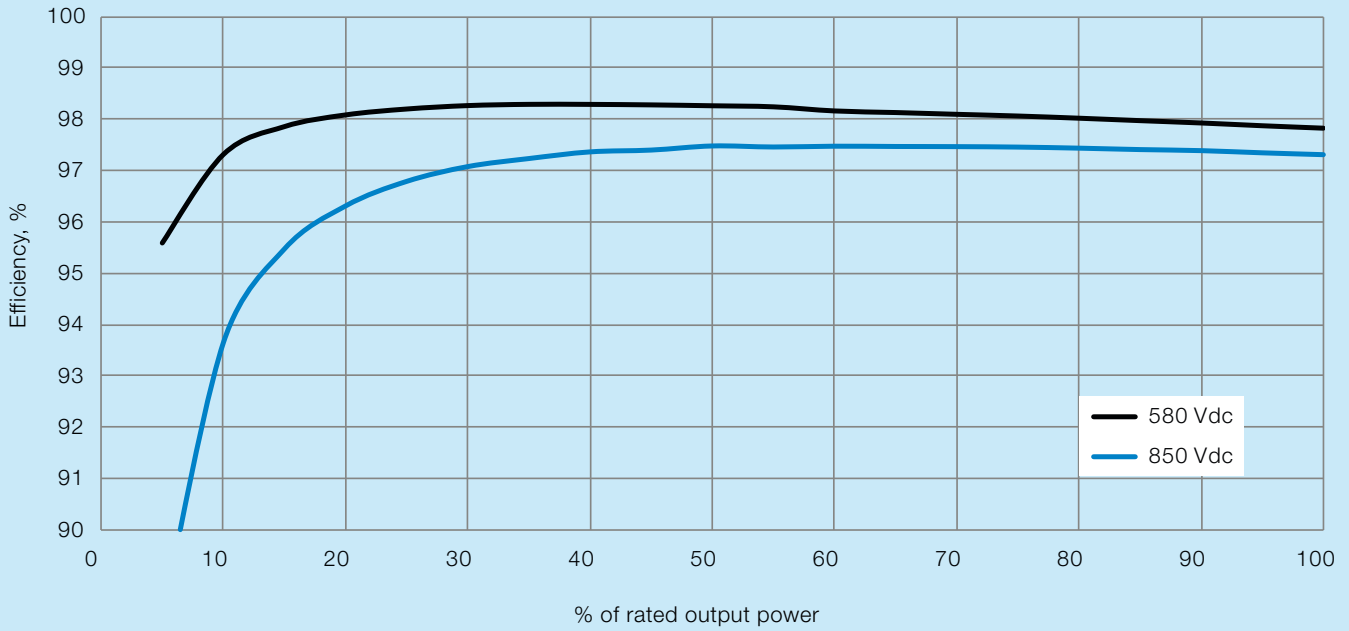
²⁾ The frequency range may vary depending on specific country grid standard

³⁾ Please refer to the document "String inverters – Product manual appendix" available at www.abb.com/solarinverters for information on the quick-fit connector brand and model used in the inverter

⁴⁾ Inverter does not start >1000 V

Remark. Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product

Efficiency curves of PRO-33.0-TL-OUTD



3AAUA0000164968 Rev. F.06.06.2016 #17315

Accessories

- User friendly data logger with web interface for commissioning and monitoring portal for viewing the assets performance
- IO module for programmable relay output
- Warranty extensions

Support and service

ABB supports its customers within dedicated, global service organizations in more than 60 countries and strong regional and national technical partner networks providing a complete range of life cycle services.

For more information please contact your local ABB representative or visit:

www.abb.com/solarinverters

www.abb.com/solar

www.abb.com

© Copyright 2016 ABB. All rights reserved.

Specifications subject to change without notice.



VSN700 Data Logger and web user interface

ANEXO C – Tabelas para dimensionamento dos cabos

seções nominais (mm ²)	métodos de instalação definidos na tabela 1											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados	2 condutores carregados	3 condutores carregados
[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]	[8]	[9]	[10]	[11]	[12]	[13]
0,5	7	7	7	7	9	8	9	8	10	9	12	10
0,75	9	9	9	9	11	10	11	10	13	11	15	12
1	11	10	11	10	14	12	13	12	15	14	18	15
1,5	14,5	13,5	14	13	17,5	15,5	16,5	15	19,5	17,5	22	18
2,5	19,5	18	18,5	17,5	24	21	23	20	27	24	29	24
4	26	24	25	23	32	28	30	27	36	32	38	31
6	34	31	32	29	41	36	38	34	46	41	47	39
10	46	42	43	39	57	50	52	46	63	57	63	52
16	61	56	57	52	76	68	69	62	85	76	81	67
25	80	73	75	68	101	89	90	80	112	96	104	86
35	99	89	92	83	125	110	111	99	138	119	125	103
50	119	108	110	99	151	134	133	118	168	144	148	122
70	151	136	139	125	192	171	168	149	213	184	183	151
95	182	164	167	150	232	207	201	179	258	223	216	179
120	210	188	192	172	269	239	232	206	299	259	246	203
150	240	216	219	196	309	275	265	236	344	299	278	230
185	273	245	248	223	353	314	300	268	392	341	312	258
240	321	286	291	261	415	370	351	313	461	403	361	297
300	367	328	334	298	477	426	401	358	530	464	408	336
400	438	390	398	355	571	510	477	425	634	557	478	394
500	502	447	456	406	656	587	545	486	729	642	540	445
630	578	514	526	467	758	678	626	559	843	743	614	506
800	669	593	609	540	881	788	723	645	978	865	700	577
1000	767	679	698	618	1012	906	827	738	1125	996	792	652

[*] De acordo com a tabela 36 da NBR 5410/2004.

Figura 30 – Capacidade de condução de corrente, em AMPERES, para condutores de cobre (fonte: Prysman, 2016)

CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CORRENTE

TABELA 5 - (*) CAPACIDADES DE CONDUÇÃO DE CORRENTE, EM AMPÈRES, PARA OS MÉTODOS DE REFERÊNCIA E, F, G DA TABELA 1 CABOS ISOLADOS EM TERMOFIXO, CONDUTOR DE COBRE.

> Cabos Voltalene, Eprotenax, Eprotenax Gsette e Afumex 0,6/1kV;
 • Temperatura no condutor: 90 °C;
 • Temperatura ambiente: 30 °C.

seções nominais (mm ²)	métodos de instalação definidos na tabela 1							
	cabos multipolares		cabos unipolares ou condutores isolados					
	E cabos bipolares	E cabos tripolares e tetrapolares	F 2 condutores isolados ou 2 cabos unipolares	F condutores isolados ou cabos unipolares em trifólio	F 3 cabos unipolares ou 3 condutores isolados contíguos	G espaçados horizontalmente	G espaçados verticalmente	
[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]	[8]	
0,5	13	12	13	10	10	15	12	
0,75	17	15	17	13	14	19	16	
1	21	18	21	16	17	23	19	
1,5	26	23	27	21	22	30	25	
2,5	36	32	37	29	30	41	35	
4	49	42	50	40	42	56	48	
6	63	54	65	53	55	73	63	
10	86	75	90	74	77	101	88	
16	115	100	121	101	105	137	120	
25	149	127	161	135	141	182	161	
35	185	158	200	169	176	226	201	
50	225	192	242	207	216	275	246	
70	289	246	310	268	279	353	318	
95	352	298	377	328	342	430	389	
120	410	346	437	383	400	500	454	
150	473	399	504	444	464	577	527	
185	542	456	575	510	533	661	605	
240	641	538	679	607	634	781	719	
300	741	621	783	703	736	902	833	
400	892	745	940	823	868	1085	1008	
500	1030	859	1083	946	998	1253	1169	
630	1196	995	1254	1088	1151	1454	1362	
800	1396	1159	1460	1252	1328	1696	1595	
1000	1613	1336	1683	1420	1511	1958	1849	

(*) De acordo com a tabela 39 da NBR 5410/2004.

Figura 31 – Capacidade de condução de corrente, em AMPERES, para cabos isolados em termofixo, dentre eles o cabo Eprotenax Gsette (fonte: Prysman, 2016)