

CENTRO UNIVERSITÁRIO UNIFACVEST
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ISRAEL JOAQUIM DOS SANTOS

**ESTUDOS DE CASO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
CONECTADO À REDE**

LAGES
2018

ISRAEL JOAQUIM DOS SANTOS

**ESTUDOS DE CASO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
CONECTADO À REDE**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Centro Universitário UNIFACVEST como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientadora: Prof^ª. Dra. Franciéli Lima de Sá

LAGES

2018

Monografia apresentada ao Centro Universitário Facvest – UNIFACVEST, como requisito necessário para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Israel Joaquim dos Santos

NOME DO ALUNO

Estudos de caso de um sistema fotovoltaico conectado à Rede

TÍTULO DO TRABALHO

BANCA EXAMINADORA:

Francieli Lima de Sá

Titulação e nome do Orientador(a)

Msc. Silvio Moraes de Oliveira

Titulação e nome do Avaliador (a).

Msc. Sergio Luis Brockveld Junior

Titulação e nome do Avaliador (a).

Francieli Lima de Sá

Coordenador (a) Prof. (a). Titulação e nome da Coordenador (a).

Lages, 07 de dezembro de 2018.

Dedico a Deus pelo dom da vida, a minha família pelo total apoio nessa caminhada vitoriosa. Dedico também ao meu amigo André Sobreira pelo apoio incondicional durante toda essa trajetória.

Enfim, muitíssimo obrigado a todos!

AGRADECIMENTOS

A Deus pelo dom da vida, pela saúde e por ter me abençoado nessa jornada.

A minha mãe Maria de Lourdes Lopes dos Santos, ao meu pai Joaquim Manuel dos Santos, aos meus irmãos Ismael Santos e Oziel Santos, as minhas irmãs Liuzete Santos, Izete Santos e Rosete Santos. Certamente, sem o apoio de vocês não seria possível chegar até aqui.

Aos meus cunhados Aldecir e Givaldo, a minha cunhada Jane, ao meu amigo André Sobreira, a minha amiga Eliana Ferreira por todo o apoio, pelos incentivos e pelos conselhos.

Aos meus professores do ensino primário e secundário, em especial a Prof.^a Luiza, a Prof.^a Clara Regina, a Prof.^a Juciélia, a Prof.^a Ednalda, a Prof.^a Mocinha Oliveira, a Prof.^a Maria da Conceição, a Prof.^a Maridalva, ao Prof. Hélio e ao Prof. Tito Costa pelos incentivos, conselhos, amizade e ensinamentos a mim transmitidos.

A minha orientadora e coordenadora, Prof.^a Dra. Franciéli Lima de Sá, pelo acompanhamento, pela amizade, por todo o tempo a mim dedicado, por todos os ensinamentos transmitidos, pela confiança e principalmente pela orientação deste trabalho.

Aos professores do curso de engenharia elétrica, em especial ao Prof. Silvio Moraes, ao Prof. Arlindo Bampi, ao Prof. Aldori Batista que possibilitaram o conhecimento para chegar até aqui. Os ensinamentos transmitidos de todos vocês foram fundamentais na minha formação e abriram um grande leque de áreas a serem estudadas.

Ao Chefe do Departamento de Administração do Instituto Federal de Santa Catarina - Campus Lages, Geancarlo Vieira Werner e ao Prof. Gabriel Granzotto Madruga, ao Prof. Anderson Borges pelo total apoio e, principalmente, pela confiança.

Aos meus amigos que fiz durante a graduação, em especial ao Rudson, a Cristina, a Juliana, a Anne, a Sâmela, ao Edson, ao Cleiton, ao Diego e ao Marcelo pelos conselhos e principalmente pela nossa amizade.

Aos meus amigos Rayon Alves, Felipe Moraes, Macsuel Lima, Douglas Xavier e Bruna Rosa.

Enfim, muito obrigado a todos que direta ou indiretamente contribuíram de alguma forma para que eu chegasse até aqui.

RESUMO

SANTOS, Israel Joaquim dos. **Estudos de caso de um sistema fotovoltaico conectado à rede.** Trabalho de conclusão de curso - Curso de Engenharia Elétrica, Centro Universitário Unifacvest, Lages, 2018.

Atualmente, a utilização de módulos fotovoltaicos para geração de eletricidade tem se tornado fundamental devido ao aumento da demanda de energia elétrica. Por ser uma fonte limpa e renovável, nos últimos anos a energia fotovoltaica vem sendo impulsionada pelo esgotamento das fontes existentes como a água, o petróleo, o aumento da conta de energia e pela minimização dos impactos ambientais. A energia fotovoltaica é uma fonte que ajuda a diversificar a matriz elétrica reduzindo a dependência dos recursos hídricos, principalmente, nos períodos de sazonalidade, além de ser totalmente gratuita não emite gases poluentes para o meio ambiente. Desta maneira, por possuir altos níveis de insolação, o Brasil possui uma ampla capacidade de exploração da irradiação solar para geração de energia, o que em países desenvolvidos já é uma realidade quando se trata do aproveitamento desse recurso para geração de eletricidade. Dessa forma, instituições de ensino superior, empresas e até mesmo residências, estão instalando módulos fotovoltaicos em seus prédios ou telhados, afim de aproveitar a luz do sol para gerar sua própria energia elétrica. No Brasil o maior incentivo às fontes alternativas, entre elas a microgeração e minigeração solar fotovoltaica, provém do sistema de compensação da Aneel, em que é possível compensar o consumo de eletricidade, acumular bônus de energia que podem ser utilizados em até cinco anos e, sobretudo, reduzir a fatura de energia elétrica. Portanto, o objetivo deste trabalho é apresentar uma metodologia para o dimensionamento de dois sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica - um residencial e outro de uma instituição de ensino superior, bem como à análise da viabilidade econômica, o tempo de retorno financeiro e alternativas para aumentar a expansão da microgeração e mineração no território brasileiro.

Palavras-chaves: Energia solar, tipos de sistemas fotovoltaicos, dimensionamento solar fotovoltaico, viabilidade econômica, projeto.

ABSTRACT

SANTOS, Israel Joaquim dos. **Case studies of a photovoltaic system connected to the net.** Completion of course work - Electrical Engineering Course, Centro Universitário Unifacvest, Lages, 2018.

Currently, the use of photovoltaic modules for the generation of electric energy is fundamental for the increase of the demand for electric energy. As a clean and renewable source, in recent years, photovoltaic energy has been driven by the depletion of existing sources such as water, oil, increasing energy bills and minimizing environmental impact. Photovoltaic energy is a source that helps diversify the electrical matrix and eliminate water resources, especially during periods of seasonality, besides being free from polluting gases to the environment. In order to obtain high levels of insolation, Brazil has a solar radiation production capacity to generate a new generation of energy, ie in countries where there is a possibility of becoming dependent on the use of resources for electricity generation. Higher education units, companies and homes are installing photovoltaic modules in their buildings or roofs in order to take advantage of sunlight to make their own electricity. In Brazil the greatest incentive as alternative sources, among them microgeneration and photovoltaic solar minigeration, the system of compensation of the electric energy, the electric energy that can be consumed in electric energy, the accumulated energy bonus that can be used in years above , reduce the electric bill. Therefore, this is an upgrade problem for the formation of a superior data solution, as well as for the economic analysis, the time of financial return and the alternative to increase an expansion of microgeneration and mining in the Brazilian territory.

Key words: Solar energy, types of photovoltaic systems, photovoltaic solar system, economic viability, design.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Matriz elétrica brasileira.	17
Figura 2 – Matriz elétrica mundial.	17
Figura 3 – Média da radiação solar anual no plano inclinado no Brasil.	23
Figura 4 – Radiação global média nas regiões do Brasil.....	23
Figura 5 – Primeira aplicação da célula de silício.	25
Figura 6 – <i>Sputnik</i> , primeiro satélite lançado ao espaço em 1957.....	25
Figura 7 – Composição de uma célula fotovoltaica.	28
Figura 8 – Efeito fotovoltaico na junção p-n.....	29
Figura 9 – Blocos de silício em seu estado natural.	30
Figura 10 – Lingote de silício monocristalino.....	31
Figura 11 – <i>Wafer</i> de silício monocristalino.	31
Figura 12 – Célula fotovoltaica de silício monocristalino.....	32
Figura 13 – Lingote de silício policristalino.....	32
Figura 14 – Célula fotovoltaica de silício policristalino.....	33
Figura 15 – Módulo fotovoltaico de filmes finos.	34
Figura 16 – Sistema <i>off-grid</i> com armazenamento da energia elétrica.	35
Figura 17 - Sistema <i>off-grid</i> sem armazenamento da energia elétrica.	35
Figura 18 – Sistema fotovoltaico conectado à rede.....	37
Figura 19 – Sistemas híbridos isolados.	39
Figura 20 – Sistemas híbridos conectado à rede.	39
Figura 21 – Esquema da conexão em paralelo das células fotovoltaicas.	41
Figura 22 – Esquema da conexão em série das células fotovoltaicas.	41
Figura 23 – Conexão do diodo de passo em paralelo entre as células fotovoltaicas.....	42
Figura 24 – Conexão do diodo de bloqueio.....	42
Figura 25 – Curva característica $I \times V$ mostrando a corrente I_{sc} e a tensão V_{oc}	43
Figura 26 – Curva típica de potência versus tensão.	43
Figura 27 – Rastreamento do ponto de máxima potência.	44
Figura 28 – Consequência da variação da irradiância no módulo fotovoltaico.....	44
Figura 29 – Consequência da variação da temperatura na célula.....	45
Figura 30 – Associação de módulos fotovoltaicos em paralelo.	45
Figura 31 – Associação de módulos fotovoltaicos em série.....	46
Figura 32 – Associação de módulos fotovoltaicos em série e paralelo.	46

Figura 33 – Exemplo de um inversor solar fotovoltaico para conexão com à rede.	47
Figura 34 – Sistema de microgeração fotovoltaica em uma residência.	54
Figura 35 – Sistema de minigeração fotovoltaica em uma empresa.	55
Figura 36 – Representação do fluxo de caixa.	56
Figura 37 – Consumo e geração ao longo do primeiro ano do investimento.	65
Figura 38 – Geração e consumo ao longo da vida útil do sistema.	67
Figura 39 – Esquema de conexão do SFCR da Celpa.	68
Figura 40 – <i>String box</i> ABB.	69
Figura 41 – Esquema elétrico da <i>string box</i>	70
Figura 42 – Local de instalação do sistema.	73
Figura 43 – Triângulo retângulo para descobrir todas as medidas.	75
Figura 44 – Espaçamento entre as fileiras dos módulos.	76
Figura 45 – Esquema de estrutura para instalação dos módulos.	76
Figura 46 – Comparação da geração com a fatura total da instituição em reais ao longo do primeiro ano.	78
Figura 47 – Horizonte de projeção da geração.	79
Figura 48 – Esquema de conexão do SFCR da Celesc.	81
Figura 49 – Fluxo de caixa ao longo do horizonte de projeção.	85
Figura 50 – Valor presente líquido ao longo do horizonte de projeção.	86
Figura 51 – Fluxo de caixa ao longo da vida útil do sistema.	87
Figura 52 – Valor presente líquido ao longo da vida útil do projeto 2.	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características dos dispositivos semicondutores de chaveamento.....	49
Tabela 2 - Perdas estimadas nos sistemas fotovoltaicos.....	52
Tabela 3 - Consumo de energia elétrica dos últimos doze meses.	58
Tabela 4 - Consumo médio mensal.	59
Tabela 5 - Irradiação solar mensal de Mãe Rio.....	60
Tabela 6 - Dados econômicos do SFCR do primeiro ano de instalação.	64
Tabela 7 - Geração e consumo ao longo da útil do sistema.	66
Tabela 8 - Orçamento do estudo de caso 1.....	71
Tabela 9 - Consumo de energia elétrica dos últimos 12 meses.	73
Tabela 10 - Irradiação solar mensal de Lages.	74
Tabela 11 - Comparação da geração com a fatura total da instituição.....	78
Tabela 12 - Geração ao longo do horizonte de projeção do sistema de minigeração.....	79
Tabela 13 - Orçamento do estudo de caso 2.....	82
Tabela 14 - Taxas e tributações consideradas no projeto 1.	84
Tabela 15 - Viabilidade econômica da planta de microgeração.....	85
Tabela 16 - Taxas e tributações consideradas no projeto 2.	87
Tabela 17 - Viabilidade econômica da planta de minigeração do projeto 2.....	88

LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT	-	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	-	Agência Nacional de Energia Elétrica
ART	-	Anotação de Responsabilidade Técnica
BNDES	-	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CA	-	Corrente Alternada
CC	-	Corrente Contínua
CONFAZ	-	Conselho Nacional de Política Fazendária
DPS	-	Dispositivo de Proteção contra Surtos
DSV	-	Dispositivo de Seccionamento Visível
EUA	-	Estados Unidos da América
HSP	-	Horas de Sol Pico ou Horas de Sol Pleno
INMETRO	-	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
ICMS	-	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
MPPT	-	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência
NBR	-	Norma Brasileira
PROINFA	-	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
R\$	-	Real
SIN	-	Sistema Interligado Nacional
SFCR	-	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	-	Sistema Fotovoltaico Isolado
SH	-	Sistema Híbrido
TMA	-	Taxa Mínima de Atratividade
TIR	-	Taxa Interna de Retorno
USD	-	Dólar dos Estados Unidos
VLP	-	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

%	-	Porcentagem
×	-	Multiplicação
A	-	Ampère
GW	-	Gigawatt
kW	-	Quilowatt
kWh	-	Quilowatt-hora
kWh/m ²	-	Quilowatt-hora por metro quadrado
kA	-	Quilo-ampère
kVA	-	Quilovolt-ampère
h/dia	-	Hora por dia
kWp	-	Quilowatt-pico
MW	-	Megawatt
P _{instalada}	-	Potência nominal instalada
TWh	-	Terawatt-hora
V	-	Volt
kW/m ²	-	Quilowatt por metro quadrado
W/m ²	-	Watt por metro quadrado
MWp	-	Megawatt-pico
m	-	Metro
m ²	-	Metro quadrado
mm ²	-	Milímetro quadrado
N	-	Número de dias do mês
<i>n</i>	-	Rendimento do sistema
G _{mensal}	-	Energia mensal gerada
I _{sc_módulo}	-	Corrente de curto-circuito do módulo
I _{inv}	-	Capacidade de corrente do inversor
N _{módulos}	-	Número de módulos
P _{módulo}	-	Potência de cada módulo
N _{série}	-	Quantidade máxima de módulos que podem ser conectados em série
V _{in}	-	Tensão máxima do inversor
V _{0c_módulo}	-	Tensão total de circuito aberto do módulo
N _{paralelo}	-	Quantidade máxima de arranjos que podem ser conectados em paralelo

E	-	Consumo médio diário durante o ano
°	-	Grau
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
d	-	Distância entre as fileiras de módulos
h	-	Altura da haste de fixação
D	-	Distância entre as fileiras
L	-	Largura do módulo solar
h	-	Altura da haste de fixação
β	-	Ângulo de inclinação do módulo
L	-	Comprimento do módulo

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	16
1.1 Objetivos.....	19
1.1.1 Objetivos gerais	19
1.1.2 Objetivos específicos	20
1.2 Justificativa.....	20
1.3 Metodologia.....	20
1.4 Estrutura do trabalho	21
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	22
2.1 Radiação solar.....	22
2.2 Breve histórico da energia solar fotovoltaica	24
2.2.1 Situação atual no mundo	26
2.2.2 Situação atual no Brasil	26
2.3 Princípio de funcionamento do efeito fotovoltaico	27
2.4 Células fotovoltaicas	29
2.4.1 Tipos de células fotovoltaicas.....	30
2.4.1.1 Silício monocristalino.....	30
2.4.1.2 Silício policristalino.....	32
2.4.1.3 Células de filmes finos	33
2.5 Classificação dos sistemas fotovoltaicos	34
2.5.1 Sistemas isolados.....	34
2.5.1.1 Vantagens	35
2.5.1.2 Desvantagens	36
2.5.2 Sistemas interligados à rede	36
2.5.2.1 Vantagens	37
2.5.2.2 Desvantagens	37
2.5.3 Sistemas híbridos.....	38
2.5.3.1 Sistemas híbridos isolados.....	38
2.5.3.2 Sistemas híbridos interligados	39
2.5.3.3 Vantagens	40
2.5.3.4 Desvantagens	40
2.6 Módulo fotovoltaico: conexão das células	40

2.6.1 Particularidades elétricas dos módulos fotovoltaicos.....	42
2.6.2 Influências que afetam as características elétricas dos módulos fotovoltaicos	44
2.7 Associação de módulos fotovoltaicos.....	45
2.7.1 Associação de módulos em paralelo.....	45
2.7.2 Associação de módulos em série	46
2.7.3 Associação de módulos em série e paralelo	46
2.8 Inversor para sistemas fotovoltaicos conectados à rede	47
2.8.1 Dispositivos semicondutores utilizados em inversores	48
2.9 Instalação elétrica	50
2.9.1 Condutores elétricos	50
2.9.2 Dispositivos de proteção.....	50
2.9.3 Aterramento	51
2.9.4 Medidor bidirecional	51
2.10 Estimativas de perdas nos sistemas fotovoltaicos	51
2.11 Resolução Normativa nº 482/2012 da Aneel, de 17 de abril de 2012.....	52
2.11.1 Sistema de microgeração fotovoltaica.....	53
2.11.2 Sistema de minigeração fotovoltaica.....	54
2.12 Manutenção	55
2.13 Indicadores para análise da viabilidade econômica do projeto	55
2.13.1 Fluxo de caixa.....	55
2.13.2 Valor presente líquido	56
2.13.3 Taxa interna de retorno.....	57
2.13.4 <i>Payback</i> descontado	57
3 ESTUDO DE CASO	58
3.1 Caso 1: residencial.....	58
3.1.1 Dados do local	58
3.1.2 Dimensionamento.....	60
3.1.3 Instalação elétrica	67
3.1.3.1 Condutores.....	68
3.1.3.2 Proteção	69
3.1.3.3 Medidor	70
3.2 Caso 2: instituição de ensino superior	71
3.2.1 Dados do local	71

3.2.2 Dimensionamento	76
3.2.3 Instalação elétrica	80
4 VIABILIDADE ECONÔMICA	83
4.1 Taxas e tributações	83
4.2 Estudo de caso 1	84
4.2 Estudo de caso 2	86
5 CONCLUSÃO.....	90
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	91
APÊNCICE A – DIAGRAMA UNIFILAR DO ESTUDO DE CASO 1.....	96
APÊNCICE B – DIAGRAMA UNIFILAR DO ESTUDO DE CASO 2.....	98
APÊNCICE C – DIAGRAMA ELÉTRICO DO ESTUDO DE CASO 2	100
APÊNCICE D – ESQUEMA DO BARRAMENTO DO ESTUDO DE CASO 2.....	105
ANEXO A – CATÁLOGO DO INVERSOR UTILIZADO NO ESTUDO DE CASO 1	107
ANEXO B – CATÁLOGO DO MÓDULO UTILIZADO NOS DOIS ESTUDOS DE CASOS.....	112
ANEXO C – TABELAS PARA DIMENSIONAMENTO DOS CABOS DOS DOIS ESTUDOS DE CASOS.....	115
ANEXO D – CATÁLOGO DO INVERSOR UTILIZADO NO ESTUDO DE CASO 2	118

1 INTRODUÇÃO

A eletricidade é a forma de energia mais versátil que existe. Pode ser transmitida a longas distâncias, desde a geração até o consumidor, pode ser convertida em calor, luz, movimento e informação.

Cada vez mais, o homem necessita da energia elétrica no seu cotidiano como, por exemplo, em casa, no trabalho, no lazer, na escola, ou seja, basicamente em todos os lugares o modo de vida moderna fundamenta-se no uso da eletricidade. Contudo, esse conforto tem um preço muito alto para o planeta e para as gerações futuras.

Além do mais, é importante ressaltar que nem todas as residências do mundo têm o mesmo padrão de consumo de energia elétrica. Nos países desenvolvidos uma residência comum gasta bem mais energia do que uma residência situada num país subdesenvolvido, como no caso do Brasil.

A matriz elétrica da maioria dos países baseia-se em fontes não renováveis tendo como exemplo, os combustíveis fósseis, que atualmente é um dos principais causadores do efeito estufa.

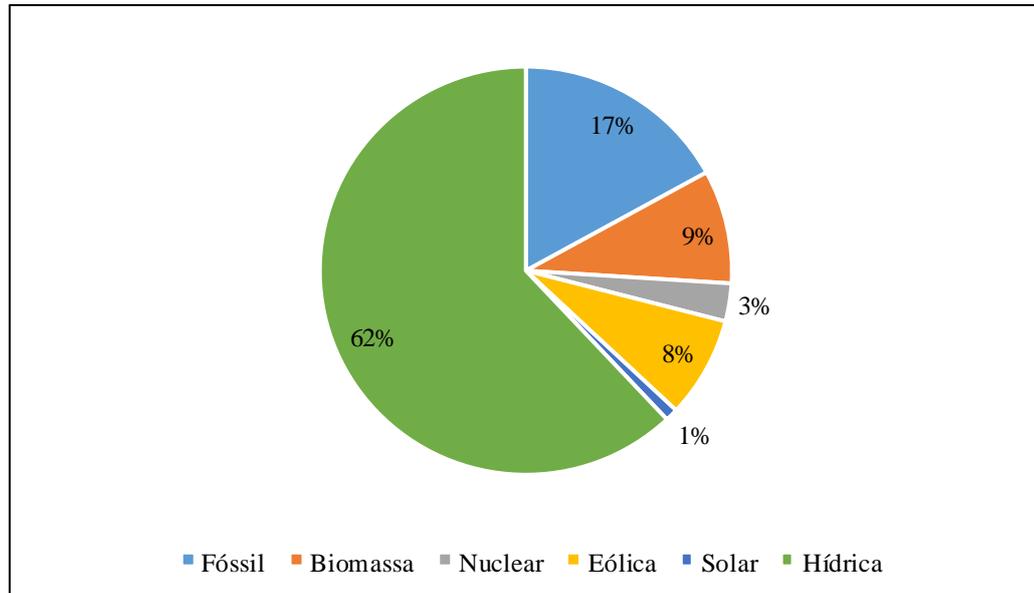
Em comparação com outros países, a estrutura brasileira de geração de energia elétrica, na sua maior parte, é oriunda de fontes limpas onde os recursos hídricos correspondem a aproximadamente 62% da produção de energia elétrica, conforme a Figura 1.

Embora o percentual da geração hidrelétrica tenha reduzido nos últimos anos, o país ainda possui uma forte dependência desta fonte na sua matriz elétrica.

O elevado potencial hidráulico brasileiro e a alta eficiência das usinas hidrelétricas, confrontado a outras fontes de energia, concebe que esta fonte seja largamente utilizada. Todavia, a principal desvantagem das usinas hidrelétricas, é o elevado impacto ambiental e social, causado, principalmente, pelas grandes áreas alagadas. Dessa forma, cria-se uma barreira, pelos ambientalistas para um maior emprego dos recursos hídricos (GEHRING; LOPES; DALMOLIN, 2015).

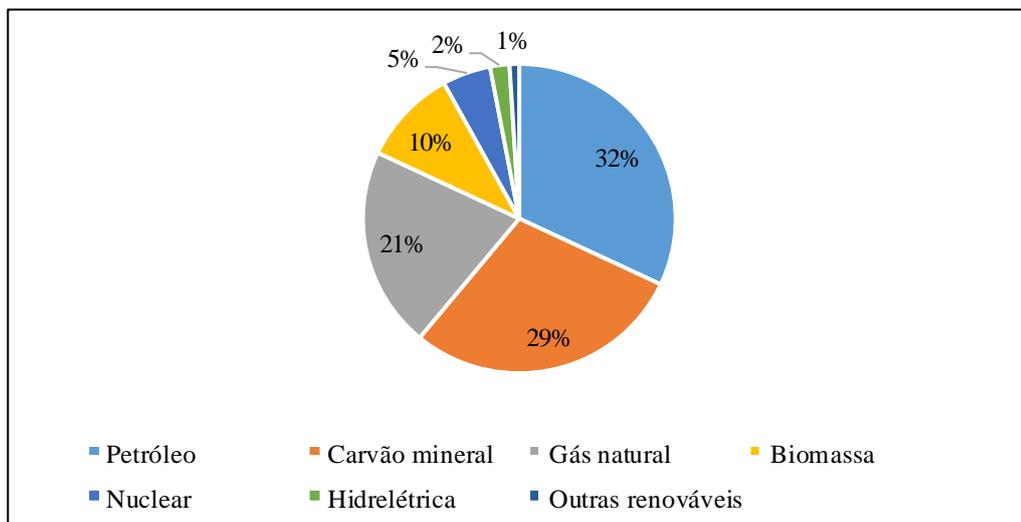
Pelos dados demonstrados na Figura 1, pode-se afirmar que 80% (hídrica, eólica, solar, biomassa) da eletricidade produzida no território brasileiro é de origem renovável. Já a matriz elétrica mundial tem origem nas fontes não renováveis, apenas uma pequena parte tem origem em fontes renováveis, conforme a Figura 2.

Figura 1 – Matriz elétrica brasileira.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2017) e AGÊNCIA BRASIL (2017).

Figura 2 – Matriz elétrica mundial.



Fonte: Adaptado de RIBEIRO (2017).

É importante ressaltar, que um dos motivos que estimulou a ampliação das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira foi a criação da Lei nº 10.438/2002 do PROINFA. O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) foi criado com a finalidade de expandir a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólicas, solar fotovoltaica, biomassa e pequenas centrais

hidrelétricas no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN), procurando alternativas para expandir a segurança no fornecimento de energia elétrica (ANEEL, 2015).

Diante deste cenário, a energia solar fotovoltaica, surge como um papel fundamental na busca de gerar energia limpa. A energia solar fotovoltaica é obtida através dos módulos fotovoltaicos por meio da conversão direta da luz solar em energia elétrica. Esse processo de conversão é chamado de efeito fotovoltaico. Resumidamente, o efeito fotovoltaico consiste na manifestação de uma diferença de potencial nas extremidades de um material semicondutor.

De acordo com Nascimento (2017), o Brasil dispõe de um alto potencial para geração de energia elétrica, apresentando elevados níveis de irradiação solar superiores aos de países como, por exemplo, a China e a Alemanha, onde projetos para aproveitamento da fonte solar são amplamente disseminados.

Segundo Villalva e Gazoli (2012, p. 34)

A quantidade de energia produzida por um sistema fotovoltaico depende da insolação do local onde é instalado. As regiões Nordeste e Centro-Oeste são as que possuem o maior potencial de aproveitamento da energia solar. Entretanto, as demais regiões não ficam muito atrás e também possuem consideráveis valores de insolação. A região Sul é a menos privilegiada, entretanto, ainda possui insolação melhor do que aquelas encontradas em países que empregam largamente a energia solar fotovoltaica.

Com o enorme potencial fotovoltaico que o território brasileiro possui, futuramente o país pode-se tornar um dos principais líderes mundiais no emprego dessa fonte. Vale ressaltar que a energia fotovoltaica, além de ser uma fonte de energia limpa, é uma opção viável e promissora para complementar e ampliar a geração de eletricidade na matriz elétrica brasileira. Atualmente é uma das fontes de energia cujo uso mais cresce em todo o mundo (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Antes de tudo, é importante destacar os tipos de sistemas fotovoltaicos que existem. Os sistemas fotovoltaicos são classificados de acordo à forma como é feita a geração ou entrega da energia elétrica. São classificados da seguinte maneira:

- Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) ou *on-grid*;
- Sistemas Fotovoltaicos Isolados (SFI) ou *off-grid*;
- Sistemas Híbridos (SH).

Os sistemas interligados são aqueles que estão conectados à rede, isto é, trabalham paralelamente com a rede pública de distribuição. Todo o potencial gerado é rapidamente escoado para à rede que funciona como uma bateria infinita absorvendo a energia gerada.

Os sistemas isolados são aqueles que não possuem contato com a rede de distribuição de eletricidade, ou seja, são sistemas que funcionam de forma autônoma e que geralmente necessitam de um armazenamento de energia elétrica através de banco de baterias.

Já os sistemas híbridos são aqueles que utilizam mais de uma fonte de energia como, por exemplo, eólico-solar, eólico-solar-diesel, eólico-solar-gás, biomassa-eólico, entre outras.

Em 17 de abril de 2012, com o intuito de aumentar a presença da fonte solar na matriz elétrica do Brasil e, ainda ampliar a geração distribuída, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 482, onde foram instituídos os parâmetros gerais de microgeração e minigeração, estabelecendo, assim, o sistema de compensação de energia. Esse sistema de compensação, possibilita que fontes de até 1 MW de potência instalada se conectem à rede elétrica, enquanto que o excedente poderá ser injetado na rede de baixa tensão da concessionária gerando créditos de energia.

Em 24 de novembro de 2015, a Aneel atualizou a Resolução Normativa nº 482/2012 para a Resolução Normativa nº 687/2015. Com essa nova atualização, o sistema de compensação passou de 1 MW para até 5 MW de potência instalada.

Com essas mudanças e melhorias ficou mais fácil aderir ao sistema fotovoltaico conectado à rede. Para melhorar ainda mais, a partir do segundo semestre deste ano, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), aprova o financiamento de até 80% do valor total da instalação de um sistema de energia solar fotovoltaica (BNDES, 2018).

Isso significa que os órgãos governamentais estão cada vez mais se preocupando com o meio ambiente e com a qualidade de vida das pessoas, pois ao gerar sua própria energia, o consumidor pode reduzir gastos na conta de luz ou até mesmo ficando isento, pagando apenas o custo de disponibilidade de energia à concessionária.

1.1 Objetivos

Os objetivos propostos para realização deste trabalho estão divididos em: Objetivos gerais e específicos.

1.1.1 Objetivos gerais

Elaborar dois estudos de casos para o dimensionamento de dois sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Propõe-se realizar um estudo de caso em uma residência – localizada na cidade de Mãe do Rio no estado do Pará, e outro estudo de caso em uma instituição de ensino

superior - localizada na cidade de Lages no estado de Santa Catarina, com a finalidade de gerar energia limpa necessária para suprir parcialmente ou totalmente à demanda de energia da residência e da instituição de ensino superior.

1.1.2 Objetivos específicos

- Compreender à demanda elétrica da residência e da instituição de ensino superior;
- Estudar os componentes presentes em um sistema fotovoltaico *on-grid*;
- Mostrar as vantagens e desvantagens de um sistema fotovoltaico *on-grid*;
- Analisar o princípio de funcionamento de um sistema fotovoltaico *on-grid*;
- Dimensionar um sistema *on-grid* para cada estudo de caso proposto;
- Mostrar graficamente o consumo e a geração ao longo da vida útil do sistema;
- Elaborar um orçamento para cada estudo de caso;
- Estudar a viabilidade econômica;
- Elaborar um projeto elétrico para cada um dos estudos de casos.

1.2 Justificativa

A energia elétrica é fundamental no avanço econômico e social de uma nação. Todavia, os elevados impactos ambientais causados pela queima dos combustíveis fósseis e pelas inundações das grandes usinas hidrelétricas são desastrosos para o meio ambiente e para o homem.

Além disso, os combustíveis fósseis são os maiores responsáveis pelas emissões de gases de efeito estufa e os principais causadores do aquecimento global. Além do mais, nos últimos anos o preço da energia elétrica vem se tornando cada vez mais elevado no Brasil. Desta forma, com o intuito de diminuir os impactos ambientais e reduzir os custos da fatura de energia elétrica, surgiu-se a necessidade de gerar eletricidade por meio de fontes limpas, renováveis e inesgotáveis.

1.3 Metodologia

Este trabalho realizou-se com base em revisões bibliográficas, com o intuito de realizar dois estudos de casos e projetar um sistema conectado à rede elétrica para cada um, baseado na

Resolução Normativa da Aneel 482/2012 que foi atualizada para a Resolução Normativa 687/2015, com foco no sistema de compensação de energia.

Para a elaboração dos projetos, é preciso levar em consideração a área onde serão instalados os módulos fotovoltaicos, a incidência da irradiação local, o rendimento do sistema e o tipo de instalação.

Além da elaboração do projeto, realizou-se um orçamento para verificar a análise quantitativa da viabilidade econômica e averiguar qual o tempo de retorno do investimento, qual a vida útil dos componentes e qual a eficiência do sistema ao longo do horizonte de projeção.

1.4 Estrutura do trabalho

Além da introdução já apresentada, este trabalho possui mais quatro capítulos (fora a introdução, com a introdução cinco capítulos), organizados da seguinte forma:

Capítulo 2: Este capítulo abrange a revisão bibliográfica, onde faz cerne a todas as informações necessárias para a elaboração de um projeto de um sistema fotovoltaico e as principais ferramentas matemáticas que serão primordiais para realizar a análise da viabilidade econômica.

Capítulo 3: Neste capítulo realizou-se os dois estudos de casos propostos, onde propõe-se mostrar detalhadamente o dimensionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede e os seus principais resultados obtidos.

Capítulo 4: Contém à análise da viabilidade econômica dos dois estudos de casos.

Capítulo 5: Contém a conclusão do trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Radiação solar

Estima-se que a energia fornecida pelo sol anualmente, para à terra, é de aproximadamente $1,5 \times 10^{18}$ kWh. Este fato indica que, além de ser responsável pela manutenção da vida na terra, o sol também é uma fonte de energia limpa e inesgotável, tanto na forma de luz como na forma de calor (CRESESB, 2006).

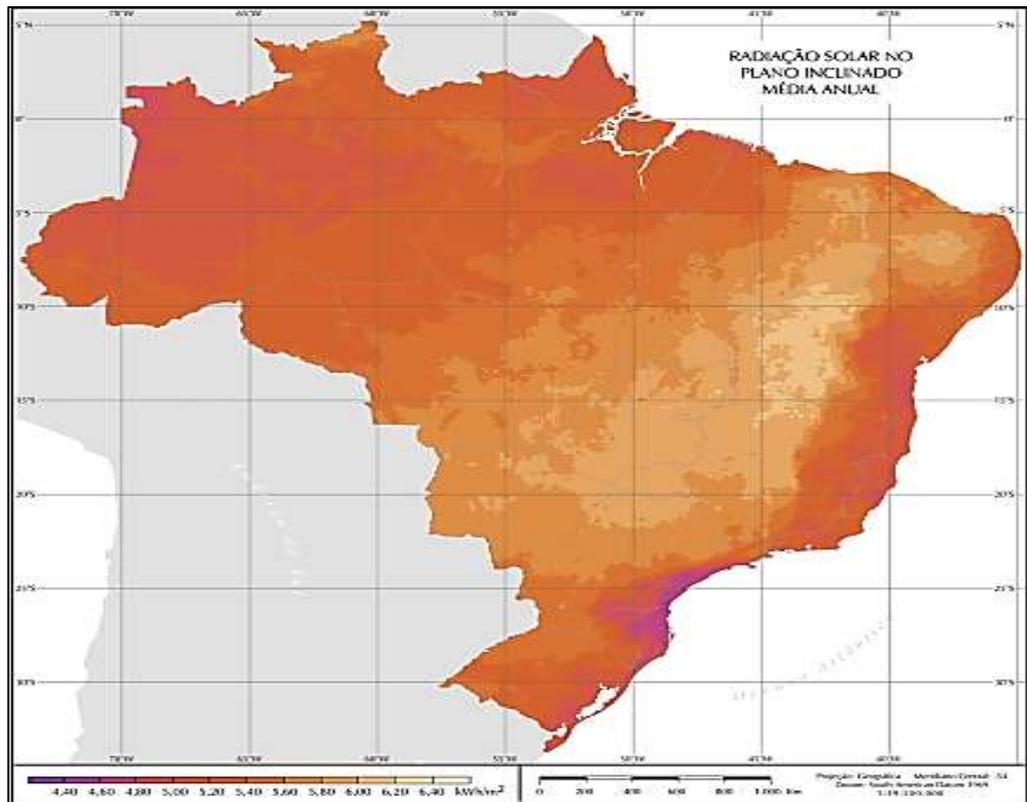
A energia do sol ocorre através de um processo chamado fusão nuclear, onde o hidrogênio é transformado em hélio, os dois gases mais leves que temos. Neste processo é cedida uma enorme abundância de energia. Esta energia viaja do interior do sol até a sua superfície (chamada de fotosfera), irradiando-se em todas as direções. A energia irradiada chega à terra vinda do espaço através das partículas de energia chamadas de fótons. Esses fótons se deslocam a uma velocidade de 300 mil quilômetros por segundo até chegar à terra que está aproximadamente, 150 milhões de quilômetros do sol (BLUE SOL, 2016).

Para Fadigas (2014), o Brasil por estar localizado próximo a linha do equador, possui um excelente índice de radiação solar, estimado em aproximadamente 140 GW, principalmente no nordeste brasileiro. Na região do semiárido, por exemplo, temos os melhores índices, com valores típicos de 200 a 250 W/m² de potência contínua, o que equivale entre 1752 kWh/m² a 2190 kWh/m² por ano de radiação incidente. Isto coloca o local entre as regiões do mundo com maior potencial de energia solar.

A Figura 3 mostra a média anual da radiação solar no plano inclinado onde é possível identificar as elevadas incidências solares em todo território brasileiro. Já a Figura 4, mostra a radiação média anual nas regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul onde pode-se identificar que a região Nordeste do país é a mais privilegiada e a região Sul é a menos privilegiada para geração de energia solar fotovoltaica. No entanto, é imprescindível observar que mesmo nas regiões que apresentam menores índices de radiação, como é caso da região Sul, é possível constatar um grande potencial fotovoltaico no país.

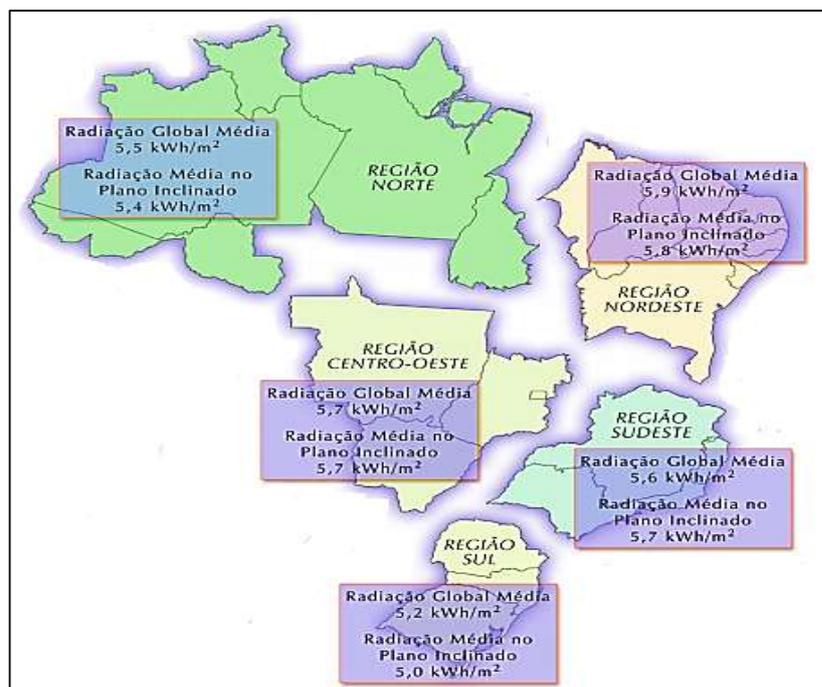
Com todo esse potencial energético disponível, o Brasil precisa explorar cada vez mais tal recurso para converter a luz do sol em energia elétrica, para suprir a demanda elétrica do país, contribuindo assim para o meio ambiente especificamente no que se refere a capacidade de renovação e a redução das emissões de gases de efeito estufa.

Figura 3 – Média da radiação solar anual no plano inclinado no Brasil.



Fonte: PEREIRA et al. (2006).

Figura 4 – Radiação global média nas regiões do Brasil.



Fonte: PEREIRA et al. (2006).

Para Gamboa (2001), a energia solar apresenta inúmeras vantagens como, por exemplo, é uma fonte de energia limpa, seu funcionamento não tem emissões poluentes, pode ser portátil, possui uma vida útil longa e apresenta um baixo custo de manutenção. No entanto, o custo dos sistemas fotovoltaicos ainda é considerado relativamente elevado, embora em processo de redução, representa ainda a maior desvantagem.

2.2 Breve histórico da energia solar fotovoltaica

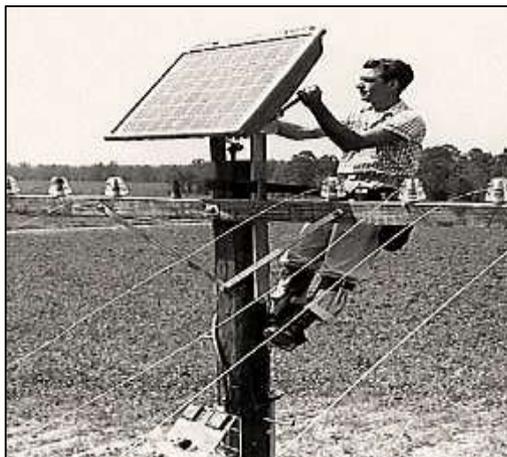
Desde a primeira observação do efeito fotovoltaico pelo físico Edmond Becquerel, em 1839, levou-se mais de um século para construir o primeiro módulo fotovoltaico. Foi então que em 1954 o químico do Laboratório Bell (Bell Labs) nos Estados Unidos, Calvin Fuller, junto com seus amigos Daryl Chapin (engenheiro) e Gerald Pearson (físico), apresentaram a primeira célula solar em Washington em uma reunião da National Academy of Sciences (VALLÊRA; BRITO, 2006).

Após a construção do primeiro sistema fotovoltaico, Pearson procurou o seu amigo, o engenheiro Daryl Chapin, a fim de encontrar uma solução que fosse capaz de melhorar a eficiência das células. Inicialmente Daryl utilizou células fotovoltaicas de selênio, e obteve resultados frustrantes. A eficiência máxima que alcançara era menor que 1%. Posteriormente Pearson e Chapin realizaram um novo experimento com uma nova célula e conseguiram, como resultado, uma nova eficiência de aproximadamente 4% (IST, 2004).

Prosseguindo as pesquisas da nova célula, ligeiramente o grupo se deparou com várias limitações. O primeiro obstáculo encontrado foi a manifestação de uma resistência série na célula fotovoltaica muito elevada devida a complexidade em soldar os contatos elétricos ao material. O segundo entrave foi a descoberta da migração do lítio para o interior do silício, mesmo a temperatura ambiente, onde a junção p-n (a “zona ativa” da célula solar) ficava cada vez mais funda e impenetrável aos fótons da radiação solar, enfraquecendo assim a eficiência da célula. Para resolver o problema, Fuller fez uma substituição do gálio pelo arsênio, associado por uma difusão a partir do boro, e alcançaram uma eficiência de cerca de 6% (VALLÊRA; BRITO, 2006).

Depois da obtenção desses resultados, finalmente o primeiro sistema fotovoltaico foi construído, em Washington. A Figura 5 mostra a primeira aplicação do módulo fotovoltaico, construída por Chapin, Fuller e Pearson, ocorreu na Geórgia para fornecer energia para a telefonia local. O módulo foi construído com cerca de nove células e instalado no mês de outubro de 1955, mas retirado no mês de março do ano seguinte (VALLÊRA; BRITO, 2006)

Figura 5 – Primeira aplicação da célula de silício.



Fonte: IST (2004).

Contudo, o custo dos módulos ainda eram considerados relativamente elevados, o que se tornava economicamente inviável a sua comercialização. Dessa forma, os módulos só se tornavam economicamente viáveis em algumas aplicações específicas, como, por exemplo, gerar eletricidade no espaço para satélites (VALLÊRA; BRITO, 2006).

O *Sputnik*, Figura 6, foi o primeiro satélite lançado ao espaço em 1957, dando início a corrida espacial entre os Estados Unidos e os Soviéticos. Depois desse marco histórico, os estudiosos continuaram buscando o aperfeiçoamento das células solares a fim de torna-las mais eficientes e economicamente viáveis. A partir de 1960, os pesquisadores descobriram que a substituição do contato frontal único por uma malha de contatos mais finos e separados, diminuía a resistividade em série e aumentava a eficiência elétrica (VALLÊRA; BRITO, 2006).

Figura 6 – *Sputnik*, primeiro satélite lançado ao espaço em 1957.



Fonte: MICHAEL (2017).

Foi então no início da década de 1970, que houve um grande impulso a utilização terrestre da geração fotovoltaica, a partir da crise mundial de energia que ocorreu entre 1973 à 1974. A partir do fim da década de 1970, o uso terrestre supera o uso espacial, sendo que esta diferença tem aumentado gradativamente (VALLÊRA; BRITO, 2006).

Desde então, o desenvolvimento do mercado fotovoltaico vem sendo bastante difundido, tornando comuns aplicações em sistemas residenciais, sinalização marítima, eletrificação de cercas, bombeamento de água, entre outros. Em 2004, foi finalizado o projeto do maior sistema fotovoltaico do mundo (até 2004), o parque solar da Bavária, Alemanha, de 10 MW_p de potência instalada (PINHO, 2008).

2.2.1 Situação atual no mundo

Atualmente a China é o país que mais investe em energia solar. Entre 2004 e 2017, o país investiu aproximadamente USD 785 bilhões no setor fotovoltaico, 73% a mais que os EUA que até então era o maior investidor neste setor. Em 2015 a China possuía 19% da capacidade fotovoltaica instalada mundial e até 2020 espera-se chegar ao marco de 100 GW ((BLOOMBERG, 2018; RE100, 2015).

Em 2016 os EUA possuía 40.300 MW de potência instalada, gerando em torno de 56,8 TWh de energia fotovoltaica. Isso representa 1,3% da geração total de energia do país (IRENA, 2016).

Dessa forma, é evidente, portanto, que entre as energias renováveis, a solar é a que mais tem se destacado nos últimos anos, representando 48% de todo o investimento mundial em energia limpa (CICLOVIVO, 2018). Segundo Sauaia (2017), a capacidade instalada no mundo foi de aproximadamente 305 GW.

2.2.2 Situação atual no Brasil

Nos últimos anos, o Brasil, por possuir altos níveis de insolação, vem se destacando nos investimentos em energia solar e, espera-se no futuro que o país atinja um *ranking* mundial em energia solar (SAUAIA, 2017).

Em 2016, o número de microgeradores de energia fotovoltaica aumentou cerca 407%. Esse crescimento aconteceu principalmente na área residencial, aproximadamente 80%. Espera-se que em 2024, 886,7 mil unidades consumidoras recebam créditos dessa energia, o que equivale a uma potência instalada de cerca de 3,2 GW (ESTADÃO, 2018).

A estimativa é que até 2024, o Brasil possa alcançar o auge de 1,2 milhões de geradores de energia fotovoltaica instalados em indústrias e casas ou em qualquer outro local. Esse auge corresponde para a matriz elétrica brasileira 15%. A expectativa é que até o ano 2030 o comércio de energia solar necessita movimentar cerca de R\$ 100 bilhões (CICLOVIVO, 2017).

Desta forma, é notório observar, que ao longo desses anos os estudiosos conseguiram uma eficiência considerável nos sistemas fotovoltaicos. Por conseguinte, atualmente a procura pelos sistemas fotovoltaicos vem aumentando cada vez mais pelo fato de apresentar vantagens econômicas e, principalmente, por ser uma fonte de energia limpa não poluente. Além disso, o mercado de energia solar sofreu grandes quedas de preço de equipamentos e de instalação, o que resultou em acessibilidade na instalação de tal sistema por boa parte da população.

2.3 Princípio de funcionamento do efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico ocorre em materiais semicondutores e se caracteriza pela presença de banda de valência e de banda de condução. O semicondutor mais utilizado é o silício. Sua estrutura atômica é caracterizada por possuir quatro elétrons que se ligam aos átomos vizinhos formando uma rede cristalina. Ao inserir átomos com cinco elétrons na camada de valência na rede cristalina, como o fósforo, haverá um elétron em excesso que não realizará a ligação covalente e ficará excedendo. Isto faz com que, com pouca energia, este elétron se livre indo para a banda de condução. Diz-se, assim, que o fósforo é um dopante doador de elétrons também chamado de dopante n (CRESESB, 2006).

Entretanto, ao introduzir átomos com três elétrons na camada de valência, como é o caso do boro, haverá uma falta de um elétron para realizar as ligações covalentes com os átomos de silício da rede. Esta falta de elétron é denominada buraco ou lacuna e ocorre que, com pouca energia térmica, um elétron de um lugar vizinho pode passar a esta posição, fazendo com que o buraco se desloque. Diz-se, portanto, que o boro é um aceitador de elétrons ou também chamado de dopante p (CRESESB, 2006).

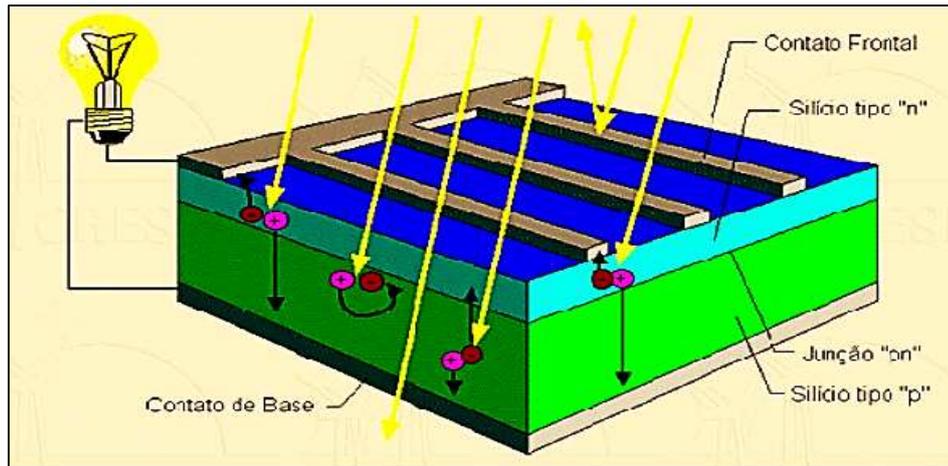
Segundo Villalva e Gazoli (2012, p. 66)

Uma célula é composta tipicamente pela junção de duas camadas de material semicondutor, uma do tipo p e outra n. Existem células de múltiplas junções, que possuem um maior número de camadas, entretanto seu funcionamento é idêntico ao das células de duas camadas. As células de múltiplas junções produzem mais energia, porém são mais caras e não são tão utilizadas como as de apenas duas camadas. O material n possui excedente de elétrons e o material p apresenta falta de elétrons. Devido à diferença de concentração de elétrons nas duas camadas de materiais, os elétrons da camada n fluem para a camada p e criam um campo elétrico dentro de uma

zona de depleção, também chamada de barreira de potencial, no interior da estrutura da célula.

A Figura 7 mostra minuciosamente a formação da junção p-n (silício tipo p e tipo n) em uma célula fotovoltaica.

Figura 7 – Composição de uma célula fotovoltaica.

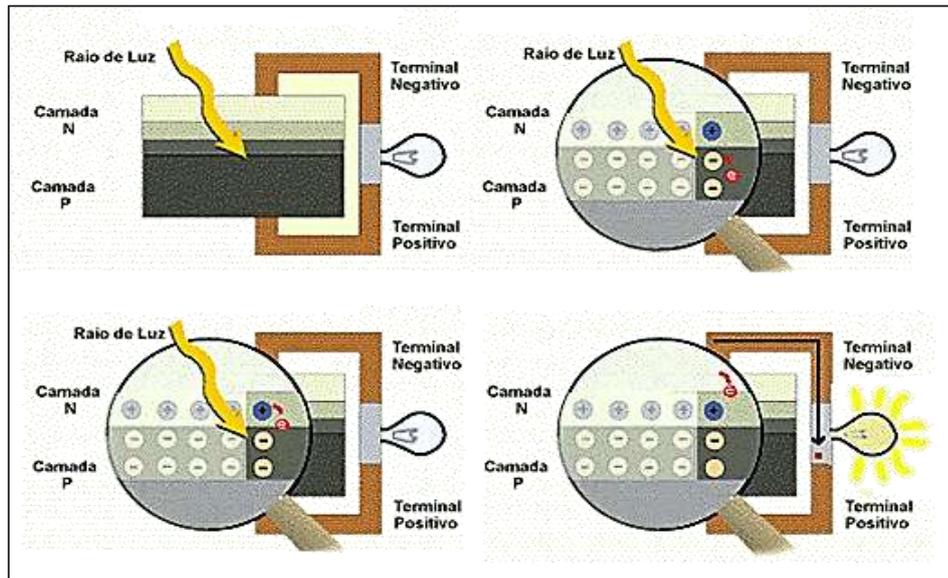


Fonte: FADIGAS (2014).

Ao introduzir átomos de boro de um lado e fósforo do outro, forma-se a junção p-n. Na junção p-n os elétrons livres do lado n passam ao lado p, onde encontram os buracos que os capturam. Isto faz com que haja um acúmulo de elétrons no lado p, tornando-o negativamente carregado e uma redução de elétrons do lado n, que o torna eletricamente positivo. Estas cargas aprisionadas dão origem a um campo elétrico permanente que dificulta a passagem de mais elétrons do lado n para o lado p. Este processo alcança um equilíbrio quando o campo elétrico forma uma barreira capaz de barrar os elétrons livres restantes no lado n (CRESESB, 2006).

Se uma junção p-n for exposta a fótons com energia maior que o gap, ocorrerá a geração de pares de elétron-lacuna, se isto acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas serão aceleradas, gerando assim, uma corrente através da junção. Este deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial a qual chama-se de efeito fotovoltaico, conforme a Figura 8 (CRESESB, 2006).

Figura 8 – Efeito fotovoltaico na junção p-n.



Fonte: CRESESB (2006).

2.4 Células fotovoltaicas

A conversão direta da luz do sol em energia elétrica é alcançada por meio das células fotovoltaicas. É importante ressaltar, que este processo de conversão não depende do calor, pelo contrário, o rendimento da célula solar diminui quando ocorre um aumento da temperatura. Nas regiões mais frias as células apresentam rendimentos maiores. Tal comportamento é explicado pelo fato de que os fótons da luz solar transferem sua energia diretamente aos elétrons sem etapa térmica intermediária, isto é, menores perdas por efeito Joule (PALZ, 2002).

De acordo com Palz (2002), o silício é o semicondutor mais importante para a conversão da energia solar fotovoltaica. Segundo Villalva e Gazoli (2012), “cerca de 95% de todas as células fotovoltaicas fabricadas no mundo são de silício, pois é um material muito abundante e barato”.

O silício empregado na fabricação da célula fotovoltaica é extraído do mineral quartzo, conforme a Figura 9. O Brasil é um dos principais fornecedores mundiais desse minério, entretanto, a purificação e a fabricação das células de silício não são realizadas no Brasil (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Figura 9 – Blocos de silício em seu estado natural.



Fonte: KLEINA (2015).

A corrente elétrica produzida pela célula fotovoltaica pode ser utilizada em diversas aplicações como, por exemplo, alimentação de aparelhos elétricos, eletrônicos, carregando baterias, fornecendo eletricidade para ruas, bairros, cidades - nos sistemas conectados à rede elétrica. Todavia, uma única célula produz uma baixa tensão, mas ao ligar várias células em série obtém-se uma tensão mais elevada (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

2.4.1 Tipos de células fotovoltaicas

Atualmente existem vários tipos de células fotovoltaicas que são produzidas em larga escala comercial. As principais células fotovoltaicas produzidas em larga escala são: células de silício monocristalino, células de silício policristalino e as células de filmes finos.

2.4.1.1 Silício monocristalino

Para confeccionar as células fotovoltaicas de silício monocristalino, são necessários vários processos. Os blocos de silício ultrapuro, Figura 10, são aquecidos à elevadas temperaturas e são submetidos a um processo de formação de cristal usualmente chamado de método de *Czochralski*. Através desse processo obtém-se o lingote de silício monocristalino (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

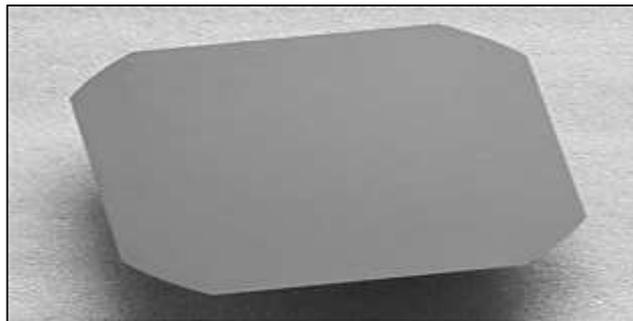
Figura 10 – Lingote de silício monocristalino.



Fonte: ALIEN (2013).

Segundo Villalva e Gazoli (2012), o lingote de silício monocristalino é composto de uma estrutura cristalina única e há organização molecular homogênea. O lingote é serrado e cortado para fabricar *wafers*, que são finas bolachas de silício puro. Após esse procedimento, os *wafers*, Figura 11, são submetidos à passar por processos químicos para receber impurezas em ambos os lados para formar às camadas de silício p e n que estabelecem o princípio de funcionamento das células fotovoltaicas.

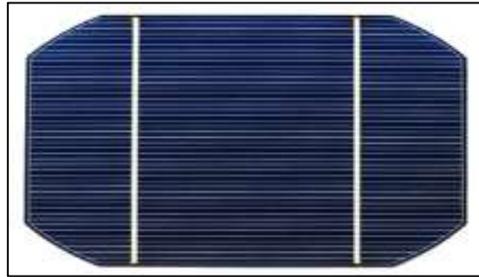
Figura 11 – *Wafer* de silício monocristalino.



Fonte: VILLALVA; GAZOLI (2012).

Depois de todos esses processos, a célula recebe uma película metálica em uma das faces, uma grade metálica na outra face e uma camada de material antirreflexivo na face para absorver a luz solar. O produto final é a célula fotovoltaica monocristalina, Figura 12, com eficiências de 15 a 22%. Entretanto, são células rígidas e frágeis. Para atingir resistência mecânica para as aplicações práticas elas precisam ser montadas em módulos (VILLALVA; GAZOLI, 2012 e BALFOUR; SHAW; NASH, 2016).

Figura 12 – Célula fotovoltaica de silício monocristalino.



Fonte: LUX NOVA (2017).

2.4.1.2 Silício policristalino

O processo de fabricação do silício policristalino mais utilizado é o de fundição de lingotes. Esses lingotes, Figura 13, são formados por um agrupamento de pequenos cristais com tamanhos e orientações distintas. Para obter esse agrupamento de cristais, o silício no seu estado bruto, é aquecido no vácuo até uma temperatura de aproximadamente 1.500°C e depois é resfriado até uma temperatura de cerca 800°C. O procedimento seguinte é idêntico ao do silício monocristalino, com o corte, tratamento antirreflexivo e criação dos contatos frontais (BLUE SOL, 2016).

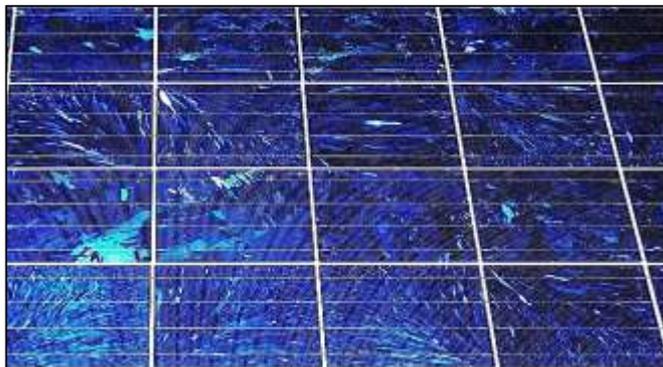
Figura 13 – Lingote de silício policristalino.



Fonte: ALIEN (2013).

As células de silício policristalino, Figura 14, apresentam eficiências que podem variar de 14 a 20% e, o custo de fabricação é menor do que o das células monocristalinas, portanto, são mais baratas. Contudo, são células rígidas e frágeis, assim como as células monocristalinas, e que precisam ser montadas em módulos para alcançar resistência mecânica para o uso prático (VILLALVA; GAZOLI, 2012 e BALFOUR; SHAW; NASH, 2016).

Figura 14 – Célula fotovoltaica de silício policristalino.



Fonte: LUX NOVA (2017).

2.4.1.3 Células de filmes finos

Recentemente os pesquisadores desenvolveram uma tecnologia chamada de filmes finos. Essa tecnologia tem a finalidade de fabricar células fotovoltaicas mais baratas, mais confiáveis, com produção em larga escala e empregando pouco material semiconductor em sua fabricação. Além disso, o processo de fabricação reduz sua complexidade tornando-a mais simples e, conseqüentemente, aumentando a produção. Ultimamente é uma das tecnologias mais pesquisadas e que possui um preço mais baixo, devido ao seu processo de fabricação ser relativamente mais simples (FADIGAS, 2014).

As células de filmes finos, Figura 15, apresentam as vantagens de possuírem melhor aproveitamento da luz solar para baixos níveis de irradiação. Também apresentam vantagens por serem formadas por uma única célula de grande área, o que as tornam menos sensíveis aos efeitos de sombreamento. No entanto, sofrem degradação de modo mais acelerado do que os de silício monocristalino e policristalino (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Embora os filmes finos possam apresentar um baixo custo de fabricação, essa tecnologia ainda possui uma baixa eficiência de conversão da luz solar em energia elétrica. Em laboratório, já se conseguiu uma eficiência da ordem de 16%. Todavia, as células comerciais oferecem uma eficiência entre 7 a 13%. Por isso, para produzir a mesma quantidade de energia que as células de silício monocristalino e policristalino, necessitam de uma área maior (FADIGAS, 2014 e BALFOUR; SHAW; NASH, 2016).

As células de filmes finos podem ser fabricadas de silício amorfo, silício microcristalino, células híbridas, células de telureto de cádmio (CdTe) e cobre-indio-gálio-selênio (CIGS) (FADIGAS, 2014).

Figura 15 – Módulo fotovoltaico de filmes finos.



Fonte: PORTAL SOLAR (2017).

2.5 Classificação dos sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos são classificados da seguinte maneira: sistemas isolados (*off-grid*) - desconectados da rede pública; sistemas interligados à rede (*on-grid*) - conectados à rede elétrica da distribuidora; sistemas híbridos (SH) - que utilizam mais de uma fonte de energia.

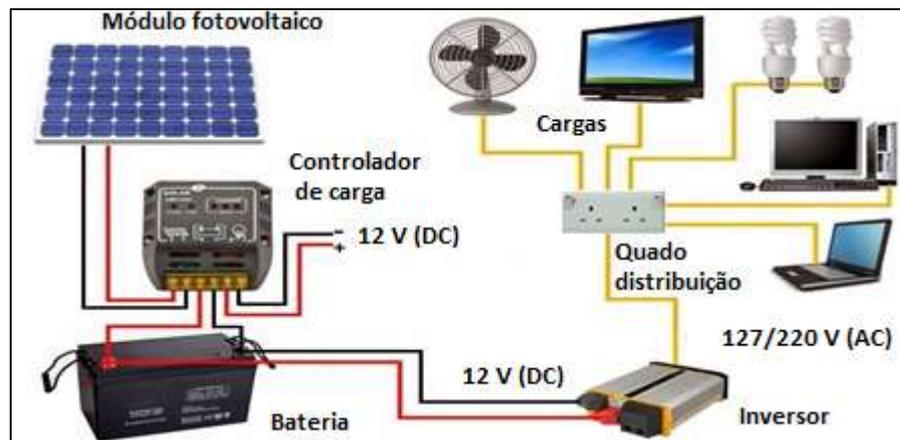
2.5.1 Sistemas isolados

Os sistemas isolados ou *off-grid* para geração de energia elétrica, são aqueles que se caracterizam por não se conectar à rede elétrica da concessionária. Os sistemas isolados também são conhecidos como sistemas autônomos e podem ser com ou sem armazenamento da energia elétrica (BLUE SOL, 2017).

Para os sistemas que necessitam de um armazenamento de energia elétrica, a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos é direcionada para alimentação das cargas e armazenada em banco de baterias, como mostra a Figura 16, o que possibilita ter disponibilidade de energia durante a noite ou durante os dias de pouca irradiação solar.

Esse tipo de sistema é geralmente, construído para atender um determinado propósito local e específico como, por exemplo, abastecer locais remotos de difícil acesso como, comunidades isoladas, fazendas - aonde o fornecimento de energia não chega ou é deficiente, onde se torna economicamente inviável levar energia elétrica pelo sistema convencional pelo fato do custo ser relativamente elevado.

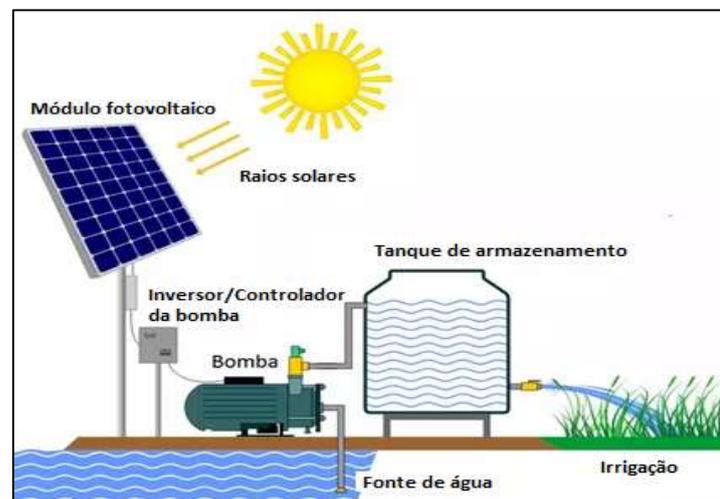
Figura 16 – Sistema *off-grid* com armazenamento da energia elétrica.



Fonte: MAXI ENERGIA SOLAR (2018).

Já para os sistemas sem armazenamento da energia elétrica, Figura 17, a energia gerada alimenta diretamente as cargas e só funcionam nas horas de sol. Este tipo de sistema é utilizado, por exemplo, para bombeamento de água, onde toda a água bombeada é consumida ou armazenada em reservatórios.

Figura 17 - Sistema *off-grid* sem armazenamento da energia elétrica.



Fonte: BKN ENERGY (2018).

2.5.1.1 Vantagens

Os sistemas isolados apresentam as seguintes vantagens:

- Energia disponível em regiões remotas como, por exemplo, comunidades ribeirinhas aonde à rede elétrica da concessionária não chega;

- Independência elétrica, pois, é um sistema que possui armazenamento de energia através de banco de baterias, o que significa dizer que se for bem dimensionado tem-se energia elétrica 24 horas por dia (para os sistemas que possuem banco de baterias);
- Isenção de pagamentos da conta de luz.

2.5.1.2 Desvantagens

As principais desvantagens dos sistemas isolados são:

- Custo mais elevado;
- Maior quantidade de componentes para o sistema funcionar;
- Baixa vida útil das baterias;
- Os sistemas isolados sem armazenamento de energia só funcionam nas horas de sol, pois não possuem baterias para suprir nas horas sem insolação;
- Menor eficiência em comparação ao sistema conectado à rede.

2.5.2 Sistemas interligados à rede

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede, Figura 18, também conhecidos como *on-grid*, são aqueles que estão diretamente conectados à rede elétrica. Ou seja, é um sistema que opera em paralelismo com a rede de eletricidade e, é destinado a locais já atendidos por energia elétrica (BLUE SOL, 2017).

Resumidamente esse tipo de sistema funciona da seguinte maneira: quando a geração é maior que o consumo a energia excedente é injetada na rede da concessionária, quando o consumo é maior que a geração retira dela, isto é, o excedente volta para a rede elétrica através do medidor bidirecional fazendo-o rodar ao “contrário”, reduzindo a tarifa de energia elétrica.

Os sistemas conectados à rede também podem funcionar com bancos de baterias, mas na prática é pouco utilizado pois se torna economicamente inviável na maioria das vezes, exceto quando precisa-se de um sistema extremamente confiável como, por exemplo, alimentação de equipamentos médico-hospitalares.

Figura 18 – Sistema fotovoltaico conectado à rede.



Fonte: MAXI ENERGIA SOLAR (2018).

- 1 – Módulos fotovoltaicos;
- 2 – Inversor solar;
- 3 – Quadro geral de energia;
- 4 – Cargas;
- 5 – Medidor bidirecional.

Neste trabalho, utilizou-se o sistema conectado à rede elétrica. Os outros tipos de sistemas abordados, tem-se como intuito apenas mostrar que os mesmos existem e apontar as suas vantagens e desvantagens. Portanto, não serão especificados todos os componentes nem estudados a fundo os sistemas isolados nem os sistemas híbridos.

2.5.2.1 Vantagens

Os sistemas conectados à rede elétrica apresentam as seguintes vantagens:

- São mais eficientes que os sistemas isolados;
- São mais baratos que os sistemas isolados;
- O consumidor pode gerar créditos de energia e consumir em até cinco anos;
- Menor quantidade de componentes para o sistema funcionar.

2.5.2.2 Desvantagens

As desvantagens dos sistemas conectados à rede elétrica são:

- Só funciona em paralelo com à rede de distribuição;

- Necessidade de pagar à taxa mínima de disponibilidade de energia à distribuidora;
- Quando a demanda for maior que a produção não haverá disponibilidade de créditos para o consumidor.

2.5.3 Sistemas híbridos

Os sistemas híbridos de energia elétrica são aqueles que utilizam mais de uma fonte de geração de energia que, dependendo da disponibilidade dos recursos, devem gerar e distribuir energia elétrica de forma otimizada a uma determinada carga ou a uma rede elétrica isolada ou conectada a outras redes (BLUE SOL, 2017). Ou seja, são sistemas que trabalham em conjunto para proporcionar uma maior eficiência no sistema, equilibrando assim o fornecimento de energia. Temos, por exemplo, sistemas solar-eólico, solar-diesel, solar-eólico-diesel, entre outros.

Geralmente, os sistemas híbridos são destinados a atender residências que estão afastadas ou isoladas da rede elétrica convencional. Estes sistemas aumentam a confiabilidade do fornecimento de energia dando-lhe a possibilidade de uma fonte suprir à falta temporária de outra.

Os sistemas híbridos são classificados de várias formas, porém os mais usais são: sistemas híbridos isolados e sistemas híbridos conectado à rede.

2.5.3.1 Sistemas híbridos isolados

Os sistemas híbridos isolados, são aqueles que suprem uma determinada carga de forma totalmente independente, sem estarem conectados à rede elétrica, conforme a Figura 19. Esses sistemas precisam de banco de baterias para armazenar a energia gerada, de modo a permitir o abastecimento em período de indisponibilidade dos recursos renováveis (PINHO, 2008).

Figura 19 – Sistemas híbridos isolados.

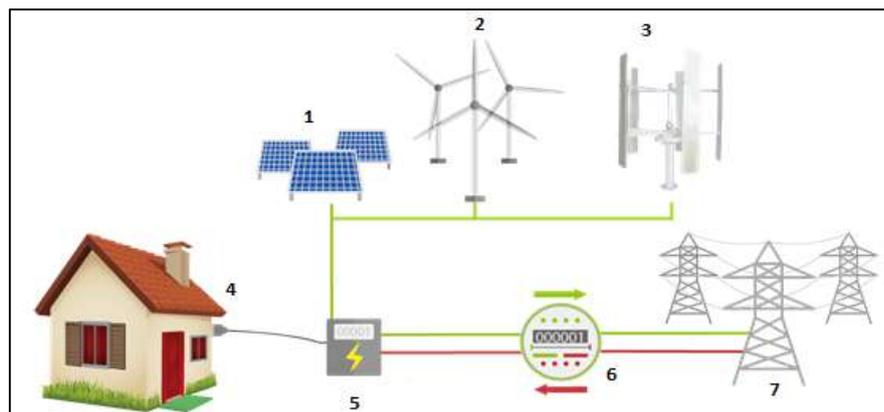


Fonte: CRESESB (2008).

2.5.3.2 Sistemas híbridos interligados

Os sistemas híbridos interligados, Figura 20, são aqueles onde toda a energia gerada é entregue à rede elétrica convencional. Para a interligação, é indispensável a utilização de equipamentos adequados, que atuem na proteção, inversão e sincronismo do nível de tensão e frequência das fontes de geração, garantindo assim a qualidade da energia elétrica em operação normal ou em situações de contingência, como falta na rede, perdas de geração, entre outras (PINHO, 2008).

Figura 20 – Sistemas híbridos conectado à rede.



Fonte: Adaptado de SLPAIVA9 (2017).

- 1 – Módulos fotovoltaicos;
- 2 – Geradores eólicos horizontais;
- 3 – Geradores eólicos verticais;
- 4 – Cargas;

- 5 – Quadro elétrico;
- 6 – Medidor bidirecional;
- 7 – Conexão com a rede elétrica.

2.5.3.3 Vantagens

As vantagens dos sistemas híbridos são as seguintes:

- Maior estabilidade do sistema;
- Intercâmbio da energia elétrica entre os seus diversos pontos de geração e consumo;
- Aproveitamento dos recursos disponíveis de modo eficiente;
- Nos sistemas interligados é uma excelente opção para economizar energia elétrica;
- Nos sistemas isolados é uma excelente opção para a independência elétrica.

2.5.3.4 Desvantagens

As desvantagens dos sistemas híbridos são as seguintes:

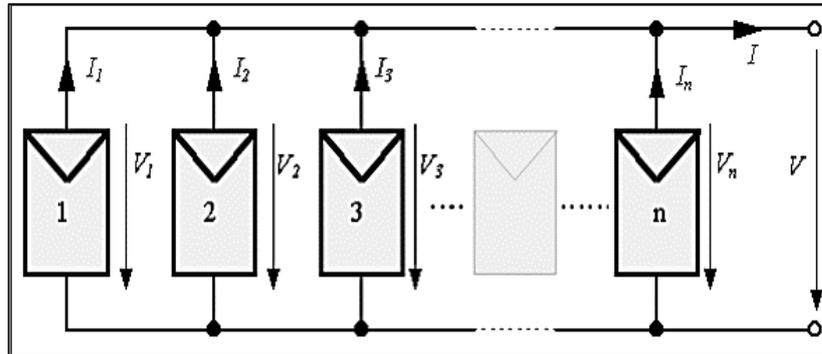
- Custo elevado;
- Indisponibilidade dos recursos como, por exemplo, no sistema eólico-solar. Na ausência da insolação e dos ventos o sistema para de funcionar;
- Nos sistemas eólico-solar há geração de ruídos nos aerogeradores.

2.6 Módulo fotovoltaico: conexão das células

Os módulos fotovoltaicos são formados a partir do agrupamento de várias células que estão montadas em uma estrutura rígida e conectadas eletricamente e podem ser conectados em série ou em paralelo.

Ao acoplarmos as células em paralelo, Figura 21, obtém-se correntes mais elevadas, isto é, soma-se as correntes de cada módulo e a tensão do módulo é exatamente a tensão da célula. A corrente concebida pelo efeito fotovoltaico é contínua (CC). Pelas características típicas das células (corrente máxima por volta de 3 A e tensão muito baixa, em torno de 0,7 V) este arranjo não é utilizado salvo em condições muito especiais (CRESESB, 2006).

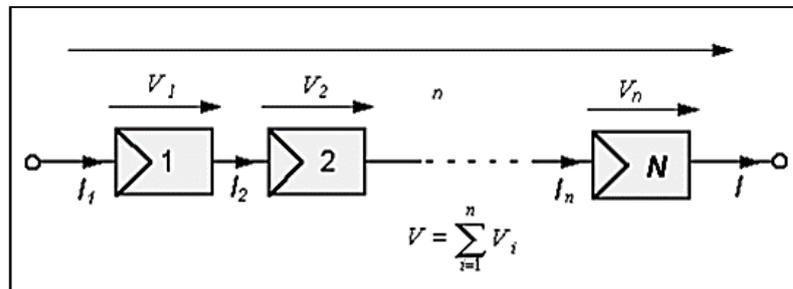
Figura 21 – Esquema da conexão em paralelo das células fotovoltaicas.



Fonte: CRESESB (2006).

Ao conectar células fotovoltaicas em série, Figura 22, obtém-se uma tensão maior, ou seja, soma-se as tensões de cada célula. Esse é o tipo de conexão mais comum (CRESESB, 2006).

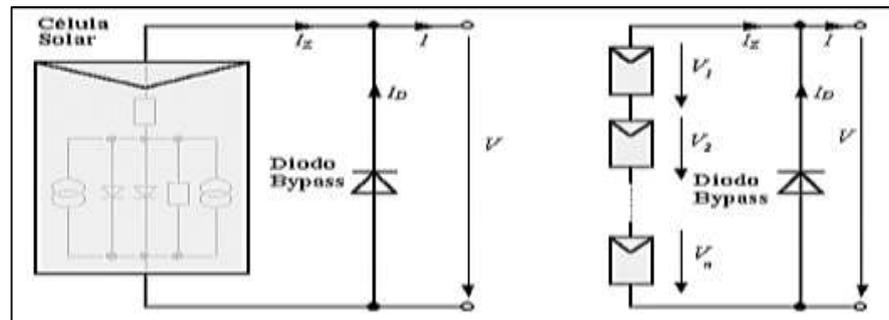
Figura 22 – Esquema da conexão em série das células fotovoltaicas.



Fonte: CRESESB (2006).

No momento em que uma célula fotovoltaica estiver conectada em série e existir a presença do sombreamento sob a mesma, a potência de saída do módulo diminui-se drasticamente e afeta-se todo o funcionamento das demais células no módulo. Para minimizar as perdas causadas pelo sombreamento usa-se um diodo de passo, também chamado de diodo de *bypass*, conforme a Figura 23. O diodo de *bypass* serve como um caminho alternativo para a corrente e limita a dissipação de calor na célula defeituosa. Comumente o uso do diodo de passo é feito em conjuntos de células o que, torna economicamente mais viável se comparado ao custo de se conectar um diodo em cada célula (CRESESB, 2006).

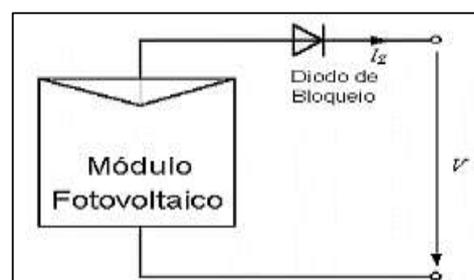
Figura 23 – Conexão do diodo de passo em paralelo entre as células fotovoltaicas.



Fonte: CRESESB (2006).

Outro obstáculo que pode acontecer, é surgir uma corrente reversa fluindo pelas células, isto é, ao invés de fornecer corrente, o módulo passa a receber muito mais do que fornece. Esta corrente pode originar perdas parciais ou perdas totais na eficiência do fluxo de energia do módulo. Para prevenir esses impasses, usa-se um diodo de bloqueio, Figura 24, impedindo assim correntes reversas que podem ocorrer caso liguem o módulo diretamente em um acumulador ou bateria (CRESESB, 2006).

Figura 24 – Conexão do diodo de bloqueio.



Fonte: CRESESB (2006).

2.6.1 Particularidades elétricas dos módulos fotovoltaicos

Usualmente, a potência dos módulos fotovoltaicos é fornecida pela potência de pico. As principais características elétricas dos módulos fotovoltaicos são:

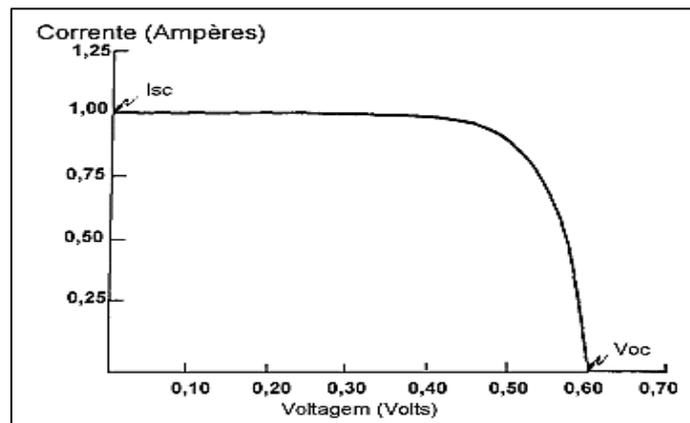
- Voltagem de Circuito Aberto (V_{oc});
- Corrente de Curto Circuito (I_{sc});
- Potência Máxima (P_m);
- Voltagem de Potência Máxima (V_{mp});
- Corrente de Potência Máxima (I_{mp}).

A conjuntura padrão para se alcançar as curvas características dos módulos é estabelecida pela radiação solar de 1 kW/m^2 , que é a radiação recebida na superfície da terra em dia claro a uma temperatura em torno de 25°C na célula (CRESESB, 2006).

A Figura 25 mostra a curva característica entre tensão e a corrente de curto circuito. Já a Figura 26 apresenta a curva de potência em relação a tensão enquanto a Figura 27 mostra o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT).

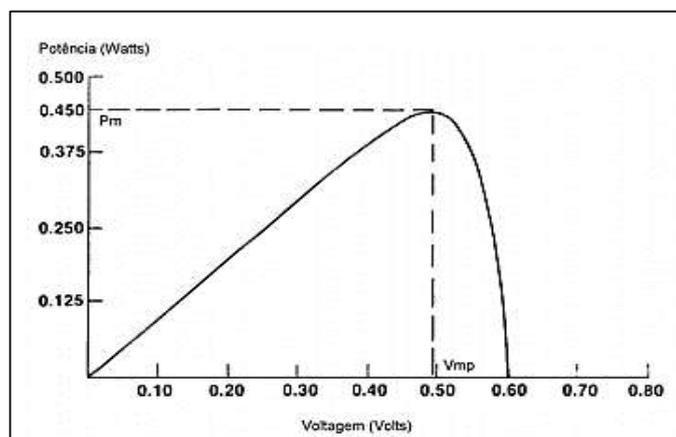
O rastreamento do ponto de máxima potência é uma técnica utilizada pelo controlador de carga e pelo inversor *grid-tie* – inversor utilizados nos sistemas conectado à rede, para maximizar a eficiência dos módulos fotovoltaicos, fazendo com que eles trabalhem sempre no ponto de máxima potência, independente das condições de radiação solar ou de temperatura de trabalho (WENDLING JR, 2015).

Figura 25 – Curva característica I×V mostrando a corrente I_{sc} e a tensão V_{oc} .



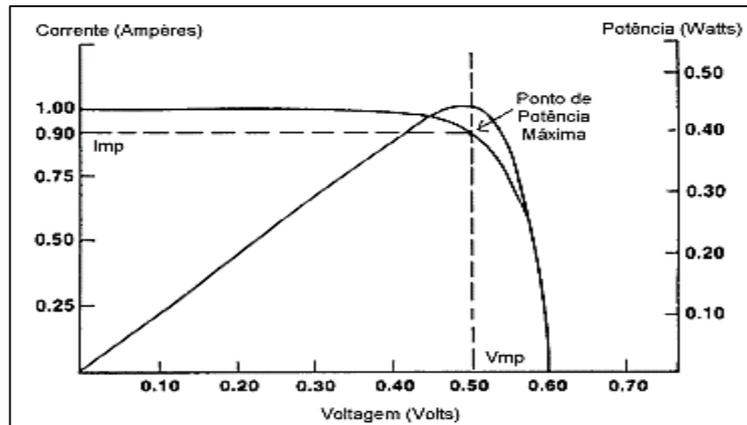
Fonte: CRESESB (2006).

Figura 26 – Curva típica de potência versus tensão.



Fonte: CRESESB (2006).

Figura 27 – Rastreamento do ponto de máxima potência.

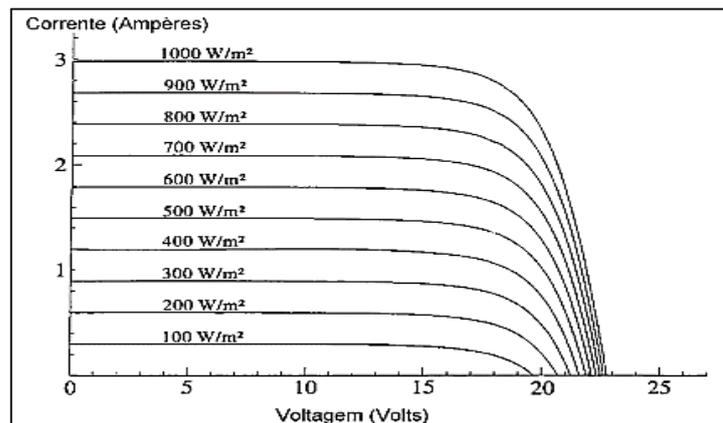


Fonte: CRESESB (2006).

2.6.2 Influências que afetam as características elétricas dos módulos fotovoltaicos

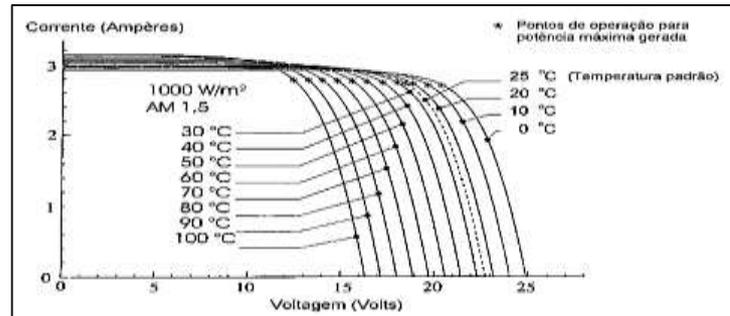
Segundo Cresesb (2006), as principais influências que afetam as características elétricas dos módulos fotovoltaicos são: a irradiância, Figura 28, e a temperatura, Figura 29. A corrente criada no módulo fotovoltaico aumenta linearmente com o aumento da irradiância. Em contrapartida, com o aumento da temperatura na célula ocorre a redução da eficiência no módulo.

Figura 28 – Consequência da variação da irradiância no módulo fotovoltaico.



Fonte: CRESESB (2006).

Figura 29 – Consequência da variação da temperatura na célula.



Fonte: CRESESB (2006).

2.7 Associação de módulos fotovoltaicos

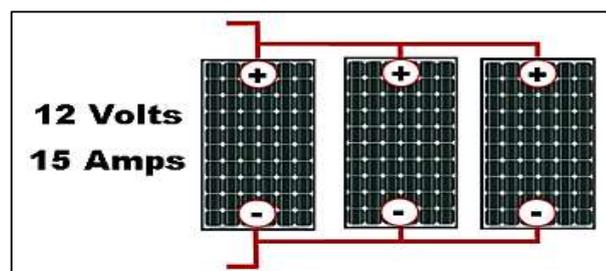
Os sistemas fotovoltaicos podem empregar um grande número de módulos conectados em paralelo ou em série, ou associação em série e paralelo (associação mista), para gerar a quantidade de energia desejada.

Os conjuntos de módulos conectados em paralelo são comuns em sistemas isolados, pois necessitam está na mesma tensão das baterias. Os arranjos dos módulos conectados em série ou em série e paralelo são usualmente empregados nos sistemas interligados à rede. A associação mista é a combinação da associação série com a associação paralela.

2.7.1 Associação de módulos em paralelo

Quando os módulos são conectados em paralelo, a tensão de saída do conjunto é a mesma fornecida por um módulo individual. Em contrapartida, a corrente fornecida pelo arranjo é a soma das correntes de cada um dos módulos do conjunto, conforme a Figura 30.

Figura 30 – Associação de módulos fotovoltaicos em paralelo.

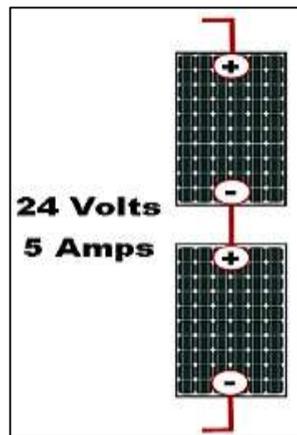


Fonte: PVEDUCATION (2018).

2.7.2 Associação de módulos em série

Quando os módulos são conectados em série, a tensão de saída do arranjo corresponde a soma da tensão fornecida por cada um. Já a corrente que circula pelo conjunto é a mesma em todos os módulos, conforme a Figura 31.

Figura 31 – Associação de módulos fotovoltaicos em série.

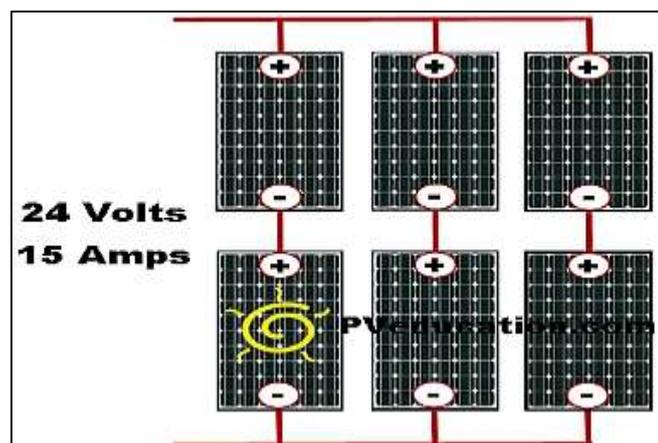


Fonte: PVEDUCATION (2018).

2.7.3 Associação de módulos em série e paralelo

Quando os módulos são conectados em série e posteriormente em paralelo, a tensão de saída é a soma da tensão de cada um e a corrente fornecida pelo arranjo são somadas, conforme a Figura 32.

Figura 32 – Associação de módulos fotovoltaicos em série e paralelo.



Fonte: PVEDUCATION (2018).

2.8 Inversor para sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Os inversores, Figura 33, são dispositivos eletrônicos que convertem a corrente contínua (CC), fornecida pelos módulos fotovoltaicos, em corrente alternada (CA) (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 33 – Exemplo de um inversor solar fotovoltaico para conexão com à rede.



Fonte: FRONIUS (2018).

Nos sistemas autônomos, os inversores CC-CA devem fornecer, na saída, tensões elétricas alternadas com amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequados as cargas a serem alimentadas. Nos sistemas conectados à rede elétrica os inversores CC-CA funcionam como fontes de corrente (PINHO; GALDINO, 2014).

Nos sistemas autônomos os inversores fornecem tensões elétricas. Enquanto que nos sistemas interligados à rede os inversores fornecem corrente elétrica e não tem a capacidade de fornecer tensão para os consumidores. Por esse motivo, os inversores só funcionam apenas quando estão conectados com à rede elétrica (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Os inversores para a conexão à rede elétrica, não funcionam na ausência ou na falha do fornecimento de eletricidade da distribuidora com à rede desligada. Ou seja, eles não foram projetados para operar sem à rede elétrica. Na ausência da eletricidade da distribuidora, o inversor deve se desconectar automaticamente da rede elétrica. Isso acontece para garantir a segurança dos equipamentos e das pessoas que possivelmente estejam realizando manutenção na rede elétrica (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

O inversor tem um sistema de controle sofisticado que os transforma em fonte de corrente. A função desse sistema de controle, é fazer com que a corrente de saída, a ser injetada

na rede elétrica, tenha o formato senoidal e esteja sincronizada com a tensão senoidal da rede. Além disso, esses dispositivos possuem uma vida útil de aproximadamente 15 anos (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Geralmente os inversores empregados em microgeração e minigeração são monofásicos, com potências típicas de até 5 kW. A partir dessa potência é mais comum a utilização de inversores com saída trifásica, ou inversores monofásicos em associação trifásica. (PINHO; GALDINO, 2014).

Os inversores modernos usam chaves eletrônicas de estado sólido e o seu avanço está diretamente ligado à evolução da eletrônica de potência. Os circuitos mais modernos são desenvolvidos levando em conta a complexidade e as exigências de cada aplicação específica. Deste modo, com a evolução da eletrônica de potência, os inversores para conexão à rede elétrica foram sendo aperfeiçoados e os custos de fabricação reduzidos, enquanto que as eficiências de conversão aumentaram para valores de até 99% (PINHO; GALDINO, 2014).

2.8.1 Dispositivos semicondutores utilizados em inversores

Os inversores são fabricados com auxílio de dispositivos semicondutores (são materiais tetravalentes que se comportam entre um condutor e o isolante) de potência que constituem-se de chaves eletrônicas controláveis, podendo ser empregados em estado de condução ou de bloqueio por meio de um sinal de controle e, permitem assim a conversão de tensão CC para CA e vice-versa (PINHO; GALDINO, 2014).

Atualmente os dispositivos semicondutores utilizados nos inversores são: SCR, TRIAC, GTO, BJT, MOSFET e IGBT, conforme a Tabela 1.

Tabela 1 - Características dos dispositivos semicondutores de chaveamento.

Características dos dispositivos semicondutores de chaveamento	
<i>SCR – silicon controlled rectifier</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Permite a passagem de corrente num só sentido; - O momento do disparo é controlado por um pulso de corrente no terminal <i>gate</i>; - O bloqueio não é controlado e ocorre naturalmente quando a polaridade é invertida ou a corrente atinge um determinado valor mínimo; - A potência consumida no circuito de controle é baixa.
<i>TRIAC – triode for alternating current</i>	<ul style="list-style-type: none"> - É o único que permite a passagem de corrente nos dois sentidos; - O momento do disparo é controlado por um pulso de corrente no terminal <i>gate</i>; - O bloqueio é idêntico ao do SCR;
<i>GTO – gate turn-off thyristor</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Permite a passagem de corrente num só sentido; - O momento do disparo é controlado por um pulso positivo de corrente no terminal <i>gate</i>; - O bloqueio pode ser controlado por um pulso negativo de corrente no terminal <i>gate</i>; - Permite a passagem de corrente num só sentido, do coletor para o emissor, para transistores do tipo npn; - O estado de condução é controlado pela aplicação de uma corrente no terminal <i>base</i>;
<i>BJT – bipolar junction transistor</i>	<ul style="list-style-type: none"> - A corrente de base chega entre 10 a 15% da corrente no coletor, e deve ser mantida para que o BJT continue conduzindo (estado de saturação), ao contrário dos tiristores, que necessitam apenas de um pulso de corrente; - A potência consumida no circuito de controle é significativa; - O bloqueio (estado de corte) ocorre quando a corrente de base é retirada; - As perdas de comutação são consideradas médias, mas as perdas em condução são baixas.
<i>MOSFET – metal oxide semiconductor field effect transistor</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Permite a passagem de corrente num só sentido, do dreno para a fonte, para transistores do tipo canal n; - O estado de condução é controlado pela aplicação de uma tensão no terminal <i>gate</i>; - Apresenta menores tempos de comutação do que o BJT e pode ser chaveado em alta frequência; - Tem perdas de comutação muito baixas, mas perdas em condução significativas; - A potência consumida no circuito de controle é pequena.
<i>IGBT – insulated gate bipolar transistor</i>	<ul style="list-style-type: none"> - Permite a passagem de corrente num só sentido, do coletor para o emissor para transistores do tipo npn; - O estado de condução é controlado pela aplicação de uma tensão no terminal <i>gate</i>; - Pode ser chaveado em alta frequência, com perdas de comutação reduzidas; - A potência consumida no circuito de controle é pequena; - Tem baixas perdas em condução; - Combina características do BJT e do MOSFET.

Fonte: Adaptado de PINHO; GALDINO (2014).

2.9 Instalação elétrica

O projeto de instalação elétrica deve ser elaborado e executado por um profissional devidamente capacitado e habilitado. O responsável técnico necessita emitir uma Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) e solicitar a aprovação do projeto junto à concessionária de energia local.

Além disso, o dimensionamento dos dispositivos de proteção e dos condutores elétricos deve-se está de acordo com os padrões da ABNT NBR 5410. A instalação elétrica do sistema fotovoltaico necessita atender a Resolução Normativa 687/2015 e satisfazer as exigências das normas da concessionária local.

2.9.1 Condutores elétricos

Os condutores são materiais responsáveis por conduzir a corrente elétrica e precisam ser dimensionados de acordo com a ABNT NBR 5410.

Afim de obter uma maior economia com condutores e reduzir as perdas, recomenda-se posicionar adequadamente os equipamentos do sistema. Deste modo, reduz-se às distâncias entre os equipamentos, o comprimento dos cabos elétricos é menor, os custos são menores e, conseqüentemente, reduz-se a queda de tensão, ou seja, quanto maior a distância entre os equipamentos maior à queda de tensão e os gastos.

2.9.2 Dispositivos de proteção

Os dispositivos de proteção são responsáveis pela interrupção da corrente elétrica. Estes dispositivos são projetados para proteger os equipamentos elétricos, eletrônicos, proteger os circuitos, os usuários, entre outros.

De acordo com Villalva e Gazoli (2012), os principais dispositivos utilizados para proteção dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede são:

- Disjuntor: é um dispositivo de manobra e proteção responsável por proteger os equipamentos e os condutores elétricos contra danos provocados por sobrecargas e curto-circuito.
- Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV): é um dispositivo utilizado como chave manual para desconexão do gerador fotovoltaico com à rede da concessionária.

- Dispositivo de Proteção Contra Surto (DPS): é um dispositivo destinado à proteção da instalação elétrica contra descargas atmosféricas.
- Fusível: é um dispositivo destinado à proteção da instalação elétrica contra sobrecorrentes.

2.9.3 Aterramento

O aterramento dos sistemas fotovoltaicos deve-se compreender todas as partes condutoras que encontram-se expostas como, por exemplo, aterrar as armações metálicas juntamente com os módulos, aterrar o inversor e o quadro elétrico de proteção CC e CA.

É importante ressaltar que o sistema de geração de energia solar fotovoltaica deverá estar conectado ao sistema de aterramento da unidade consumidora afim de garantir uma maior confiabilidade no aterramento.

Resumidamente a principal função do sistema de aterramento é garantir que quaisquer picos elevados de correntes sejam diretamente conduzidos para a terra, afim de garantir a segurança das pessoas e dos equipamentos.

2.9.4 Medidor bidirecional

Segundo o Inmetro (2011), o medidor bidirecional é um “medidor eletrônico de energia elétrica capaz de medir energia (ativa e/ou reativa) em ambos os sentidos de fluxo”.

De acordo com Celesc (2018), “o medidor deve medir e registrar a energia ativa em ambos os sentidos de fluxo, totalizando-as em diferentes registradores, que devem estar disponíveis na saída serial unidirecional”.

Segundo a Aneel (2012), “o medidor bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede”.

Para Pinho e Galdino (2014), o medidor bidirecional é um “dispositivo que registra a entrada e a saída de energia elétrica em uma unidade consumidora”.

2.10 Estimativas de perdas nos sistemas fotovoltaicos

Para dimensionar um sistema fotovoltaico é indispensável levar em consideração as perdas de energia. Através da somatória de todas as perdas previstas é possível estimar o rendimento e, conseqüentemente, a geração esperada, apresentando valores mais próximos do

real, a fim de determinar a capacidade de geração da planta e à análise da viabilidade econômica.

Na Tabela 2 é possível verificar as estimativas de perdas e determinar o rendimento. Desta forma, considerando todas as perdas, o rendimento do gerador fotovoltaico é de 80%.

Tabela 2 - Perdas estimadas nos sistemas fotovoltaicos.

Perdas	Valor (%)
Perdas por temperatura	11,5
Incompatibilidade elétrica	1,5
Acúmulo de sujeira	2
Cabeamento CC	1
Cabeamento CA	1
Inversor	4
Total de perdas	20

Fonte: Adaptado de FOTAIC (2017).

2.11 Resolução Normativa n° 482/2012 da Aneel, de 17 de abril de 2012

A Resolução Normativa n° 482 da Aneel, de 17 de abril 2012, estabelece as condições mínimas para a microgeração, a minigeração e o sistema de compensação de energia elétrica para os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (ANEEL, 2012).

- **Microgeração distribuída:** potência instalada menor ou igual a 75 kW.
- **Minigeração:** potência instalada maior que 75 kW e menor que 5 MW.
- **Sistema de compensação de energia elétrica:** a energia injetada na rede através da microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e em seguida compensada com o consumo de energia elétrica ativa. Para os consumidores de baixa tensão, mesmo que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, o consumidor precisa pagar a fatura referente ao tipo de ligação: monofásica (30 kWh), bifásica (50 kWh) e trifásica (100 kWh). Já para os consumidores que estão conectados em média tensão, embora a energia injetada na rede seja maior ao consumo, o consumidor necessita pagar a fatura referente a demanda contratada.

Segundo a Aneel (2018), “o número de conexões de micro e minigeração de energia chegou a mais de 20 mil instalações, com atendimento a 30 mil unidades consumidoras, o que representa uma potência instalada de 247,30 MW - suficiente para atender 367 mil residências”.

A categoria de consumo residencial é da ordem de 58,71% das conexões, acompanhada da classe comercial que representa 35,25% das instalações. A fonte alternativa mais utilizada pelos consumidores é a energia fotovoltaica com 20.666 instalações, seguida da termelétrica, biomassa ou biogás, com 76 instalações (ANEEL, 2018).

O estado de Minas Gerais permanece como o estado com mais instalações (4.484), seguido do estado de São Paulo (4.038) e do estado do Rio Grande do Sul (2.497). Esses três estados que possuem mais instalações adotaram ao Convênio ICMS 16/2015 do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), que isenta o pagamento de tributo estadual (ICMS) sobre o excedente de energia elétrica gerada por sistemas de geração distribuída (ANEEL, 2018).

A partir desses resultados é notório observar, que nos últimos anos a população está cada vez mais se preocupando com o meio ambiente e buscando fontes alternativas para gerar energia limpa, afim de minimizar os impactos ambientais e, ao mesmo tempo, gerar sua própria energia.

Além disso, também é importante ressaltar que um dos fatores que impulsionou o avanço da geração de energia solar fotovoltaica foi a redução do preço dos módulos, o aumento do preço da conta de luz e os incentivos governamentais.

2.11.1 Sistema de microgeração fotovoltaica

Os sistemas de microgeração, Figura 34, são aqueles instalados em locais de menor consumo de eletricidade. Essa categoria abrange os sistemas fotovoltaicos residenciais, empresas, prédios comerciais e qualquer outro tipo de consumidor que atenda aos requisitos citados anteriormente. Os sistemas de microgeração podem ser conectados à redes monofásicas, bifásicas ou trifásicas.

A energia produzida pelo sistema de microgeração é injetada e distribuída na rede elétrica. A eletricidade é consumida no próprio local e o excedente, se existir, é injetado na rede de distribuição da concessionária gerando créditos ao consumidor. Esses créditos podem ser descontados na conta de luz pelos próximos cinco anos ou, ainda, ser utilizados em uma outra unidade consumidora que esteja no mesmo nome do proprietário do sistema de microgeração (ANEEL, 2012).

Os sistemas fotovoltaicos são modulares, isto é, significa dizer que os módulos e os inversores podem ser adicionados em paralelo de acordo com o tamanho do sistema desejado.

Desta forma, a corrente de saída é a soma das correntes de cada um dos módulos. A tensão é igual em cada módulo (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Os módulos são conectados à rede elétrica através de um inversor CC-CA específico para conexão com a rede elétrica, como abordou-se anteriormente. Basicamente esse tipo de sistema é aplicado em áreas inoperante como os telhados para geração de eletricidade. Dessa forma, o consumidor está contribuindo fortemente com a produção de energia a nível nacional e reduzindo, assim, as emissões de carbono para o meio ambiente.

Figura 34 – Sistema de microgeração fotovoltaica em uma residência.



Fonte: CUSTOMPOWER (2017).

2.11.2 Sistema de minigeração fotovoltaica

Os sistemas fotovoltaicos de minigeração, Figura 35, são aqueles instalados em consumidores comerciais e industriais, geralmente, são os consumidores do grupo A (tensão de fornecimento maior que 2,3 kV). A instalação desse tipo de sistema visa suprir parcialmente ou totalmente a demanda de energia desses consumidores, reduzindo a dependência elétrica da concessionária e ocasionando economia na conta de luz.

Para Villalva e Gazolli (2012), “as empresas buscam soluções sustentáveis e ambientalmente corretas, pois percebem que os consumidores têm preferências por instituições que se preocupam com a preservação do planeta”.

Figura 35 – Sistema de minigeração fotovoltaica em uma empresa.



Fonte: SUNVOLT ENERGIA SOLAR (2018).

2.12 Manutenção

A manutenção é uma parte fundamental nos sistemas fotovoltaicos, pois a verificação constante ajuda mantê-lo operando em níveis desejados. O monitoramento e as inspeções visuais do sistema permitem reparos oportunos, economizando o dinheiro do cliente.

De acordo com Zilles et al. (2012), recomenda-se que a manutenção do sistema seja realizada anualmente. A principal atividade realizada na manutenção é à limpeza dos módulos. A medida que os módulos ficam sujos, ocorre uma diminuição significativa na geração de energia.

A principal causa da sujeira dos módulos é o acúmulo de poeira, ocasionada, principalmente, pela poluição do ar. Além disso, deve-se realizar à limpeza e inspeção dos condutores, do inversor e dos dispositivos de proteção afim de diminuir às perdas.

2.13 Indicadores para análise da viabilidade econômica do projeto

Para elaborar um projeto, é necessário realizar um estudo da viabilidade econômica. Neste tópico serão mostrados os principais métodos econômicos utilizados.

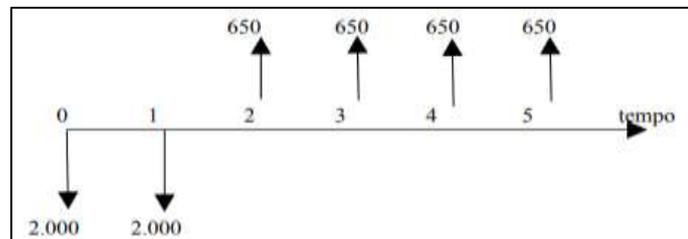
2.13.1 Fluxo de caixa

De acordo com Marion (1998), “a demonstração de fluxo de caixa indica a origem de todo o dinheiro que entrou no caixa, bem como a aplicação de todo o dinheiro que saiu do caixa em determinado período, e, ainda o resultado do fluxo financeiro”.

O fluxo de caixa indica a relação das entradas e saídas financeiras. Sua principal finalidade é prever com maior exatidão quando acontecerá saldo ou ausência de dinheiro em caixa. Esta visão prévia permite tomar cautelas para diminuir a dificuldade da falta de dinheiro para pagar as contas. Deste modo, em uma ocasião de grande saldo de caixa, recomenda-se buscar investimentos para aplicá-la (BOTEON; RIBEIRO, 2017).

A Figura 36 mostra a representação do fluxo de caixa, onde a linha horizontal representa o tempo, as setas para baixo representam o capital investido e as setas para cima representam o retorno do investimento.

Figura 36 – Representação do fluxo de caixa.



Fonte: SANTOS (2009).

2.13.2 Valor presente líquido

O método do valor atual, mais conhecido como valor presente líquido (VPL), é a expressão que determina o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros, conforme a equação 1 (BOTEON; RIBEIRO, 2017).

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

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 (TMA).

Resumidamente seu critério de decisão constitui-se da seguinte forma: se o VPL for maior ou igual a zero indica que é viável executar o projeto, pois paga o capital investido. Quando o VPL for menor que zero, rejeita-se o projeto (ROSS; WESTERFIELD; JAFF, 2007).

2.13.3 Taxa interna de retorno

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa que relaciona o valor investido com o valor resgatado ao fim do investimento. Ou seja, a taxa necessária para trazer o valor final do investimento para o valor presente e este seja igual ao valor investido, conforme a equação 2 (SANTOS, 2009).

$$0 = -FC_0 + \sum_{k=1}^N \frac{FC_k}{(1+i)^k} \quad (2)$$

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.

Sucintamente o seu método de decisão baseia-se 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 economicamente atrativo; igual a TMA - investimento está em uma situação de indiferença; menor que a TMA - investimento não é economicamente atrativo (GITMAN, 2007).

2.13.4 *Payback* descontado

O retorno de investimento de um projeto é o tempo para recuperar o dinheiro investido, tendo em vista a alteração de valor do capital no tempo, o qual gera indicativo do risco do investimento, isto é, quanto maior for o *payback* mais tempo é necessário para se obter o capital investido (GITMAN, 2007).

3 ESTUDO DE CASO

3.1 Caso 1: residencial

3.1.1 Dados do local

O primeiro estudo de caso é uma aplicação de um sistema fotovoltaico conectado à rede em uma residência - monofásica. O local proposto se encontra na cidade de Mãe do Rio, localizada no estado do Pará. A Tabela 3 mostra o consumo de energia elétrica referente ao período dos últimos doze meses representando um consumo médio de cerca de 420 kWh.

Tabela 3 - Consumo de energia elétrica dos últimos doze meses.

Mês	Consumo (kWh)
Janeiro	330
Fevereiro	350
Março	340
Abril	481
Maio	423
Junho	423
Julho	413
Agosto	400
Setembro	439
Outubro	422
Novembro	522
Dezembro	498
Média	420

Fonte: O autor (2018).

Contudo, é importante ressaltar, que a Celpa, concessionária local de energia do estado do Pará, cobra um custo de disponibilidade de energia de acordo com o tipo de instalação. Como a instalação é monofásica, o consumidor é obrigado a pagar 30 kWh, mesmo sem utilizar. Portanto, quando calculou-se a média referente aos doze meses, os 30 kWh estavam inclusos. Porém, a média mensal de consumo que utilizou-se no dimensionamento, é a média do consumo dos doze meses (420 kWh) menos o custo de disponibilidade (30 kWh), isto é, a média real de consumo mensal é 390 kWh. Para obter a média diária basta dividir a média mensal pela quantidade de dias do mês (30 dias), desta forma, obtém-se um valor médio diário de 13 kWh.

Tabela 4 - Consumo médio mensal.

Valor médio	Consumo (kWh)
Média dos doze meses	420
Custo disponibilidade (monofásica)	30
Média mensal	390
Média diária	13

Fonte: O autor (2018).

Os módulos serão instalados no telhado da residência, que possui uma área de 100 m². Antes de tudo, é necessário determinar o ângulo vertical para a instalação dos módulos. Segundo Zilles et al. (2012), a inclinação do gerador deve ser igual à latitude do local, adotando-se o mínimo de 10 ° para localidades com latitude próxima de zero (-10 ° a 10 °). Apesar da redução pouco significativa da captação da radiação solar incidente, este último procedimento é indicado para evitar o acúmulo de sujeira na superfície dos módulos fotovoltaicos, quando instalados em posição muito próxima à horizontal, o que reduz o rendimento da conversão. Inclinações iguais ou maiores que 10 ° favorecem a limpeza dos módulos fotovoltaicos pela própria ação da água das chuvas.

Portanto, como a latitude do local é de aproximadamente 2 °, os módulos devem ser instalados com uma inclinação de 15 °, voltados ao norte. Deste modo, além de favorecer para a maximização da energia coletada ao longo do ano, também favorece na limpeza dos módulos fotovoltaicos.

Para obter os dados de irradiação solar médio do local, utilizou-se o programa SunDanta do Cresesb. É um programa online totalmente gratuito que está disponível em: (<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>). Os dados são obtidos através das coordenadas geográficas (latitude e longitude) do local desejado. As coordenadas geográficas podem ser facilmente encontradas com o auxílio do *Google Maps*. O município de Mãe do Rio possui Latitude: -1,990046 e Longitude: -47,6472103.

A Tabela 5 mostra os dados de irradiação solar da cidade de Mãe do Rio, onde a irradiação solar média é 4,92 h/dia. Ou seja, a irradiação média trata-se do número de horas de sol pleno diária a uma intensidade de 1 kW/m².

Tabela 5 - Irradiação solar mensal de Mãe do Rio.

Mês	HSP (h/dia)
Janeiro	4,61
Fevereiro	4,51
Março	4,6
Abril	4,59
Mai	4,77
Junho	4,97
Julho	5,09
Agosto	5,37
Setembro	5,47
Outubro	5,28
Novembro	5,04
Dezembro	4,73
Média	4,92

Fonte: CRESESB SUNDATA (2018).

3.1.2 Dimensionamento

De acordo com a Resolução Normativa nº 687/2015, a potência instalada da microgeração distribuída fica limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora é conectada, nos termos do inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.

Conferindo o termo do inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414/2010:

LX – Potência disponibilizada: potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos da unidade consumidora, segundo os critérios estabelecidos nesta Resolução e configurada com base nos seguintes parâmetros:

- **Unidade consumidora do grupo B:** a resultante da multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observado o fator específico referente ao número de fases, expressa em quilovolt-ampère (kVA).

Pelo Anexo A, observa-se que a corrente do disjuntor é 63 A e a tensão de fornecimento da Celpa pode ser 127 V ou 220 V. Sabendo-se que a tensão de alimentação da residência é de 127 V, conclui-se que a potência máxima que pode-se instalar é de 8 kW ($63 \text{ A} \times 127 \text{ V}$).

A primeira etapa do dimensionamento de um sistema fotovoltaico é determinar a potência nominal, ou seja, a potência necessária para suprir a demanda elétrica da residência. Segundo Fotaic (2017), a potência nominal do sistema é calculada a partir da equação 3.

$$P_{instalada} = \frac{E}{HSP \times n} \quad (3)$$

Onde:

$P_{instalada}$ = Potência nominal do sistema calculado;

E = Consumo médio diário durante o ano (kWh/dia);

HSP = Horas de Sol Pleno (h/dia);

n = Rendimento (considerando todas as perdas).

Aplicando-se os dados fornecidos anteriormente na equação 3, onde $E = 13$ kWh, $HSP = 4,92$ h/dia e $n = 80\%$, obtém-se $P_{instalada} = 3,3$ kW. No entanto, como a tendência do consumidor é aumentar o consumo de energia, considerou-se um aumento de 15% da potência nominal do sistema calculado. Deste modo, a nova potência calculada é de aproximadamente $P_{instalada} = 3,8$ kW.

O módulo escolhido foi o módulo policristalino de 330 W da fabricante Canadian Solar – CS6U-330P (Anexo B), com eficiência de 16,97%. Segundo Fotaic (2017), o número de módulos fotovoltaicos é calculado a partir da equação 4:

$$N_{módulos} = \frac{P_{instalada}}{P_{módulo}} \quad (4)$$

$N_{módulos}$ = Número de módulos;

$P_{instalada}$ = Potência nominal do sistema calculado;

$P_{módulo}$ = Potência de cada módulo.

Aplicando-se os valores encontrados anteriormente $P_{instalada} = 3,8$ kW e $P_{módulo} = 330$ W, obtém-se um valor de $N_{módulos} = 12$ módulos. Para calcular a nova potência nominal do sistema, basta multiplicar o número de módulos pela potência de cada um. Desta forma, $P_{instalada} = 3,96$ kW (12×330 W).

Segundo Fotaic (2017), “o inversor solar para conexão com à rede possui uma potência variável de $\pm 20\%$ da potência nominal instalada”. Neste caso, como $P_{instalada} = 3,96$ kW, o inversor pode possuir uma potência mínima de 2,168 kW e uma potência máxima de 4,75 kW. Portanto, escolheu-se um inversor monofásico de 4 kW da fabricante Fronius (Anexo A) com eficiência máxima de 98%.

Uma vez definido o inversor, precisa-se dimensionar a quantidade máxima de módulos que pode-se conectar em série. Segundo Siqueira (2015), a quantidade máxima de módulos que podem ser conectados em série é obtida a partir da equação 5.

$$N_{série} = \frac{V_{in}}{V_{0c_módulo}} \quad (5)$$

Onde:

$N_{série}$ = Quantidade máxima de módulos que podem ser conectados em série;

V_{in} = Tensão máxima do inversor;

$V_{0c_módulo}$ = Tensão total de circuito aberto do módulo.

Pelo Anexo A, o inversor possui uma tensão máxima de 1000 V e o módulo possui uma tensão de circuito aberto de 45,6 V. Desta forma, aplicando-se os valores na equação 5, obtém-se $N_{série} = 22$ módulos.

Uma vez definido a quantidade máxima de módulos que podem ser conectados em série, precisa-se calcular o número máximo de arranjos que podem ser conectados em paralelo. Ou seja, muitas vezes é necessário reduzir a quantidade de módulos em série para formar arranjos mistos, isto é, série e paralelo, mostrado no capítulo 2. Entretanto, deve-se levar em consideração a quantidade mínima de módulos conectados em série de forma a obter a tensão mínima de rastreamento MPPT do inversor (210 – 800 V).

Segundo Villalva e Gazoli (2012, p. 166)

O MPPT ou rastreamento do ponto de máxima potência, é um recurso presente em todos os inversores para conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica. O sistema de MPPT tem o objetivo de garantir que instantaneamente os módulos operem em seu ponto de máxima potência, qualquer que seja ele, independentemente das condições de operação. Devido ao fato de as condições de operação dos módulos fotovoltaicos mudarem aleatoriamente durante o funcionamento do inversor, a estratégia de MPPT é necessária nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede para maximizar constantemente a produção de energia, proporcionando o maior rendimento possível do sistema.

Segundo Siqueira (2015), a quantidade máxima de arranjos que podem ser conectados em paralelo é calculado a partir da equação 6.

$$N_{paralelo} = \frac{I_{inv}}{I_{sc_módulo}} \quad (6)$$

Onde:

N_{paralelo} = Quantidade máxima de arranjos que podem ser conectados em paralelo;

I_{inv} = Capacidade de corrente do inversor;

$I_{\text{sc_módulo}}$ = Corrente de curto-circuito do módulo.

Pelo Anexo A, o inversor possui uma capacidade de corrente de 12 A e o módulo possui uma corrente de curto-circuito de 9,45 A. Deste modo, aplicando-se os valores na equação 6, obtém-se $N_{\text{paralelo}} = 1$ arranjo. Assim, escolheu-se 1 arranjo com 12 módulos de 330 W instalados em série. Por conseguinte, pelo Anexo B, a corrente do sistema é igual a corrente máxima de cada módulo (8,88 A), enquanto que a tensão é a soma da tensão máxima de cada módulo (37,2 V), ou seja, os doze módulos ligados em série irão fornecer uma corrente de 8,88 A e uma tensão de 446,4 V.

Observa-se, portanto, que a tensão total do sistema encontra-se dentro da faixa de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) do inversor. Isso significa dizer que o inversor sempre busca-se o ponto de máxima potência do módulo. O resultado disso é um ganho de eficiência de aproximadamente 30% no sistema.

Outro ponto importante que deve-se analisar, é a compatibilidade do inversor com a configuração do sistema. Isto é, verificar se a tensão do sistema é compatível com o range (faixa de variação da tensão mínima e máxima) do inversor. O inversor possui uma tensão mínima de entrada de 80 V e uma tensão máxima de 1000 V, como o sistema possui uma tensão de 446,4 V ($12 \times 37,2$ V), conclui-se, que a compatibilidade está garantida.

De acordo Masutti, Tabarelli e Santos (2015), a geração mensal esperada é calculada a partir da equação 7.

$$G_{\text{mensal}} = P_{\text{instalada}} \times HSP \times N \times n \quad (7)$$

Onde:

G_{mensal} = Energia mensal gerada;

$P_{\text{instalada}}$ = Potência do sistema calculado (3,96 kW);

HSP = Horas de Sol Pleno (h/dia);

N = Número de dias do mês (30 dias);

n = Rendimento do sistema (80%).

Para avaliar o critério econômico, construiu-se a Tabela 6 e a Figura 37, que apresentam os custos mensais com o sistema contendo 12 módulos de 330 W. Na Tabela 6 é exibido o consumo de energia, a energia gerada mensalmente (calculado pela equação 7) – de acordo com

a irradiação de cada mês (Tabela 5), o valor do débito de energia, o valor do crédito de energia elétrica, a diferença entre a fatura sem e com o SFCR. Utilizou-se o valor da tarifa de energia elétrica do mês de agosto de 2018, que para a classe monofásica, considerando alguns impostos, é em torno de R\$ 0,87.

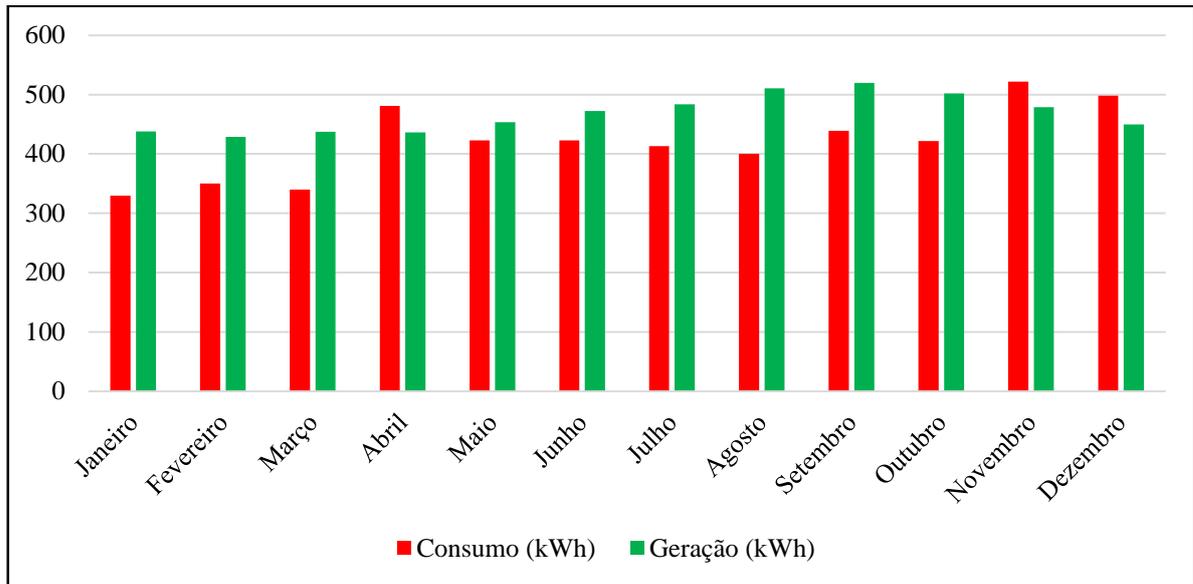
Tabela 6 - Dados econômicos do SFCR do primeiro ano de instalação.

Mês	Consumo (kWh)	Geração (kWh)	Débito (kWh)	Crédito (kWh)	Fatura sem SFCR	Fatura com SFCR	Diferença
Janeiro	330	438	-	108	R\$ 287,10	R\$ 26,10	R\$ 261,00
Fevereiro	350	429	-	79	R\$ 304,50	R\$ 26,10	R\$ 278,40
Março	340	437	-	97	R\$ 295,80	R\$ 26,10	R\$ 269,70
Abril	481	436	45	-	R\$ 418,47	R\$ 39,15	R\$ 379,32
Mai	423	453	-	30	R\$ 368,01	R\$ 26,10	R\$ 341,91
Junho	423	472	-	49	R\$ 368,01	R\$ 26,10	R\$ 341,91
Julho	413	484	-	71	R\$ 359,31	R\$ 26,10	R\$ 333,21
Agosto	400	510	-	110	R\$ 348,00	R\$ 26,10	R\$ 321,90
Setembro	439	520	-	81	R\$ 381,93	R\$ 26,10	R\$ 355,83
Outubro	422	502	-	80	R\$ 367,14	R\$ 26,10	R\$ 341,04
Novembro	522	479	43	-	R\$ 454,14	R\$ 37,41	R\$ 416,73
Dezembro	498	450	48	-	R\$ 433,26	R\$ 41,76	R\$ 391,50
TOTAL	5041	5610	136	705	R\$ 4.385,67	R\$ 353,22	R\$ 4.032,45

Fonte: O autor (2018).

No primeiro ano, sem o SFCR o consumidor pagaria R\$ 4.385,67 (considerando a tarifa de R\$ 0,87), enquanto que com o SFCR o consumidor pagaria R\$ 353,22. Isto é, basicamente o consumidor pagaria apenas o custo de disponibilidade de energia que é de 30 kWh, com exceção dos meses de abril, novembro e dezembro em que a geração é menor do que o consumo. Por conseguinte, o consumidor teria uma economia no primeiro ano de aproximadamente R\$ 4.032,45, ou seja, uma economia de cerca de 91,95%.

Figura 37 – Consumo e geração ao longo do primeiro ano do investimento.



Fonte: O autor (2018).

A Tabela 7, mostra detalhadamente a geração e o consumo ao longo da vida útil de todo sistema que é de 25 anos. Para calcular a energia mensal gerada, é preciso levar em consideração a perda de eficiência anual dos módulos. Segundo o fabricante, Anexo B, os módulos fotovoltaicos possuem uma perda de eficiência anual de 0,7% ao ano. Portanto, essa perda de 0,7% de eficiência considerou-se no cálculo da geração.

Para calcular os valores tanto de consumo quanto de geração, considerou-se um aumento da tarifa de energia elétrica anual ao longo dos 25 anos. Portanto, considerou-se um aumento de 6%. Mas isso não significa dizer que ao longo da vida útil do sistema o aumento anual é constante (6% anual), esse valor pode variar ao longo desses anos para mais ou para menos.

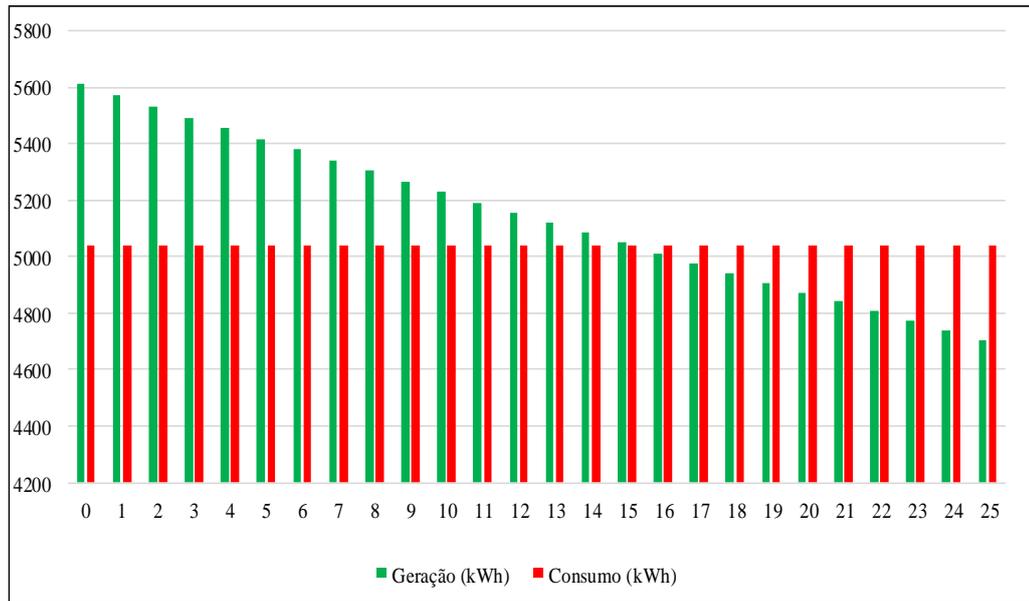
Tabela 7 - Geração e consumo ao longo da útil do sistema.

Ano	Geração (kWh)	Tarifa de energia	Fatura com SFCR	Consumo (kWh)	Fatura sem SFCR
0	5610	R\$ 0,87	R\$ 4.880,70	5041	R\$ 4.385,67
1	5571	R\$ 0,92	R\$ 5.137,33	5041	R\$ 4.648,81
2	5532	R\$ 0,98	R\$ 5.407,45	5041	R\$ 4.927,74
3	5493	R\$ 1,04	R\$ 5.691,77	5041	R\$ 5.223,40
4	5455	R\$ 1,10	R\$ 5.991,04	5041	R\$ 5.536,81
5	5416	R\$ 1,16	R\$ 6.306,05	5041	R\$ 5.869,02
6	5378	R\$ 1,23	R\$ 6.637,63	5041	R\$ 6.221,16
7	5341	R\$ 1,31	R\$ 6.986,63	5041	R\$ 6.594,43
8	5303	R\$ 1,39	R\$ 7.353,99	5041	R\$ 6.990,09
9	5266	R\$ 1,47	R\$ 7.740,66	5041	R\$ 7.409,50
10	5229	R\$ 1,56	R\$ 8.147,67	5041	R\$ 7.854,07
11	5193	R\$ 1,65	R\$ 8.576,07	5041	R\$ 8.325,31
12	5156	R\$ 1,75	R\$ 9.027,00	5041	R\$ 8.824,83
13	5120	R\$ 1,86	R\$ 9.501,64	5041	R\$ 9.354,32
14	5085	R\$ 1,97	R\$ 10.001,24	5041	R\$ 9.915,58
15	5049	R\$ 2,09	R\$ 10.527,10	5041	R\$ 10.510,51
16	5014	R\$ 2,21	R\$ 11.080,62	5041	R\$ 11.141,14
17	4979	R\$ 2,34	R\$ 11.663,24	5041	R\$ 11.809,61
18	4944	R\$ 2,48	R\$ 12.276,49	5041	R\$ 12.518,19
19	4909	R\$ 2,63	R\$ 12.921,99	5041	R\$ 13.269,28
20	4875	R\$ 2,79	R\$ 13.601,42	5041	R\$ 14.065,44
21	4841	R\$ 2,96	R\$ 14.316,59	5041	R\$ 14.909,36
22	4807	R\$ 3,14	R\$ 15.069,35	5041	R\$ 15.803,93
23	4773	R\$ 3,32	R\$ 15.861,70	5041	R\$ 16.752,16
24	4740	R\$ 3,52	R\$ 16.695,71	5041	R\$ 17.757,29
25	4706	R\$ 3,73	R\$ 17.573,57	5041	R\$ 18.822,73

Fonte: O autor (2018).

A Figura 38, mostra a geração esperada e o consumo ao longo da vida útil do sistema, considerando uma perda de eficiência anual dos módulos descrito anteriormente. Observa-se que a geração vai decrescendo linearmente, mas não compromete a geração esperada para atender a demanda da residência e as expectativas do consumidor.

Figura 38 – Geração e consumo ao longo da vida útil do sistema.



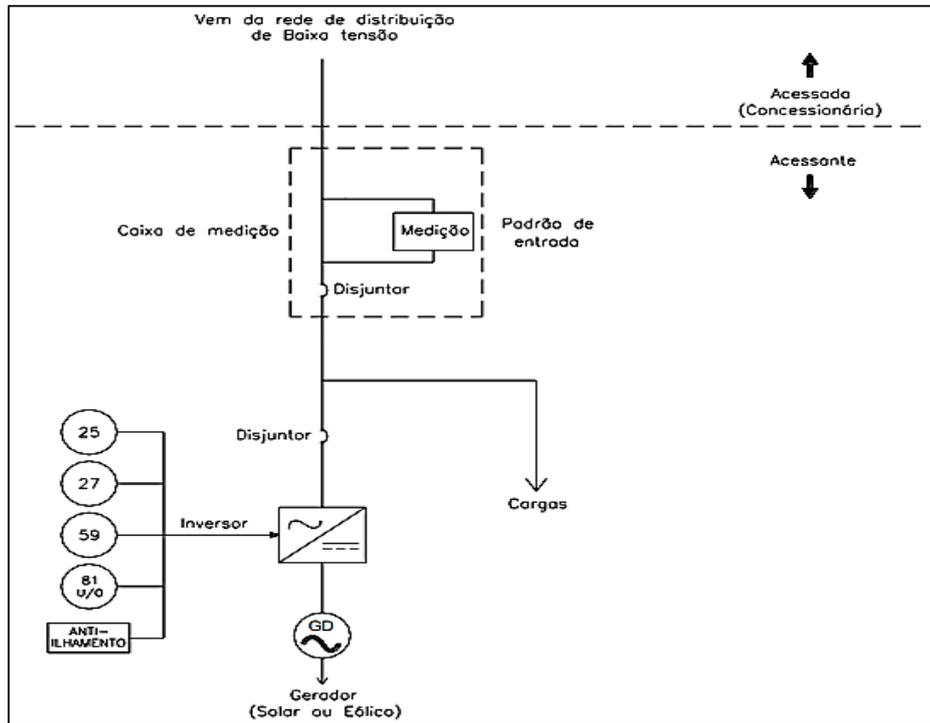
Fonte: O autor (2018).

3.1.3 Instalação elétrica

Esta etapa deve estar de acordo com as normas vigentes, além de levar em consideração as determinações exigidas pela concessionária local de energia.

A Celpa disponibiliza a NT.020.EQTL.Normas e Padrões: Conexão de Microgeração Distribuída ao Sistema de Distribuição. Disponível em: <<http://www.celipa.com.br/download/135c9170-230c-4145-b5dc-27b2f46f874f>>. Esta norma demonstra a maneira de conexão desde os módulos até a conexão com a rede, conforme a Figura 39.

Figura 39 – Esquema de conexão do SFCR da Celpa.



Fonte: CELPA (2017).

3.1.3.1 Condutores

Os condutores devem ser dimensionados de acordo com a NBR 5410, considerando os seguintes critérios:

- Seção mínima;
- Capacidade de condução de corrente;
- Queda de tensão;
- Curto-circuito;

Neste estudo de caso, pode-se considerar apenas a capacidade da corrente como critério de dimensionamento, pois as distâncias entre os equipamentos do sistema, é relativamente pequena. Dessa forma, os outros critérios serão considerados desprezíveis

Pelo Anexo C, extraído da NBR 5410, disponível em: <https://br.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/Guia_Dimensionamento_Baixa_Tensao.pdf>, é possível determinar a seção mínima dos condutores de acordo com o tipo de instalação, considerando o critério da capacidade de corrente.

O tipo de linha elétrica que adotou-se no projeto é eletrodutos embutidos em alvenaria, método de referência B1, com dois condutores carregados, utilizando cabos unipolares. Além

disto, a corrente máxima de entrada do inversor é 12 A e a corrente de saída é 17,4, porém a fabricante dos módulos exige para ser instalado cabo solar de no mínimo 4 mm².

Deste modo, a seção mínima dos condutores é:

- 20 m de cabo solar de 4 mm² preto;
- 20 m de cabo solar de 4 mm² vermelho;
- 20 m de cabo CA de 2,5 mm² preto (fase);
- 20 m de cabo CA de 2,5 mm² azul (neutro);
- 40 m de cabo de 2,5 mm² para proteção (verde).

3.1.3.2 Proteção

Para proteção do sistema utilizou-se a *string box*. A *string box* é a interface entre os módulos e o inversor. Este quadro suporta até 12 módulos, o que satisfaz as condições mínimas do projeto. A Figura 40 mostra detalhadamente este equipamento. Este quadro contém:

- 1 par de porta-fusível com 1 par de fusíveis 10A;
- 1 chave seccionadora corrente contínua 16 A e 660 V;
- 1 DPS corrente contínua para os polos positivo e negativo;
- Caixa elétrica IP40 (instalação interna);
- 5 prensa-cabos já instalados na caixa para passagem dos cabos (entrada, saída e terra).

Figura 40 – *String box* ABB.

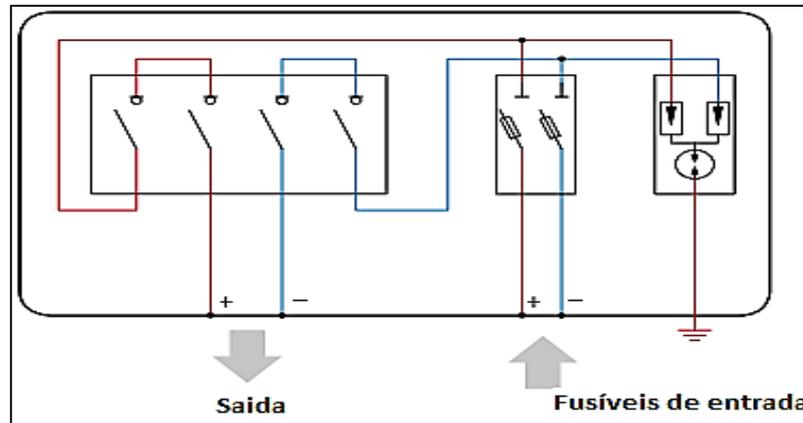


Fonte: ABB (2018).

A Figura 41 mostra o esquema elétrico da *string box*, onde a saída deve ser conectada ao inversor. Os módulos fotovoltaicos são conectados aos fusíveis de entrada. O DPS

(Dispositivo de Proteção Contra Surtos) protege o sistema contra efeitos diretos e indiretos de descargas atmosféricas e desvia para à terra.

Figura 41 – Esquema elétrico da *string box*.



Fonte: ABB (2018).

Além disso, utilizou-se disjuntor e DPS após o inversor. Assim, o dimensionamento do disjuntor e do DPS ficaria da seguinte maneira:

- 1 Disjuntor DIN monofásico 25 A;
- 1 DPS 40 kA Schneider.

Além dos componentes citados anteriormente, precisa-se levar em consideração a estrutura de fixação dos módulos. Portanto, a estrutura de fixação escolhida é em alumínio.

3.1.3.3 Medidor

O medidor unidirecional, instalado no padrão de medição da concessionária, deve ser substituído por um medidor bidirecional monofásico. A concessionária é responsável por realizar a substituição do mesmo. Dessa forma, o consumidor não necessita comprar o medidor bidirecional. No entanto, se o consumidor instalar um medidor unidirecional, para medir a energia injetada na rede, a concessionária não precisa substituir o medidor que já está instalado no padrão de entrada. Contudo, nesse estudo de caso propõe-se que a concessionária faça a substituição do medidor unidirecional pelo medidor bidirecional. Portanto, o medidor bidirecional não levou-se em consideração no orçamento.

A Tabela 8 mostra resumidamente o orçamento do estudo de caso 1. Foram considerados, no cálculo da mão de obra/custos extras, 15% do valor total dos componentes.

Tabela 8 - Orçamento do estudo de caso 1.

Material	Quantidade	Preço
Inversor Fronius Primo 4000 W	1	R\$ 8.709,00
Painel Canadian solar 330 W	12	R\$ 8.868,00
Stringbox CC - ABB	1	R\$ 1.290,00
DPS 40 kA	1	R\$ 75,00
Disjuntor 25 A	1	R\$ 20,00
Cabo solar	40 m	R\$ 156,00
Cabo CA	40 m	R\$ 28,00
Cabo de proteção	40 m	R\$ 28,00
Estrutura de fixação em alumínio	1	R\$ 1.000,00
Mão de obra/custos extras	-	R\$ 2.871,90
TOTAL		R\$ 23.045,90

Fonte: O autor (2018).

3.2 Caso 2: instituição de ensino superior

3.2.1 Dados do local

O segundo estudo de caso realizou-se em uma instituição de ensino superior que se enquadra no grupo A, subgrupo A4 (tensão de alimentação de 23,1 kV) – modalidade tarifária horária verde trifásico. O local escolhido se encontra na cidade de Lages, localizada no estado de Santa Catarina.

Na tarifação horária verde tem-se tarifas diferentes para o consumo ativo nos horários sazonais, isto é, nos horários de ponta e fora de ponta. Nesta modalidade os consumidores pagam pelo consumo reativo excedente estabelecido pela concessionária (Celesc). Outro ponto importante é que a Aneel exige que os consumidores mantenham um fator de potência (razão entre a potência ativa e a potência aparente) de no mínimo 0,92 e no máximo 1, caso contrário serão multados.

Segundo a Resolução Normativa nº 414/2010 os postos tarifários são divididos da seguinte forma:

Horário de ponta: refere-se ao período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela Aneel para toda a área de concessão, com exceção feita aos sábados, domingos, e feriados nacionais.

Horário fora de ponta: refere-se ao período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta e intermediário (no caso da Tarifa Branca).

O horário intermediário: refere-se ao período de uma hora anterior e posterior ao horário de ponta, aplicado exclusivamente as unidades tarifárias pertencentes a tarifa branca.

De acordo com a Resolução Homologatória da Aneel nº 1.322/2012, o horário de ponta para a área de concessão da Celesc compreende o período entre as 18 horas e 30 minutos e 21 horas e 29 minutos. Se aplicada na área de concessão da Celesc a hora de verão, conforme disposto no Decreto no nº 6.558, de 8 de setembro de 2008, o horário de ponta compreende o período entre as 19 horas e 30 minutos e 22 horas e 29 minutos.

Segundo a Resolução Normativa nº 687/2015, a potência instalada da microgeração e da minigeração distribuída fica limitada a potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora é conectada, nos termos do inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.

Conferindo o termo do inciso LX, art. 2º da Resolução Normativa nº 414/2010:

LX – Potência disponibilizada: potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos da unidade consumidora, segundo os critérios estabelecidos nesta Resolução e configurada com base nos seguintes parâmetros:

- **Unidade consumidora do grupo A:** a demanda contratada, expressa em quilowatts (kW);

Dessa forma, a potência instalada da minigeração do grupo A, não deve ser superior a demanda contratada. A demanda contratada da instituição de ensino superior é de 80 kW, portanto, a potência máxima do gerador fotovoltaico que pode-se instalar é 80 kW.

O gerador fotovoltaico gera energia somente durante o dia. Deste modo, segundo Santana (2017), “o grupo gerador deve abater, prioritariamente, o consumo de energia do mesmo intervalo horário em que gera-se energia elétrica”. Neste caso é o posto tarifário ‘fora de ponta’.

Dessa forma, pela Tabela 9, referente ao posto tarifário fora de ponta, o SFCR precisa ser capaz de suprir um consumo médio mensal de 15.681 kWh/mês e um consumo médio diário de 523 kWh/dia.

Tabela 9 - Consumo de energia elétrica dos últimos doze meses.

Mês	Histórico de consumo (kWh)	Consumo Ponta (kWh)	Consumo Fora de Ponta (kWh)
Janeiro	10632	903	9729
Fevereiro	13151	1578	11573
Março	22071	3698	18373
Abril	19824	3454	16370
Mai	20041	3428	16613
Junho	22404	3515	18889
Julho	19321	2857	16464
Agosto	22533	3811	18722
Setembro	19060	3379	15681
Outubro	18408	3130	15278
Novembro	18461	2939	15522
Dezembro	17504	2544	14960
TOTAL	223410	35236	188174
MÉDIA MENSAL	18618	2936	15681
MÉDIA DIÁRIA	621	98	523

Fonte: O autor (2018).

O local disponível para a instalação dos módulos seria em cima da laje, que possui uma área de aproximadamente 1620 m² e encontra-se representado na Figura 42. A área de aproximadamente 1620 m² é apenas do prédio principal, a instituição ainda dispõe do laboratório de mecânica, da cantina, do auditório e do prédio de agroecologia (ainda em fase de construção, mas quase finalizado). Mas o melhor local para instalação dos módulos é a área do prédio principal.

Figura 42 – Local de instalação do sistema.



Fonte: O autor (2018).

Para obter os dados de irradiação solar do local, utilizou-se o programa SunDanta do Cresesb, conforme demonstrado no caso 1. O município de Lages possui uma latitude: -27.805216 e Longitude: -50.3397578,17. A Tabela 10 mostra os dados da maior média anual para o município de Lages. Além disso, o software ainda fornece a inclinação ideal para a instalação dos módulos. Assim, para obter uma maior eficiência do sistema, os módulos deverão ser instalados com uma inclinação de 22 ° voltados ao norte.

Tabela 10 - Irradiação solar mensal de Lages.

Mês	HSP (h/dia)
Janeiro	5,33
Fevereiro	5,32
Março	4,83
Abril	4,29
Maio	3,56
Junho	3,18
Julho	3,45
Agosto	4,19
Setembro	3,96
Outubro	4,4
Novembro	5,3
Dezembro	5,46
MÉDIA	4,44

Fonte: CRESESB SUNDATA (2018).

Como os módulos serão instalados sobre a laje, precisa-se calcular a distância entre as fileiras de módulos para evitar o sombreamento. Segundo Villalva e Gozoli (2012), existem duas estratégias práticas empregada para determinar a distância entre as fileiras de módulos que são:

Primeira: a primeira estratégia tem o intuito de minimizar as perdas ocasionadas pelo sombreamento, maximizando a eficiência do sistema fotovoltaico. Deste modo, pode-se aplicar a seguinte regra prática, equação 8, para o espaçamento entre as fileiras:

$$d = 3,5 \times h \quad (8)$$

Onde:

d = Distância entre as fileiras de módulos;

h = Altura da haste de fixação.

Segunda: a segunda estratégia é maximizar a área disponível, através da redução da eficiência do sistema. Ou seja, essa estratégia é utilizada em sistemas fotovoltaicos que sofrem com restrições de espaço para a instalação. Assim, nessa estratégia aplica-se a seguinte regra prática, conforme a equação 9:

$$D = 2,25 \times L \quad (9)$$

Onde:

D = Distância entre as fileiras;

L = Largura do módulo solar.

Portanto, como a instituição possui uma área suficiente para instalar todos os módulos, utilizou-se a primeira estratégia (equação 8) afim de maximizar a geração de energia. Antes de tudo, precisa-se calcular a altura da haste de fixação (h). De acordo com Villalva e Gazoli (2012), a haste de fixação é calculada a partir da equação 10. O módulo possui um comprimento de 1,96 m - porém considerou-se 2 m e um ângulo de inclinação de 22 °.

$$h = \frac{L}{180^\circ} \times \text{sen}\beta \times \pi \quad (10)$$

Onde:

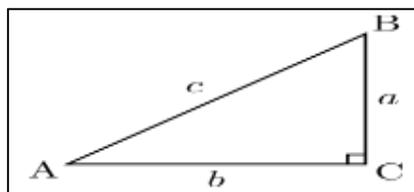
h = Altura da haste de fixação;

β = Ângulo de inclinação do módulo;

L = Comprimento do módulo.

Aplicando os valores descritos na equação 10, obtém-se $h = 0,75$ m. Substituindo o valor de h na equação 8 obtém-se $d = 2,62$ m. Aplicando trigonometria na Figura 43 encontra-se $b = 1,85$ m.

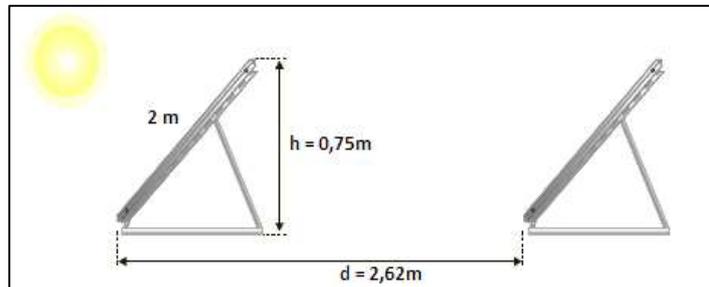
Figura 43 – Triângulo retângulo para descobrir todas as medidas.



Fonte: LUSO SOL (2018)

Dessa forma, a distância entre as fileiras dos módulos é de 2,62 m, conforme a Figura 44. Na Figura 45 é possível ter ideia de como deve ser instalada a estrutura de fixação dos módulos.

Figura 44 – Espaçamento entre as fileiras dos módulos.



Fonte: Adaptado de LUSO SOL (2018).

Figura 45 – Esquema de estrutura para instalação dos módulos.



Fonte: PORTAL SOLAR (2018).

3.2.2 Dimensionamento

Para dimensionar o SFCR utilizou-se as mesmas equações descritas no estudo de caso 1. Inicialmente, pretende-se dimensionar um sistema para abater todo o consumo no horário fora de ponta. Pela Tabela 9 obtém-se um consumo médio diário de 523 kWh/dia. Já na Tabela 10 encontra-se um HSP médio de 4,44 h/dia, considerando o mesmo rendimento (80%) descrito no estudo de caso 1 e, aplicando-se os dados na equação 3, encontra-se uma potência de aproximadamente $P_{instalada} = 147,24 \text{ kW}$ (equivalente a 446 módulos fotovoltaicos de 330 W).

Entretanto, conforme descrito anteriormente, o sistema dimensionado para esta potência, $P_{instalada} = 147,24 \text{ kW}$, não pode ser executado, pois está infringindo uma das primeiras regras da Resolução Normativa nº 414/2010.

Portanto, conforme abordou-se antes, a potência máxima que pode-se instalar é a demanda contratada (80 kW). Sendo assim, precisa-se determinar o número de módulos, a partir

da equação 4. Deste modo, para não infringir a regra da Resolução Normativa nº 414/2010, a unidade consumidora deve instalar no máximo 242 módulos de 330 W, o que resulta em uma potência nominal instalada $P_{\text{instalada}} = 79,86 \text{ kW}$.

Uma vez determinada a potência máxima que pode-se instalar, optou-se por utilizar 4 inversores de 20 kW ao invés de um único inversor. Portanto, o inversor escolhido é o modelo Fronius Symo 20.0-3-M, que possui uma eficiência de 98,1% (Anexo D). Este inversor suporta uma potência que pode variar $\pm 20\%$. Logo a potência máxima que pode-se conectar em cada inversor é 24 kW e a potência mínima é de 16 kW.

Após determinar a potência dos inversores, precisa-se dimensionar a quantidade máxima de módulos que pode-se conectar em série. Pelo Anexo D, o inversor possui uma tensão máxima de entrada de 1000 V e o módulo possui uma tensão de circuito aberto de 45,6 V. Desta forma, aplicando os valores na equação 5, obtém-se $N_{\text{série}} = 22$ módulos.

Conforme demonstrado no estudo de caso 1, muitas vezes é preciso reduzir a quantidade de módulos em série para aumentar a corrente. Todavia, é necessário levar em consideração a quantidade mínima de módulos que podem ser conectados em série para obter a tensão mínima de rastreamento de MPPT do inversor (420 – 800 V).

Pelo Anexo D, o inversor possui uma capacidade de corrente de 31,9 A e o módulo possui uma corrente de curto-circuito de 9,45 A. Assim, aplicando os valores na equação 6, obtém-se $N_{\text{paralelo}} = 3$ arranjos. Desta forma, escolheu-se 3 arranjos em paralelo.

Contudo, para que a quantidade de módulos seja igual nos 4 inversores, necessita-se reduzir 2 módulos do total, isto é, instalar 240 módulos. Assim, em cada inversor, serão instalados 60 módulos, ou seja, 3 arranjos de 20 módulos cada. Cada arranjo possui 20 módulos ligados em série. Deste modo, realizando-se o produto dos 4 inversores com 60 módulos cada, obtém-se a potência nominal a ser instalada $P_{\text{instalada}} = 79,2 \text{ kW}$ (240 módulos \times 330 W).

Outro ponto importante a ser analisado é a compatibilidade do inversor com esse tipo de arranjo. Uma arranjo formado por 20 módulos em série produz no ponto de máxima potência uma tensão total de 744 V (20 \times 37,2 V). A tensão de entrada do inversor de MPPT possui um range de 420 à 800 V. Portanto, a compatibilidade está garantida.

Para avaliar o critério econômico, construiu-se a Tabela 11, que mostra a fatura mensal da instituição, a geração (calculado pela equação 7), o percentual da geração em cada mês e a diferença que o consumidor pagaria à concessionária. Observa-se, que a geração representa uma média mensal de aproximadamente 42,33% da fatura total. O custo médio da tarifa de energia (considerando alguns impostos) é R\$ 0,67 (tarifa utilizada para estimar a geração em reais). A

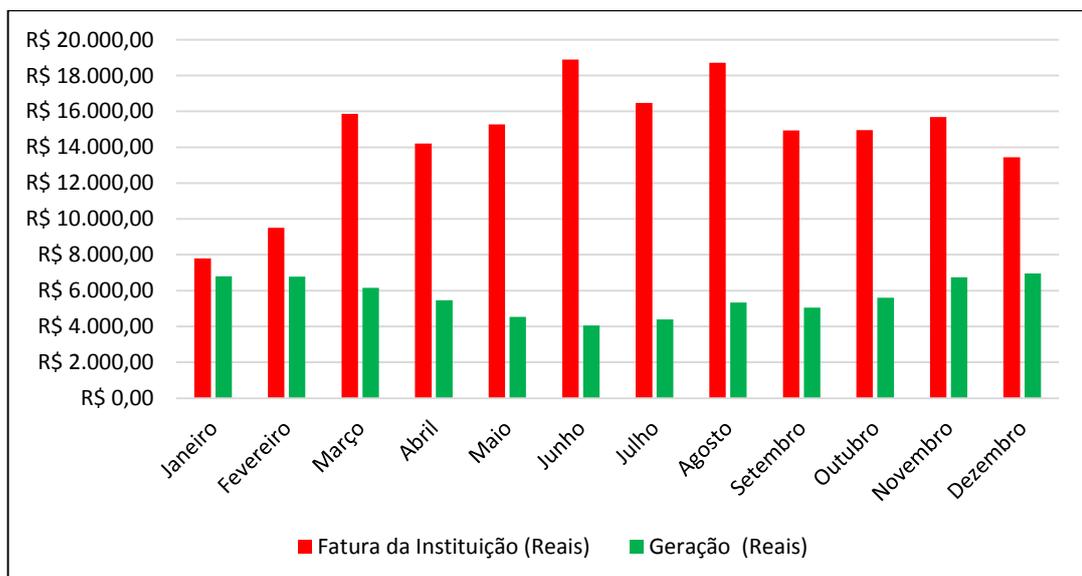
Figura 46 mostra detalhadamente a geração em relação a fatura total no primeiro ano de instalação do projeto.

Tabela 11 - Comparação da geração com a fatura total da instituição.

Mês	Fatura da Instituição (Reais)	Geração (Reais)	Percentual (%)	Diferença a ser paga (Reais)
Janeiro	R\$ 7.794,50	R\$ 6.787,95	87,09	R\$ 1.006,55
Fevereiro	R\$ 9.501,85	R\$ 6.775,21	71,30	R\$ 2.726,64
Março	R\$ 15.860,92	R\$ 6.151,18	38,78	R\$ 9.709,74
Abril	R\$ 14.204,30	R\$ 5.463,47	38,46	R\$ 8.740,83
Mai	R\$ 15.277,03	R\$ 4.533,79	29,68	R\$ 10.743,24
Junho	R\$ 18.889,00	R\$ 4.049,84	21,44	R\$ 14.839,16
Julho	R\$ 16.464,00	R\$ 4.393,70	26,69	R\$ 12.070,30
Agosto	R\$ 18.722,00	R\$ 5.336,12	28,50	R\$ 13.385,88
Setembro	R\$ 14.936,58	R\$ 5.043,20	33,76	R\$ 9.893,38
Outubro	R\$ 14.953,94	R\$ 5.603,56	37,47	R\$ 9.350,38
Novembro	R\$ 15.678,19	R\$ 6.749,74	43,05	R\$ 8.928,45
Dezembro	R\$ 13.447,38	R\$ 6.953,51	51,71	R\$ 6.493,87
TOTAL	R\$ 175.729,69	R\$ 67.841,26	-	R\$ 107.888,43
MÉDIA MENSAL	R\$ 14.644,14	R\$ 5.653,44	42,33	R\$ 8.990,70
MÉDIA DIÁRIA	R\$ 488,14	R\$ 188,45	-	R\$ 299,69

Fonte: O autor (2018).

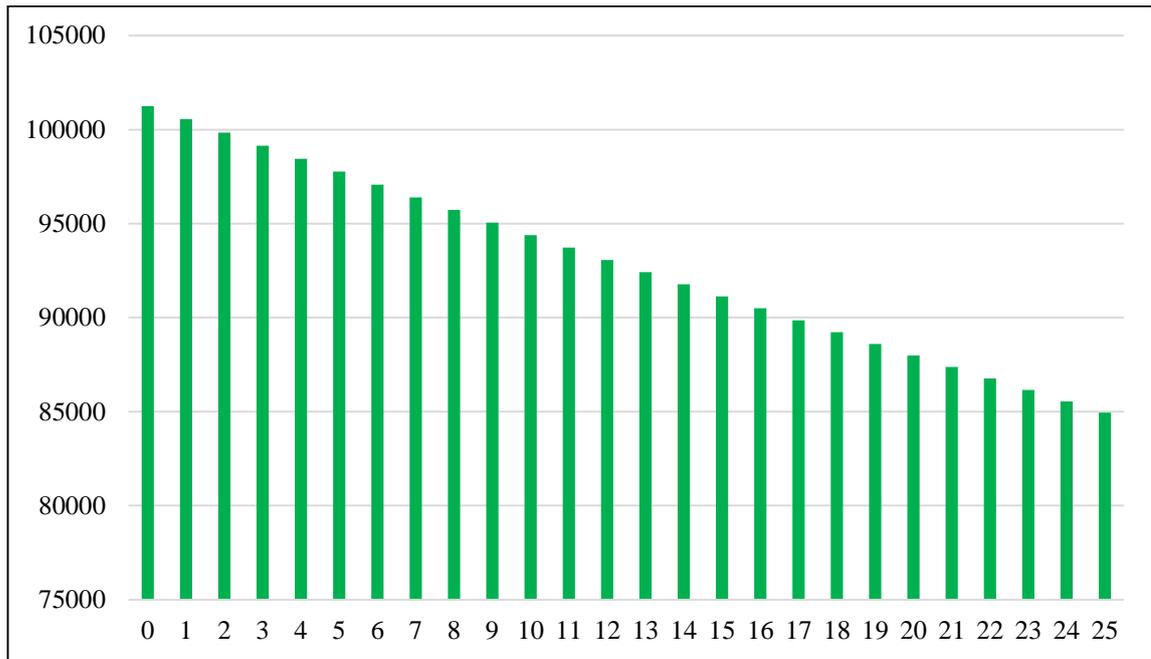
Figura 46 – Comparação da geração com a fatura total da instituição em reais ao longo do primeiro ano.



Fonte: O autor (2018).

A Tabela 12 mostra detalhadamente a geração ao longo da vida útil do sistema que é de aproximadamente 25 anos. Para calcular a geração esperada levou-se em consideração a perda de eficiência anual dos módulos de 0,7%. Além disso, considerou-se um aumento da tarifa anual de energia elétrica de 6%. A Figura 47 mostra a geração ao longo do horizonte de projeção.

Figura 47 – Horizonte de projeção da geração.



Fonte: O autor (2018).

Tabela 12 - Geração ao longo do horizonte de projeção do sistema de minigeração.

Ano	Geração (kWh)	Geração (Reais)
0	101256	R\$ 67.841,52
1	100547	R\$ 71.408,63
2	99843	R\$ 75.163,29
3	99144	R\$ 79.115,38
4	98450	R\$ 83.275,27
5	97761	R\$ 87.653,88
6	97077	R\$ 92.262,72
7	96397	R\$ 97.113,89
8	95723	R\$ 102.220,14
9	95053	R\$ 107.594,88
10	94387	R\$ 113.252,22
11	93727	R\$ 119.207,02
12	93070	R\$ 125.474,92
13	92419	R\$ 132.072,39
14	91772	R\$ 139.016,76
15	91130	R\$ 146.326,26
16	90492	R\$ 154.020,10
17	89858	R\$ 162.118,47
18	89229	R\$ 170.642,66
19	88605	R\$ 179.615,05
20	87984	R\$ 189.059,21
21	87369	R\$ 198.999,95
22	86757	R\$ 209.463,36
23	86150	R\$ 220.476,95
24	85547	R\$ 232.069,62
25	84948	R\$ 244.271,85

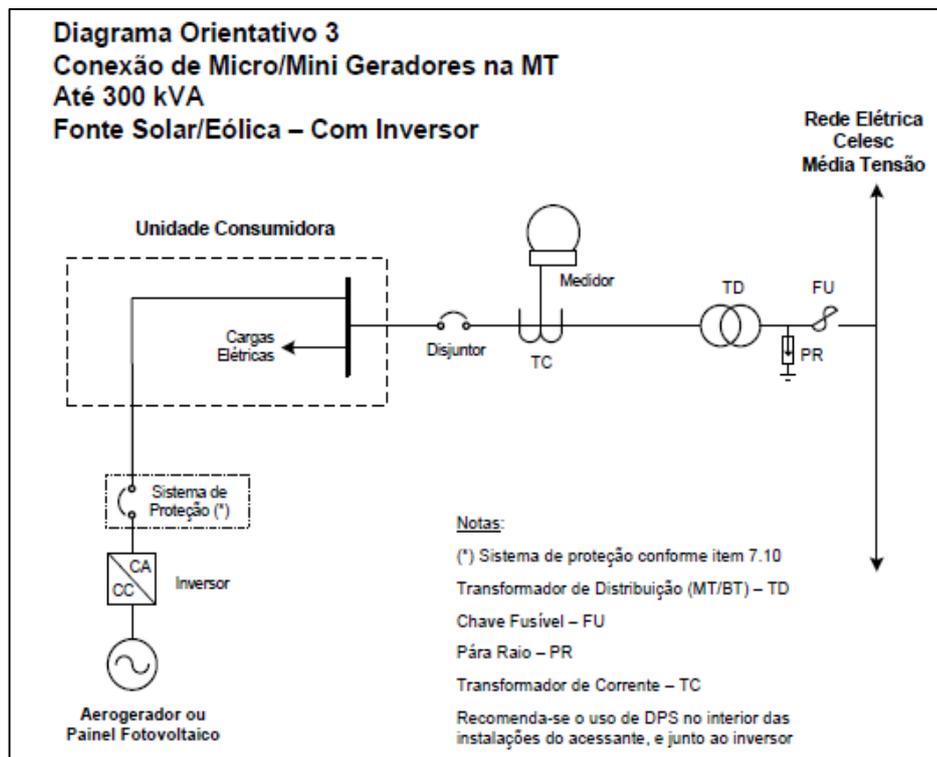
Fonte: O autor (2018).

3.2.3 Instalação elétrica

Esta etapa deve estar em conformidade com as normas vigentes dos SFCR, além de levar em consideração as normas internas da concessionária local de energia.

A Celesc disponibiliza o manual de procedimento para demonstrar a maneira de conexão desde os módulos até a conexão com à rede, com título: Conexão de micro ou mini geradores de energia ao sistema elétrico da Celesc, disponível em: (<http://novoportall.celesc.com.br/portal/images/arquivos/normas-tecnicas/conexao-centrais-geradoras/conexao-micro-mini-geradores.pdf>). A conexão precisa ser realizada conforme a Figura 48.

Figura 48 – Esquema de conexão do SFCR da Celesc.



Fonte: CELESC (2017).

A instituição já dispõe de uma subestação, com um transformador de aproximadamente 500 kVA. Sendo assim não é necessária a inserção de um novo transformador para acoplar o gerador fotovoltaico com a rede.

Portanto, a instalação elétrica necessita conter todos os itens descritos no orçamento, conforme a Tabela 13. Para estimar o custo da mão de obra, estimou-se um valor de 15% do custo total dos componentes. Além disso, estimou-se uma reserva de R\$ 60.000,00 para gastos eventuais que possivelmente não foram considerados na lista de materiais.

Tabela 13 - Orçamento do estudo de caso 2.

Material	Quantidade	Preço unitário	Preço
Inversor Fronius Primo 20 kW	4	R\$ 23.129,00	R\$ 92.516,00
Painel Canadian solar 330 W	240	R\$ 739,00	R\$ 177.360,00
Disjuntor Suntime bipolar DC 40 A/800 V	4	R\$ 200,00	R\$ 800,00
Disjuntor Siemens tripolar AC 40 A	4	R\$ 56,45	R\$ 225,80
Disjuntor Weg tripolar 150 A	1	R\$ 320,00	R\$ 320,00
Chave seccionadora Weg 250 A	1	R\$ 380,00	R\$ 380,00
DPS bipolar DC 40 kA/1000 V	4	R\$ 115,00	R\$ 75,00
DPS tetrapolar 40 kA	4	R\$ 175,00	R\$ 700,00
Fusível CC	24	R\$ 44,90	R\$ 1.077,60
Cabo solar 4mm ² (vermelho)	450 m	R\$ 3,79	R\$ 1.705,50
Cabo solar 4mm ² (preto)	450 m	R\$ 3,79	R\$ 1.705,50
Cabo solar 6 mm ² (vermelho)	150 m	R\$ 5,75	R\$ 862,50
Cabo solar 6 mm ² (preto)	150 m	R\$ 5,75	R\$ 862,50
Cabo PVC/PVC 0,6/1kV 10 mm ²	200 m	R\$ 6,35	R\$ 1.270,00
Cabo EPR/PVC 0,6/1kV 70 mm ²	100 m	R\$ 50,00	R\$ 7.500,00
Conector macho	150	R\$ 8,25	R\$ 1.237,50
Conector fêmea	150	R\$ 8,25	R\$ 1.237,50
Estrutura de fixação em alumínio	1	R\$ 20.000,00	R\$ 20.000,00
Mão de obra	-	-	R\$ 46.475,31
Reserva para gastos eventuais	-	-	R\$ 60.000,00
TOTAL			R\$ 416.310,71

Fonte: O autor (2018).

4 VIABILIDADE ECONÔMICA

No Brasil, uma das principais barreiras enfrentadas para a disseminação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica ainda é o preço elevado. Ao contrário de muitos países como a China, a Alemanha, o Japão e os Estados Unidos, o Brasil possui poucos incentivos por parte do governo.

Nos últimos anos, a partir da publicação da Resolução Normativa 482/2012 e posteriormente revisada para a Resolução Normativa 687/2015, este cenário aos poucos está melhorando. Portanto, o objetivo principal deste capítulo é apresentar uma análise da viabilidade econômica a partir dos principais indicadores econômicos: Valor Presente Líquido (VPL), *Payback*, Taxa Interna de Retorno (TIR) para descobrir o tempo (em anos) de retorno do valor investido e verificar a atratividade do investimento.

4.1 Taxas e tributações

Neste tópico serão mostradas todas as taxas e tributações que foram consideradas para realizar a viabilidade econômica do projeto.

Taxa Mínima de Atratividade (TMA): Segundo Santos (2009), “a taxa mínima de atratividade é uma taxa de juros, que ao se fazer um investimento o investidor espera um retorno pelo menos igual a essa taxa”. Portanto, considerou-se uma TMA de 10%.

Inflação: De acordo com o Caderno de Educação Financeira (2008), “a inflação é um processo persistente e relativamente generalizado de aumento dos preços em vigor numa dada economia, observado ao longo de um dado período de tempo”. Deste modo, considerou-se uma inflação de 5%.

Tarifa da energia elétrica: Utilizou-se um aumento anual da tarifa de energia elétrica de 6%.

Gasto com manutenção do SFCR: Prever a manutenção de um projeto é extremamente importante no cálculo da viabilidade econômica. De acordo com Souza (2015), o custo da manutenção anual pode variar entre 0,5 a 1% do investimento inicial. Assim, usou-se o pior caso: 1%.

Perda de eficiência dos módulos: Segundo o Anexo B, a perda de eficiência dos módulos é de 0,7% ao ano.

4.2 Estudo de caso 1

A Tabela 14 mostra resumidamente todas as taxas e tributações que foram consideradas para à análise da viabilidade econômica do estudo de caso 1.

Tabela 14 - Taxas e tributações consideradas no projeto 1.

Variáveis econômicas	Valor
Taxa Mínima de Atratividade	10%
Inflação	5%
Tarifa atual de energia elétrica	R\$ 0,87
Aumento da tarifa de energia	6%
Perda de eficiência dos módulos	0,70%
Investimento Inicial	R\$ 23.045,90

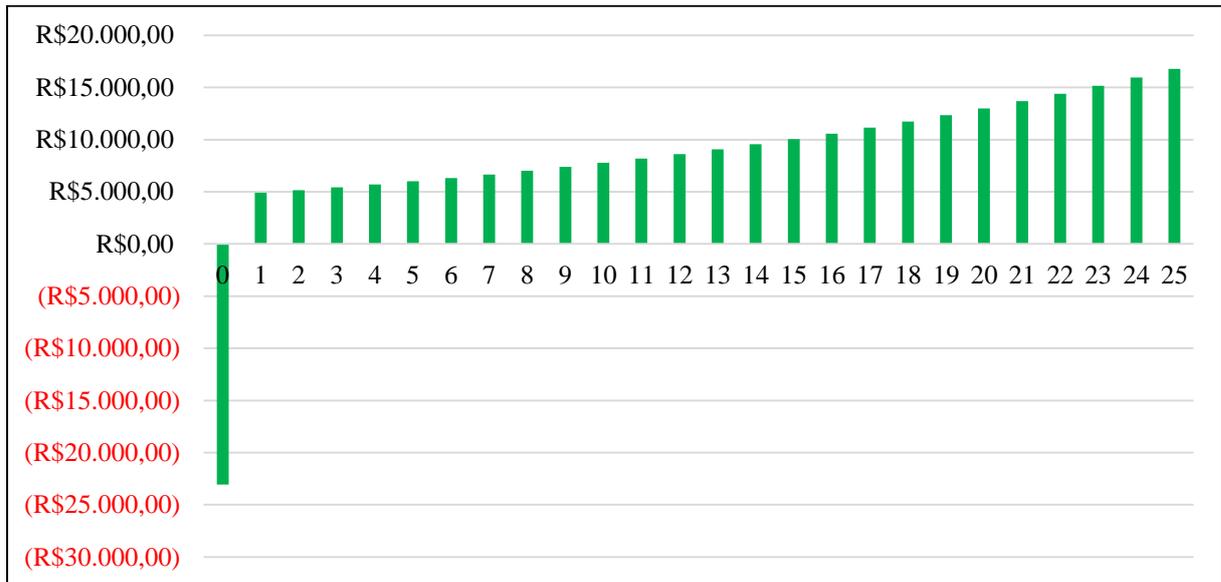
Fonte: O autor (2018).

Na Tabela 15, encontram-se todos os dados relativos à análise da viabilidade econômica do projeto do estudo de caso 1, onde esses valores foram encontrados através das equações (1 e 2) e de todas as variáveis econômicas da Tabela 14.

É importante observar que a TIR do projeto é 26%. Conforme falou-se no capítulo 2, especificamente no item 2.13.3, a TIR de um projeto é considerada economicamente atrativa se o seu valor for maior que a TMA (10%). Portanto, o projeto é economicamente viável.

A Figura 49 exibe o fluxo de caixa do estudo de caso 1 ao longo da vida útil do projeto (25 anos).

Figura 49 – Fluxo de caixa ao longo do horizonte de projeção.



Fonte: O autor (2018).

Tabela 15 - Viabilidade econômica da planta de microgeração.

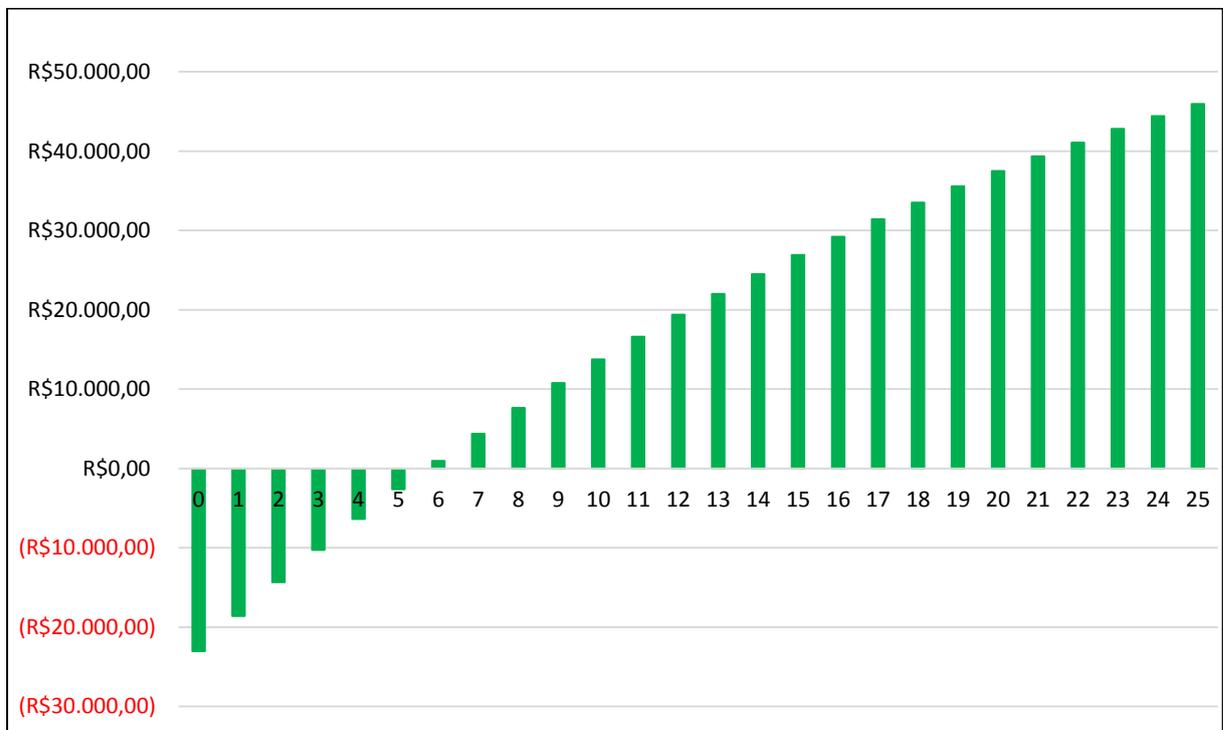
Ano	Energia gerada faturada	Gasto com manutenção	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa descontado	Valor presente líquido (VPL)
0	R\$ 4.880,70	R\$-	-R\$ 23.045,90	-R\$ 23.045,90	-R\$ 23.045,90
1	R\$ 5.137,33	-R\$ 241,98	R\$ 4.895,35	R\$ 4.450,32	-R\$ 18.595,58
2	R\$ 5.407,45	-R\$ 254,08	R\$ 5.153,37	R\$ 4.258,98	-R\$ 14.336,60
3	R\$ 5.691,77	-R\$ 266,78	R\$ 5.424,99	R\$ 4.075,87	-R\$ 10.260,73
4	R\$ 5.991,04	-R\$ 280,12	R\$ 5.710,92	R\$ 3.900,64	-R\$ 6.360,09
5	R\$ 6.306,05	-R\$ 294,13	R\$ 6.011,93	R\$ 3.732,93	-R\$ 2.627,16
6	R\$ 6.637,63	-R\$ 308,83	R\$ 6.328,79	R\$ 3.572,44	R\$ 945,28
7	R\$ 6.986,63	-R\$ 324,28	R\$ 6.662,36	R\$ 3.418,84	R\$ 4.364,12
8	R\$ 7.353,99	-R\$ 340,49	R\$ 7.013,50	R\$ 3.271,85	R\$ 7.635,97
9	R\$ 7.740,66	-R\$ 357,51	R\$ 7.383,15	R\$ 3.131,18	R\$ 10.767,15
10	R\$ 8.147,67	-R\$ 375,39	R\$ 7.772,28	R\$ 2.996,55	R\$ 13.763,70
11	R\$ 8.576,07	-R\$ 394,16	R\$ 8.181,91	R\$ 2.867,71	R\$ 16.631,41
12	R\$ 9.027,00	-R\$ 413,87	R\$ 8.613,13	R\$ 2.744,41	R\$ 19.375,82
13	R\$ 9.501,64	-R\$ 434,56	R\$ 9.067,08	R\$ 2.626,41	R\$ 22.002,23
14	R\$ 10.001,24	-R\$ 456,29	R\$ 9.544,95	R\$ 2.513,48	R\$ 24.515,71
15	R\$ 10.527,10	-R\$ 479,10	R\$ 10.048,00	R\$ 2.405,41	R\$ 26.921,12
16	R\$ 11.080,62	-R\$ 503,06	R\$ 10.577,56	R\$ 2.301,98	R\$ 29.223,10
17	R\$ 11.663,24	-R\$ 528,21	R\$ 11.135,02	R\$ 2.203,01	R\$ 31.426,11
18	R\$ 12.276,49	-R\$ 554,62	R\$ 11.721,87	R\$ 2.108,28	R\$ 33.534,39
19	R\$ 12.921,99	-R\$ 582,35	R\$ 12.339,63	R\$ 2.017,63	R\$ 35.552,02
20	R\$ 13.601,42	-R\$ 611,47	R\$ 12.989,95	R\$ 1.930,87	R\$ 37.482,89
21	R\$ 14.316,59	-R\$ 642,04	R\$ 13.674,54	R\$ 1.847,85	R\$ 39.330,74
22	R\$ 15.069,35	-R\$ 674,15	R\$ 14.395,21	R\$ 1.768,39	R\$ 41.099,13
23	R\$ 15.861,70	-R\$ 707,85	R\$ 15.153,85	R\$ 1.692,35	R\$ 42.791,49
24	R\$ 16.695,71	-R\$ 743,25	R\$ 15.952,46	R\$ 1.619,58	R\$ 44.411,07
25	R\$ 17.573,57	-R\$ 780,41	R\$ 16.793,16	R\$ 1.549,94	R\$ 45.961,01
		TIR			26%

Fonte: O autor (2018).

Na Figura 50, é possível observar que o VLP só começa a ser positivo a partir de 6 anos da implantação do projeto. Deste modo, isso significa dizer que após 5 anos e 10 meses o capital investido é recuperado.

Já o *payback*, segundo a Figura 50, é de aproximadamente 5 anos e 9 meses, valor que mostra o retorno do capital investido. Com isso, conclui-se que o *payback* é ótimo para esta aplicação já que a vida útil do sistema completo é de 25 anos. Logo, após o pagamento do valor investido, o consumidor teria cerca de 19 anos para usufruir do SFCR.

Figura 50 – Valor presente líquido ao longo do horizonte de projeção.



Fonte: O autor (2018).

4.2 Estudo de caso 2

Para analisar a viabilidade econômica do estudo de caso 2, é preciso levar em consideração as variáveis econômicas descritas na Tabela 16.

Tabela 16 - Taxas e tributações consideradas no projeto 2.

Variáveis econômicas	Valor
Taxa Mínima de Atratividade	10%
Inflação	5%
Tarifa média considerando alguns impostos	R\$ 0,67
Aumento da tarifa de energia	6%
Perda de eficiência dos módulos	0,70%
Investimento Inicial	R\$ 416.310,71

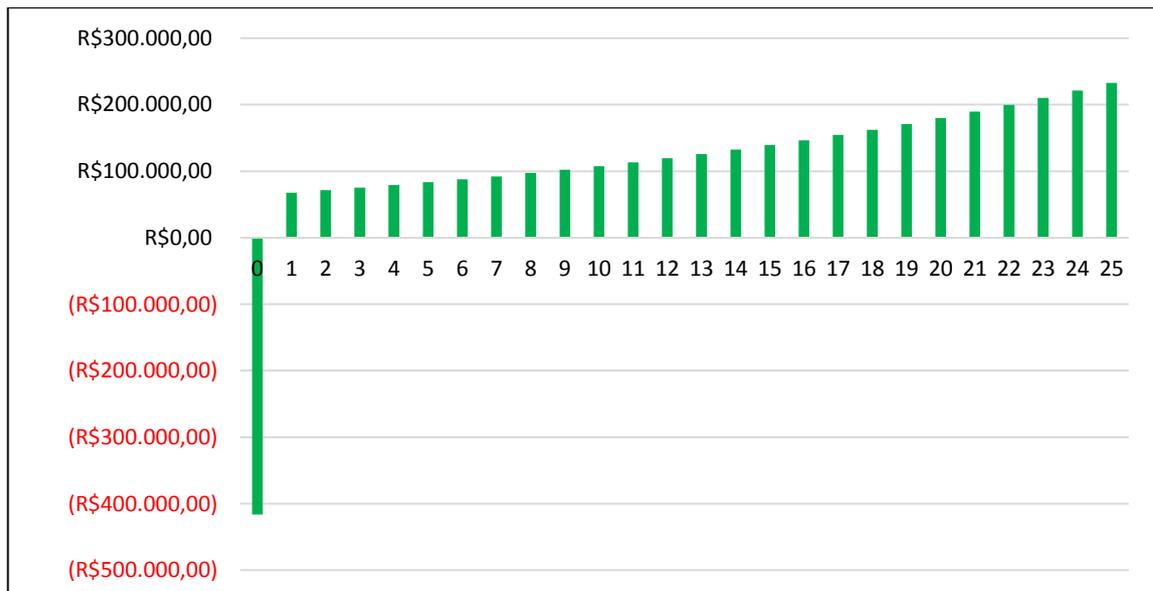
Fonte: O autor (2018).

A Tabela 17, mostra detalhadamente os dados relativos à análise da viabilidade econômica do projeto, onde esses valores foram encontrados através das equações (1 e 2) e de todas as variáveis econômicas da Tabela 16.

O primeiro que deve-se analisar no estudo da viabilidade econômica de um projeto, é o custo inicial, posteriormente, verificar a TIR e, por último, averiguar o *payback*. A TIR deste projeto é 21%. Isso significa que o projeto é economicamente atrativo, conforme descrito no capítulo 2 (item 2.13.3). Deste modo, conclui-se que o projeto é economicamente viável.

A partir da Figura 51 é possível averiguar o fluxo de caixa ao longo do horizonte de projeção. Observa-se que no ano zero, o fluxo de caixa é negativo, ou seja, esse valor negativo é justamente o investimento inicial.

Figura 51 – Fluxo de caixa ao longo da vida útil do sistema.



Fonte: O autor (2018).

Pela Figura 52, é possível notar que o VLP só inicia positivo após 8 anos que o projeto foi implantado. Portanto, isso significa dizer que após 7 anos e 11 meses o capital investido é recuperado.

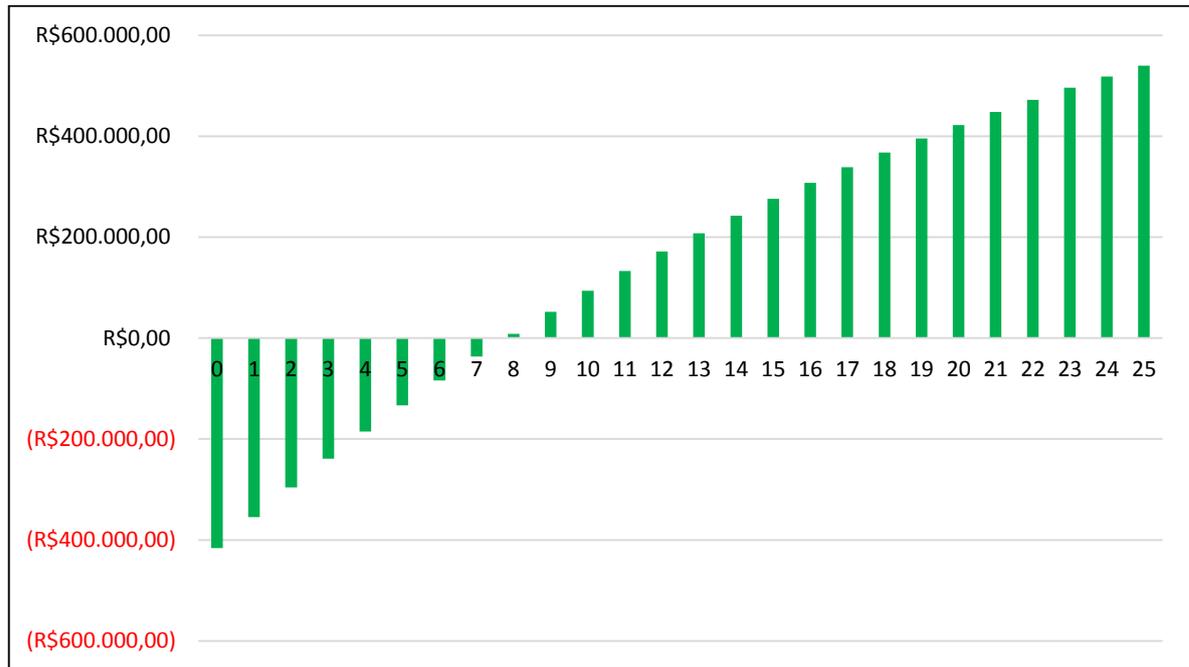
Já o *payback*, segundo a Figura 52, é de aproximadamente 7 anos e 10 meses. Com isso, conclui-se que o *payback* é muito bom. Logo, após o pagamento do valor investido, o consumidor tem-se aproximadamente 17 anos para usufruir do SFCR.

Tabela 17 - Viabilidade econômica da planta de minigeração do projeto 2.

Ano	Energia gerada faturada	Gasto com manutenção	Fluxo de caixa	Fluxo de caixa descontado	Valor presente líquido (VLP)
0	R\$ 67.841,26	R\$-	-R\$ 416.310,71	-R\$ 416.310,71	-R\$ 416.310,71
1	R\$ 72.003,13	-R\$ 4.204,74	R\$ 67.798,40	R\$ 61.634,91	-R\$ 354.675,80
2	R\$ 75.789,06	-R\$ 4.414,97	R\$ 71.374,08	R\$ 58.986,85	-R\$ 295.688,96
3	R\$ 79.774,05	-R\$ 4.635,72	R\$ 75.138,32	R\$ 56.452,54	-R\$ 239.236,42
4	R\$ 83.968,57	-R\$ 4.867,51	R\$ 79.101,06	R\$ 54.027,09	-R\$ 185.209,33
5	R\$ 88.383,64	-R\$ 5.110,89	R\$ 83.272,75	R\$ 51.705,83	-R\$ 133.503,51
6	R\$ 93.030,85	-R\$ 5.366,43	R\$ 87.664,42	R\$ 49.484,28	-R\$ 84.019,23
7	R\$ 97.922,41	-R\$ 5.634,75	R\$ 92.287,66	R\$ 47.358,16	-R\$ 36.661,07
8	R\$ 103.071,17	-R\$ 5.916,49	R\$ 97.154,68	R\$ 45.323,38	R\$ 8.662,31
9	R\$ 108.490,65	-R\$ 6.212,31	R\$ 102.278,34	R\$ 43.376,00	R\$ 52.038,31
10	R\$ 114.195,09	-R\$ 6.522,93	R\$ 107.672,16	R\$ 41.512,28	R\$ 93.550,58
11	R\$ 120.199,47	-R\$ 6.849,08	R\$ 113.350,39	R\$ 39.728,62	R\$ 133.279,21
12	R\$ 126.519,56	-R\$ 7.191,53	R\$ 119.328,03	R\$ 38.021,59	R\$ 171.300,79
13	R\$ 133.171,95	-R\$ 7.551,11	R\$ 125.620,85	R\$ 36.387,89	R\$ 207.688,68
14	R\$ 140.174,13	-R\$ 7.928,66	R\$ 132.245,47	R\$ 34.824,37	R\$ 242.513,04
15	R\$ 147.544,49	-R\$ 8.325,09	R\$ 139.219,40	R\$ 33.328,02	R\$ 275.841,06
16	R\$ 155.302,38	-R\$ 8.741,35	R\$ 146.561,03	R\$ 31.895,95	R\$ 307.737,01
17	R\$ 163.468,18	-R\$ 9.178,42	R\$ 154.289,76	R\$ 30.525,41	R\$ 338.262,42
18	R\$ 172.063,34	-R\$ 9.637,34	R\$ 162.426,00	R\$ 29.213,74	R\$ 367.476,16
19	R\$ 181.110,43	-R\$ 10.119,20	R\$ 170.991,22	R\$ 27.958,43	R\$ 395.434,59
20	R\$ 190.633,21	-R\$ 10.625,16	R\$ 180.008,05	R\$ 26.757,05	R\$ 422.191,64
21	R\$ 200.656,71	-R\$ 11.156,42	R\$ 189.500,29	R\$ 25.607,28	R\$ 447.798,92
22	R\$ 211.207,24	-R\$ 11.714,24	R\$ 199.492,99	R\$ 24.506,91	R\$ 472.305,84
23	R\$ 222.312,51	-R\$ 12.299,95	R\$ 210.012,56	R\$ 23.453,82	R\$ 495.759,65
24	R\$ 234.001,70	-R\$ 12.914,95	R\$ 221.086,75	R\$ 22.445,96	R\$ 518.205,62
25	R\$ 246.305,51	-R\$ 13.560,70	R\$ 232.744,81	R\$ 21.481,41	R\$ 539.687,03
TIR					21%

Fonte: O autor (2018).

Figura 52 – Valor presente líquido ao longo da vida útil do projeto 2.



Fonte: O autor (2018).

5 CONCLUSÃO

Diante de todos os fatos e dados demonstrados, conclui-se que para entender o princípio de funcionamento do SFCR é necessário abstrair seus conceitos básicos. Por isso, na introdução foram apresentados os aspectos fundamentais, objetivos e metodologia. Já a revisão bibliográfica demonstrou as definições primordiais, a classificação dos sistemas, os tipos de células, os principais componentes, o sistema de compensação de energia e as ferramentas matemáticas utilizadas para realizar a viabilidade econômica de um projeto.

No terceiro capítulo, realizou-se o dimensionamento dos dois estudos de casos sugeridos. Além disso, a escolha dos estudos de casos de clientes diferentes possibilitou exemplificar todas as etapas do dimensionamento mostrando detalhadamente a elaboração do projeto, as perdas envolvidas e as diferenças entre os consumidores do grupo A e do grupo B.

O quarto capítulo expõe detalhadamente os resultados da viabilidade econômica, onde constatou-se que o tempo de retorno financeiro se altera conforme a irradiação local, o aumento da inflação, a elevação da tarifa de energia e com o investimento inicial. Deste modo, no estudo de caso 1 observou-se que o sistema tem um *payback* de 5 anos e no outro um *payback* de 7 anos. Logo, as instalações dos sistemas de microgeração e minigeração são viáveis e economicamente atrativos.

Além do mais, dentre as vantagens apresentadas anteriormente, destaca-se que a energia solar fotovoltaica reduz os danos ao meio ambiente, pois não provoca emissões de gases poluentes, além de ajudar à diversificar a matriz elétrica reduzindo a dependência dos recursos hídricos.

Nos últimos anos, o preço dos sistemas fotovoltaicos vem reduzindo gradativamente, o que os tornam competitivos no mercado. Portanto, para que haja uma ampliação da geração fotovoltaica no Brasil, é preciso políticas de incentivos pelos órgãos governamentais, tais como reduções fiscais e políticas de financiamento para o consumidor com baixas taxas de juros. Dessa forma, certamente a matriz elétrica brasileira deve ser ampliada pois é uma solução viável para o futuro no que se refere a geração distribuída.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. Norma Brasileira ABNT NBR 5410: **Instalações elétricas de baixa tensão**. Brasília: ABNT, 2004.

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. Norma Brasileira ABNT NBR 5459: **Manobra e proteção de circuitos**. Brasília: ABNT, 1987.

AGÊNCIA BRASIL. **Brasil é o oitavo país do mundo em produção de energia eólica**. 2017. Disponível em: < <http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2018-02/brasil-e-o-oitavo-pais-do-mundo-em-producao-de-energia-eolica>>. Acesso em: 15 jun. 2018.

AGÊNCIA BRASIL. **Usinas nucleares atingem em 2016 melhor marca em ano de troca de combustível**. 2017. Disponível em: <<http://agenciabrasil.ebc.com.br/geral/noticia/2017-01/usinas-nucleares-atingem-melhor-marca-em-ano-de-troca-de-combustivel>>. Acesso em: 15 jun. 2018.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0129/2012-SRD/ANEEL**. 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Nota_Tecnica_0129_SRD.pdf>. Acesso em: 25 out. 2018.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Sistema de compensação de energia elétrica**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 13 ago. 2018.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010**. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>>. Acesso em: 12 set. 2018.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 12 set. 2018.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 12 jun. 2018.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Geração distribuída ultrapassa 20 mil conexões**. 2018. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 12 jun. 2018.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **BIG: banco de informações de geração**. 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/Combustivel.cfm>>. Acesso em: 19 mar. 2018.

ALIEN, Wis. **Cuestión de impurezas**. 2013. Disponível em: <<http://naukas.com/2011/12/13/cuestion-de-impurezas/>>. Acesso em: 04 jun. 2018.

ALVES, Guilherme Henrique. **Projeto e análise da viabilidade econômica da instalação de painéis fotovoltaicos no setor industrial**. 2016. 106 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São

Carlos, 2016. Disponível em: <http://www.tcc.sc.usp.br/tce/disponiveis/18/180500/tce-13012017-100902/publico/Alves_Guilherme_Henrique_tcc.pdf>. Acesso em: 10 out. 2018.

BOTEON, Margarete; RIBEIRO, Renato. **Análise financeira: fluxo de caixa, valor presente, TIR e financiamento agrícola (PARTE I)**. 2017. Disponível em: <https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/2737325/mod_resource/content/4/FINANCEIRO.PDF>. Acesso em: 10 ago. 2018.

BALFOUR, John; SHAW, Michael; NASH, Nicole Bremer. **Introdução ao projeto de sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: LTC, 2016.

BLOOMBERG. **China's solar boom boosts clean energy funding near record**. 2018. Disponível em: <<https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-01-16/china-s-hunger-for-solar-boosts-clean-energy-funding-near-record>>. Acesso em: 09 set. 2018.

BLUE SOL, Energia Solar. **Os sistemas de energia solar fotovoltaica: introdução aos sistemas solares**. São Paulo: Blue sol, 2017. 114 p.

BNDES. **BNDES muda regra e pessoas físicas podem investir em energia solar**. 2018. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/imprensa/noticias/conteudo/bndes-muda-regra-e-pessoas-fisicas-podem-investir-em-energia-solar>>. Acesso em: 12 out. 2018.

BKNENERGY. **Orçamento: Bombeamento de água**. 2018. Disponível em: <<http://www.bknenergy.com.br/orcamento/>>. Acesso em: 23 out. 2018.

CADERNO DE EDUCAÇÃO FINANCEIRA. **O que é a inflação: banco de cabo verde**, 2008. Disponível em: <<http://www.bi.cv/upl/%7B3699e14a-0504-4d05-b557-2a66cc283160%7D.pdf>>. Acesso em: 10 set. 2018.

CELESC. **Medidor eletrônico bidirecional**. 2018. Disponível em: <<http://www.celesc.com.br/portal/images/arquivos/normas-tecnicas/equipamentos-medicao/E-321.0010-MEDIDOR-ELETRONICO-BIDIRECIONAL.pdf>>. Acesso em: 25 out. 2018.

CICLOVIVO. **Brasil está entre os 30 países que mais implantam energia solar no mundo**. 2018. Disponível em: <<http://ciclovivo.com.br/planeta/desenvolvimento/brasil-esta-entre-os-30-paises-que-mais-implantam-energia-solar-no-mundo-2/>>. Acesso em: 09 set. 2018.

CRESESB, Centro de Referência Para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito. **Componentes de um sistema fotovoltaico**. 2008. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=341>. Acesso em: 10 jun. 2018.

CRESESB, Centro de Referência Para Energia Solar e Eólica Sergio de Salvo Brito. **Energia solar princípios e aplicações**. 2006. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_solar_2006.pdf>. Acesso em: 24 mar. 2018.

CUSTOMPOWER. **Energia solar fotovoltaica atinge marca histórica de 100 MW de microgeração e minigeração distribuída no Brasil.** 2017. Disponível em: <<http://custompower.com.br/energia-solar-fotovoltaica-atinge-marca-historica-de-100-mw-de-microgeracao-e-minigeracao-distribuida-no-brasil/>>. Acesso em: 10 out. 2018.

ESTADÃO. **Energia solar cresce 407% em um ano no Brasil impulsionada por painéis em residências.** 2018. Disponível em: <<https://economia.estadao.com.br/blogs/ecoando/energia-solar-cresce-407-em-um-ano-no-brasil-impulsionada-por-paineis-em-residencias/>>. Acesso em: 09 set. 2018.

EPE. **Empresa de pesquisa energética.** 2015. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt>>. Acesso em: 27 fev. 2018.

FADIGAS, Eliane Aparecida Faria Amaral. **Energia solar fotovoltaica: fundamentos, conversão e viabilidade técnico-econômica.** GEPEA – Grupo de Energia Escola Politécnica Universidade de São Paulo, 2014.

FOTAIC, Energia Solar. **Manual de energia solar.** 1 ed. Fortaleza, 2017.

FRONIUS. **SE_DS_Fronius_Prime_UL_EN_CA.pdf.** 2018. Disponível em: <https://www.fronius.com/~/downloads/Solar%20Energy/Datasheets/SE_DS_Fronius_Prime_UL_EN_CA.pdf>. Acesso em: 12 out. 2018.

GAMBOA, Roberto Marçal. **Eletricidade solar: estado atual e perspectivas.** Instituto Politécnico de Leiria. Portugal, 2001.

GEHRING, A. de A.; LOPES, Lucas F. da S.; DALMOLIN, R. Schweitzer. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede: acompanhamento dos índices de mérito no escritório verde da UTFPR e análise da viabilidade econômica de implantação em residências.** 2015. 85 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Industrial Elétrica / Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

GITMAN, L. J. **Princípios de administração financeira.** 10 edição, São Paulo: Harbra. 2007.

INMETRO, Instituto Nacional de Metrologia Qualidade e Tecnologia. **Port. cp 375_2011 - med. eletrônicos de energia elétrica.** 2011. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001738.pdf>>. Acesso em: 13 ago. 2018.

IRENA. **Rethinking energy.** 2016. Disponível em: <<http://www.irena.org/publicationsearch>>. Acesso em: 09 set. 2018.

IST, Instituto Superior Técnico. **Breve história da energia solar.** Lisboa, 2004.

KLEINA, Nilton. **Por que processadores e outros chips são feitos de silício.** 2015. Disponível em: <<https://www.tecmundo.com.br/processadores/82257-processadores-outros-chips-feitos-silicio.htm>>. Acesso em: 03 jun. 2018.

LEONI, Pedro et al. **Projeto híbrido eólico-solar.** O Setor Elétrico, São Paulo, p.60-66, mar. 2017. Mensal.

LUX NOVA, Energia Solar. **Conheça os principais tipos de células fotovoltaicas.** 2017. Disponível em: <<http://www.luxnova.com.br/principais-tipos-celulas-fotovoltaicas/>>. Acesso em: 04 jun. 2018.

MARION, José C. **Contabilidade empresarial.** 8 ed. Sao Paulo: Atlas, 1998.

MASUTTI, Mariela Camargo; TABARELLI, Giceli; SANTOS, Ísis Portolan dos. **Potencial de implantação de um sistema fotovoltaico gerador de energia em coberturas de estacionamentos.** Imed, Passo Fundo, 4 e 5 de nov. 2015. 4º Seminário nacional de construções sustentáveis: Eficiência energética do ambiente construído e 1º fórum desempenho das edificações.

MAXI SOLAR. **Como funcionam as usinas solares conectadas à rede elétrica.** 2018. Disponível em: <<http://www.maxisolar.com.br/como-funciona>>. Acesso em: 20 out. 2018.

MICHAEL, Sage. **Sputnik.** 2017. Disponível em: <<http://www.beyondgeek.com/sputnik/>>. Acesso em: 05 mar. 2018.

NASCIMENTO, Rodrigo Limp. **Energia solar no brasil: situação e perspectivas.** Câmara dos Deputados: Consultoria Legislativa, março 2017.

PALZ, Wolfgang. **Energia solar e fontes alternativas.** UNESCO: Hemus, 2002.

PEREIRA, Enio Bueno et al. **Atlas brasileiro de energia solar.** São José dos Campos: INPE, 2006. 64 p.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A.. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.** Rio de Janeiro: CEPTEL – CRESESB, 2014.

PORTAL SOLAR. **Vantagens e desvantagens do painel de filme fino.** 2017. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/painel-solar/vantagens-e-desvantagens-do-painel-de-filmefino.html>>. Acesso em: 08 jun. 2018.

PORTAL SOLAR. **Guia rápido: estrutura de suporte para fixação de painel solar fotovoltaico.** 2018. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/guia-rapido-estrutura-de-suporte-para-fixacao-de-painel-solar-fotovoltaico.html>>. Acesso em: 18 set. 2018.

PVEDUCATION. **Series and parallel wiring.** 2018. Disponível em: <<https://pveducation.com/solar-concepts/series-and-parallel-wiring/>>. Acesso em: 12 jun. 2018.

RE100. **The climate group.** 2015. Disponível em: <<https://www.theclimategroup.org/RE100>> Acesso: 09 set. 2018.

RIBEIRO, Amarolina. **O que é matriz energética.** 2017. Disponível em: <<https://brasilecola.uol.com.br/o-que-e/geografia/o-que-e-matriz-energetica.htm>>. Acesso em: 23 mar. 2018.

RODRIGUES, Renato; GONÇALVES, José Correia. **Procedimentos de metodologia científica.** 8 ed. Lages: PAPERVEST, 2017, 195 p.

ROSS, S. A.; WESTERFIELD, R. W.; JAFFE, J. F. **Administração financeira:** corporate finance. 2 ed. São Paulo: Atlas S.A., 2007.

SAUAIA, Rodrigo Lopes. **Energia solar fotovoltaica:** Panorama, oportunidades e desafios. Brasília: ABSOLAR, 2017.

SANTOS, Ieda Maria Antunes dos. **Análise de investimentos.** 2009. Disponível em: <http://vigo.ime.unicamp.br/Projeto/2009-2/MS777/ms777_ieda.pdf>. Acesso em: 10 ago. 2018.

SANTANA, Lucas Siqueira. **Energia solar industrial:** economia de 59% estudo de caso. 2017. Disponível em: <<http://blog.bluesol.com.br/energia-solar-industrial/>>. Acesso em: 12 set. 2018.

SIQUEIRA, Lucas Matias de. **Estudo do dimensionamento e da viabilidade econômica de microgerador solar fotovoltaico conectado à rede elétrica.** 2015. 52 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2015. Disponível em: <<http://www.ufjf.br/labsolar/files/2011/05/Estudo-do-Dimensionamento-e-da-Viabilidade-Econ%C3%B4mica-de-Microgerador-Solar-Fotovoltaico.pdf>>. Acesso em: 25 set. 2018.

SOUZA, R. **Análise financeira simplificada de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.** Blue Sol Energia Solar, 2015.

SUNVOLT ENERGIA SOLAR. **Energia limpa para empresas sustentáveis.** 2018. Disponível em: <<http://www.sunvoltenergiasolar.com.br/projetos-comerciais-energia-solar-fotovoltaica/>>. Acesso em: 12 jun. 2018.

SLPAIVA9. **Energia Eólica.** 2017. Disponível em: <<https://app.emaze.com/user/slpaiva9>>. Acesso em: 10 out. 2018.

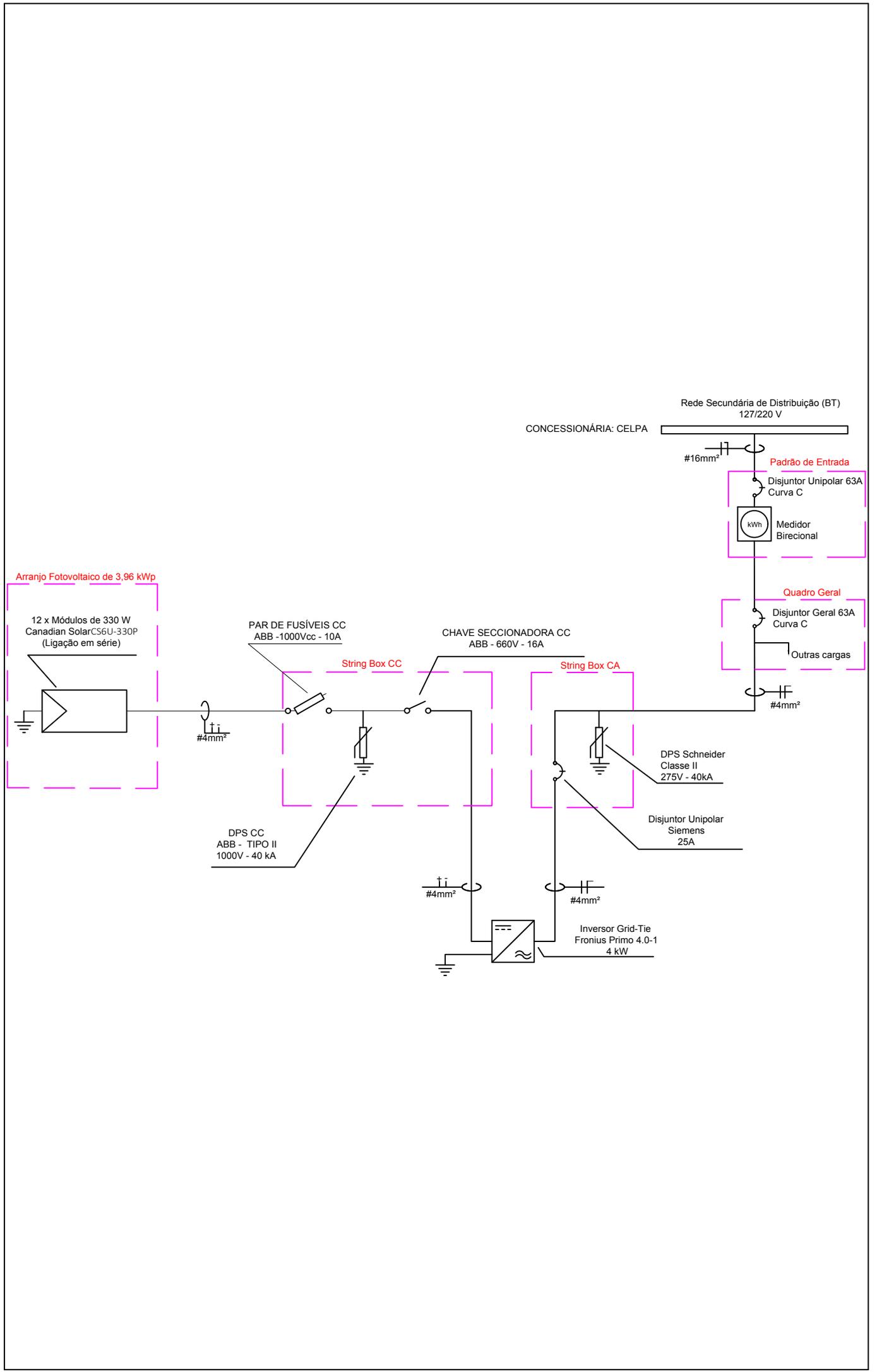
VALLÊRA, A.; BRITO M. **Meio século de história fotovoltaica.** Gazeta de Física, 2006.

VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. **Energia solar fotovoltaica:** conceitos e aplicações. 1 ed. São Paulo: Érica, 2012.

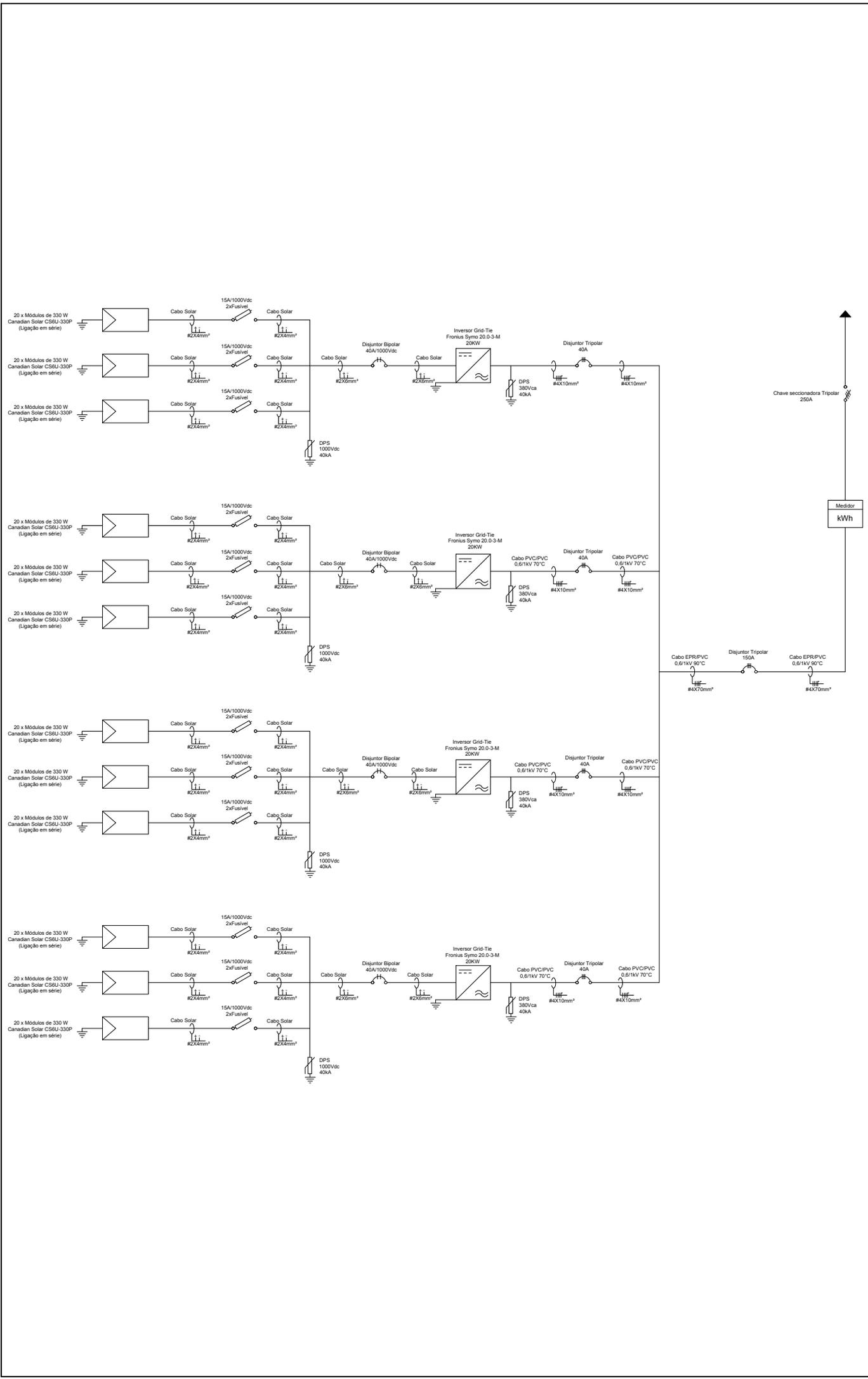
WENDLING JR., J. M. A. **Proposta de controlador de carga com MPPT utilizando LabVIEW.** 2015. 45 f. Trabalho de Graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2015.

ZILLES, Roberto et al. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.** São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

APÊNDICE A – DIAGRAMA UNIFILAR DO ESTUDO DE CASO 1



APÊNDICE B – DIAGRAMA UNIFILAR DO ESTUDO DE CASO 2

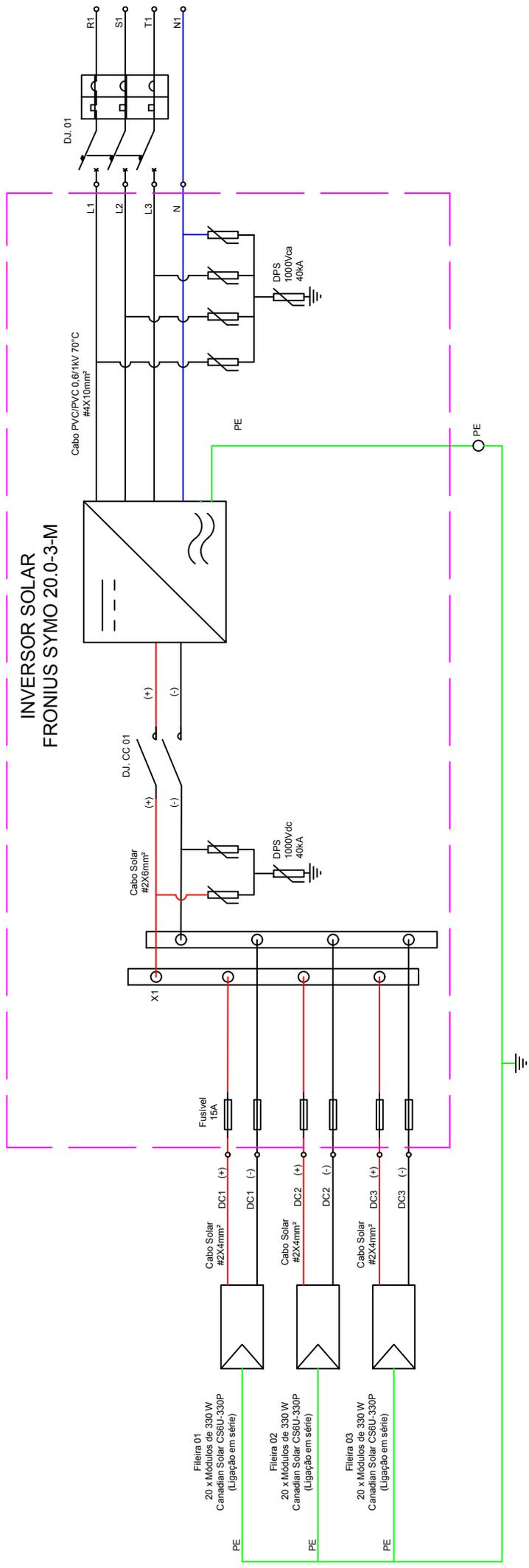


APÊNDICE C – DIAGRAMA ELÉTRICO DO ESTUDO DE CASO 2

INVERSOR 01

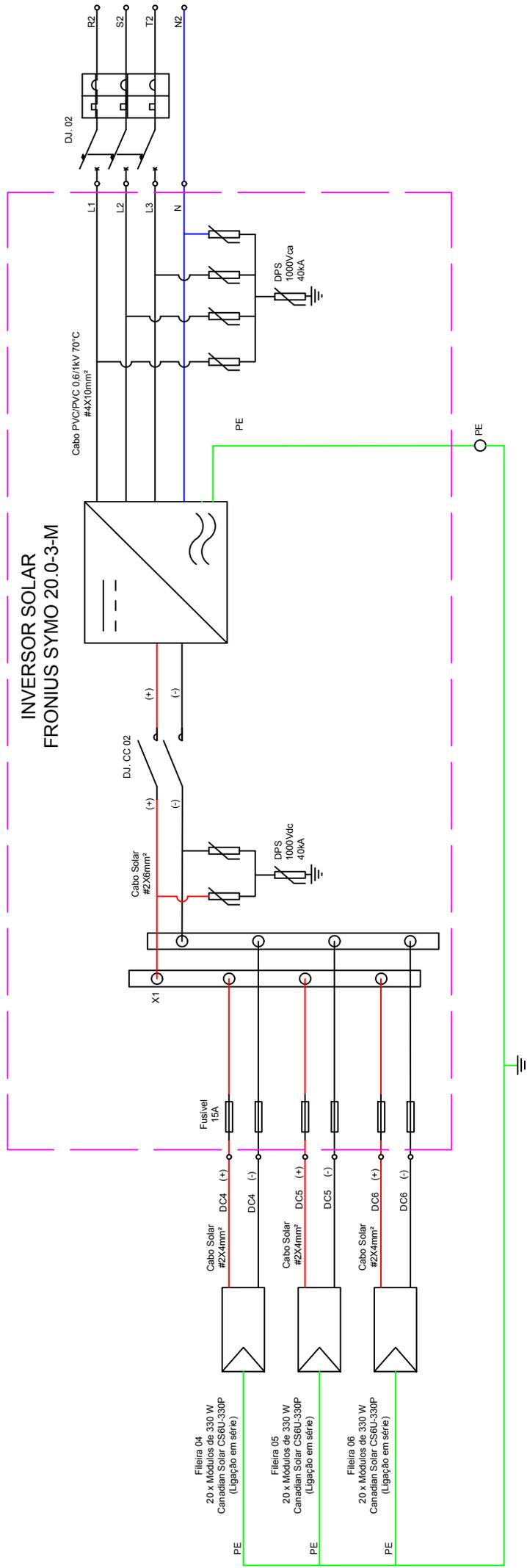
INVERSOR SOLAR

FRONIUS SYMO 20.0-3-M

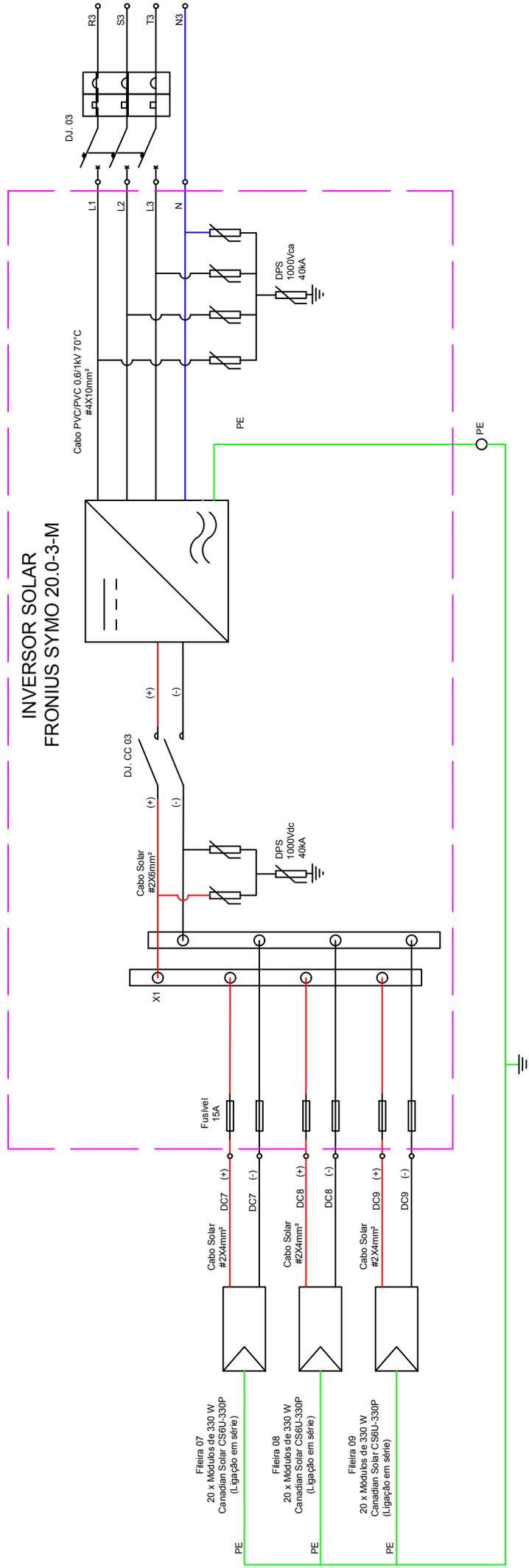


INVERSOR 02

FRONIUS SYMO 20.0-3-M

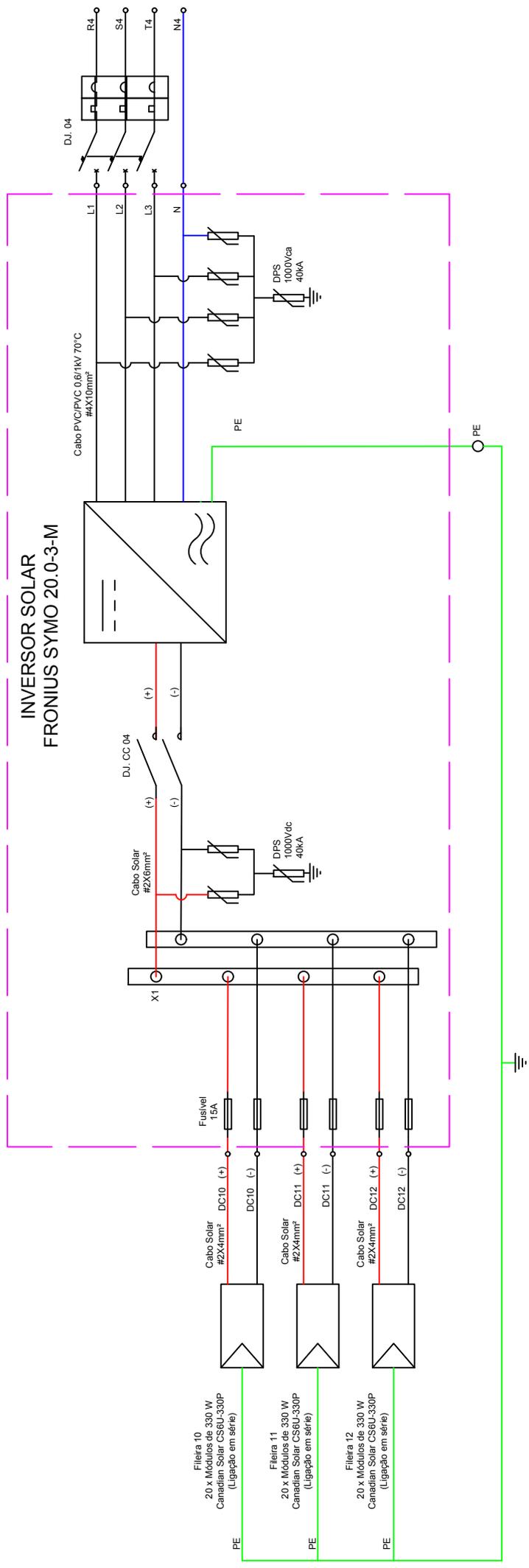


INVERSOR 03
INVERSOR SOLAR
FRONIUS SYMO 20.0-3-M



INVERSOR 04

INVERSOR SOLAR FRONIUS SYMO 20.0-3-M



APÊNCICE D – ESQUEMA DO BARRAMENTO DO ESTUDO DE CASO 2

ANEXO A – CATÁLOGO DO INVERSOR UTILIZADO NO ESTUDO DE CASO 1

FRONIUS PRIMO

/ The communicative inverter for optimised energy management.



/ SnapINverter Technology



/ Integrated data communication



/ SuperFlex Design



/ Dynamic Peak Manager



/ Smart Grid Ready

/ The Fronius Primo in power categories from 3.0 to 8.2 kW perfectly completes the new SnapINverter generation. This single-phase, transformerless device is the ideal inverter for private households. Its innovative SuperFlex Design provides maximum flexibility in system design, while the SnapINverter mounting system makes installation and maintenance easier than ever before. The communication package included as standard, with WLAN, energy management, several interfaces and much more besides, makes the Fronius Primo a communicative inverter for owner-occupiers.

TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

INPUT DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Max. input current ($I_{dc \max 1} / I_{dc \max 2}$)			12.0 A / 12.0 A		
Max. array short circuit current (MPP_1/MPP_2)			18.0 A / 18.0 A		
Min. input voltage ($U_{dc \min}$)			80 V		
Feed-in start voltage ($U_{dc \text{ start}}$)			80 V		
Nominal input voltage ($U_{dc \text{ r}}$)			710 V		
Max. input voltage ($U_{dc \max}$)			1,000 V		
MPP voltage range ($U_{mpp \min} - U_{mpp \max}$)		200 - 800 V		210 - 800 V	240 - 800 V
Number of MPP trackers			2		
Number of DC connections			2 + 2		

OUTPUT DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
AC nominal output ($P_{ac \text{ r}}$)	3,000 W	3,500 W	3,680 W	4,000 W	4,600 W
Max. output power	3,000 VA	3,500 VA	3,680 VA	4,000 VA	4,600 VA
AC output current ($I_{ac \text{ nom}}$)	13.0 A	15.2 A	16.0 A	17.4 A	20.0 A
Grid connection (voltage range)	1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)				
Frequency (frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Total harmonic distortion	< 5 %				
Power factor ($\cos \varphi_{ac \text{ r}}$)	0.85 - 1 ind. / cap.				

TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

GENERAL DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Dimensions (height x width x depth)	645 x 431 x 204 mm				
Weight	21.5 kg				
Degree of protection	IP 65				
Protection class	1				
Overvoltage category (DC / AC) ¹⁾	2 / 3				
Night time consumption	< 1 W				
Inverter design	Transformerless				
Cooling	Regulated air cooling				
Installation	Indoor and outdoor installation				
Ambient temperature range	-40 - +55 °C				
Permitted humidity	0 - 100 %				
Max. altitude	4,000 m				
DC connection technology	2x DC+1, 2x DC+2 and 4x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²				
AC connection technology	3-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²				
Certificates and compliance with standards	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21				

EFFICIENCY	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Max. efficiency	97.9 %	98.0 %	98.0 %	98.0 %	98.0 %
European efficiency (η_{EU})	96.1 %	96.8 %	96.8 %	97.0 %	97.0 %
η at 5 % $P_{ac,r}$ ²⁾	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %
η at 10 % $P_{ac,r}$ ²⁾	84.1 / 86.5 / 86.1 %	86.3 / 93.6 / 91.8 %	86.3 / 93.6 / 91.8 %	86.6 / 93.9 / 92.2 %	88.9 / 94.4 / 92.9 %
η at 20 % $P_{ac,r}$ ²⁾	90.3 / 95.5 / 94.8 %	91.6 / 96.2 / 95.2 %	91.6 / 96.2 / 95.2 %	92.2 / 96.7 / 95.6 %	93.0 / 97.0 / 95.9 %
η at 25 % $P_{ac,r}$ ²⁾	91.8 / 96.4 / 95.1 %	92.7 / 96.9 / 95.8 %	92.7 / 96.9 / 95.8 %	93.2 / 97.2 / 96.1 %	93.9 / 97.2 / 96.6 %
η at 30 % $P_{ac,r}$ ²⁾	92.7 / 96.9 / 96.0 %	93.5 / 97.2 / 96.3 %	93.5 / 97.2 / 96.3 %	94.0 / 97.2 / 96.8 %	94.5 / 97.3 / 96.9 %
η at 50 % $P_{ac,r}$ ²⁾	94.5 / 97.4 / 97.0 %	95.0 / 97.7 / 97.3 %	95.0 / 97.7 / 97.3 %	95.2 / 97.8 / 97.4 %	95.6 / 97.9 / 97.6 %
η at 75 % $P_{ac,r}$ ²⁾	95.4 / 97.9 / 97.7 %	95.6 / 97.8 / 97.8 %	95.6 / 97.8 / 97.8 %	95.8 / 97.9 / 97.8 %	96.0 / 97.9 / 97.8 %
η bei 100 % $P_{ac,r}$ ²⁾	95.7 / 97.9 / 97.8 %	95.8 / 98.0 / 97.8 %	95.8 / 98.0 / 97.8 %	95.9 / 98.0 / 97.9 %	96.2 / 97.9 / 98.0 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %				

PROTECTIVE DEVICES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
DC insulation measurement	Yes				
Overload behaviour	Operating point shift. Power limitation				
DC disconnecter	Yes				

INTERFACES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs and 4 digital in/out	Interface to ripple control receiver				
USB (A socket) ³⁾	Datalogging, inverter update via USB flash drive				
2x RS422 (RJ45 socket) ³⁾	Fronius Solar Net				
Signalling output ³⁾	Energy management (potential-free relay output)				
Datalogger and Webserver	Included				
External input ³⁾	S0-Meter Interface / Input for overvoltage protection				
RS485	Modbus RTU SunSpec or meter connection				

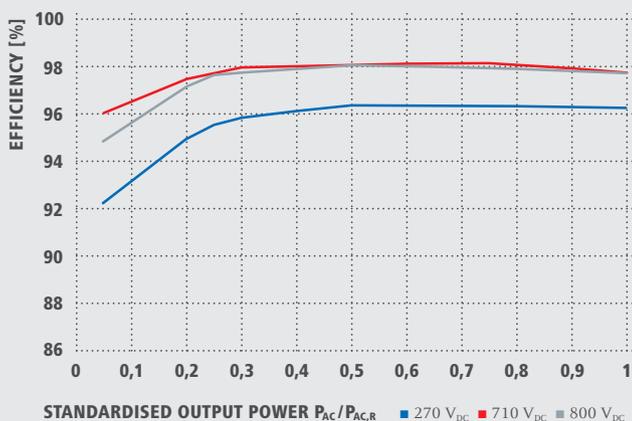
¹⁾ According to IEC 62109-1.

²⁾ And at $U_{mpp\ min} / U_{dc,r} / U_{mpp\ max}$

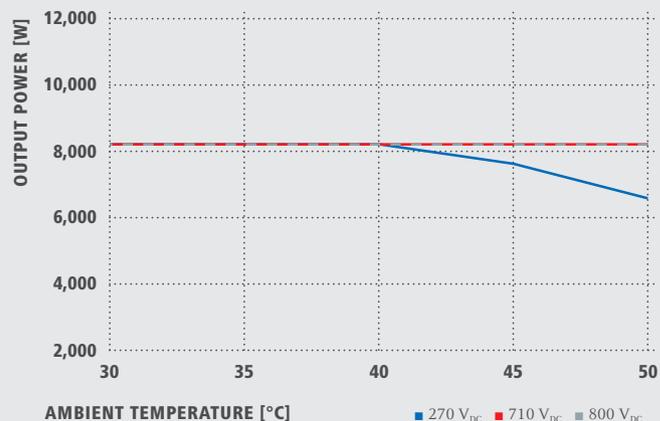
³⁾ Also available in the light version.

Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

FRONIUS PRIMO 8.2-1 EFFICIENCY CURVE



FRONIUS PRIMO 8.2-1 TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA FRONIUS PRIMO (5.0-1, 5.0-1 AUS, 6.0-1, 8.2-1)

INPUT DATA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Max. input current ($I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}$)	12.0 A / 12.0 A		18.0 A / 18.0 A	
Max. array short circuit current (MPP ₁ /MPP ₂)	18.0 A / 18.0 A		27.0 A / 27.0 A	
Min. input voltage ($U_{dc\ min}$)		80 V		
Feed-in start voltage ($U_{dc\ start}$)		80 V		
Nominal input voltage ($U_{dc,t}$)		710 V		
Max. input voltage ($U_{dc\ max}$)		1,000 V		
MPP voltage range ($U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$)		240 - 800 V		270 - 800 V
Number of MPP trackers		2		
Number of DC connections		2 + 2		

OUTPUT DATA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
AC nominal output ($P_{ac,t}$)	5,000 W	4,600 W	6,000 W	8,200 W
Max. output power	5,000 VA	5,000 VA	6,000 VA	8,200 VA
AC output current ($I_{ac\ nom}$)	21.7 A	21.7 A	26.1 A	35.7 A
Grid connection (voltage range)	1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)			
Frequency (frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)			
Total harmonic distortion	< 5 %			
Power factor ($\cos\ \varphi_{ac,t}$)	0.85 - 1 ind. / cap.			

GENERAL DATA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Dimensions (height x width x depth)	645 x 431 x 204 mm			
Weight	21.5 kg			
Degree of protection	IP 65			
Protection class	1			
Overvoltage category (DC / AC) ¹⁾	2 / 3			
Night time consumption	< 1 W			
Inverter design	Transformerless			
Cooling	Regulated air cooling			
Installation	Indoor and outdoor installation			
Ambient temperature range	-40 - +55 °C			
Permitted humidity	0 - 100 %			
Max. altitude	4,000 m			
DC connection technology	2x DC+1, 2x DC+2 and 4x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²			
AC connection technology	3-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²			
Certificates and compliance with standards	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21			

¹⁾ According to IEC 62109-1. Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

EFFICIENCY	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Max. efficiency	98.0 %	98.0 %	98.0 %	98.1 %
European efficiency (η_{EU})	97.1 %	97.1 %	97.3 %	97.5 %
η at 5 % $P_{ac,r}^{1)}$	80.8 / 82.5 / 82.5 %	80.8 / 82.5 / 82.5 %	84.6 / 86.5 / 86.0 %	85.5 / 89.6 / 88.5 %
η at 10 % $P_{ac,r}^{1)}$	89.6 / 94.8 / 93.1 %	89.6 / 94.8 / 93.1 %	90.5 / 95.5 / 94.6 %	92.2 / 96.0 / 94.8 %
η at 20 % $P_{ac,r}^{1)}$	93.4 / 97.2 / 96.2 %	93.4 / 97.2 / 96.2 %	94.0 / 97.2 / 96.8 %	94.9 / 97.4 / 97.2 %
η at 25 % $P_{ac,r}^{1)}$	94.1 / 97.3 / 96.8 %	94.1 / 97.3 / 96.8 %	94.7 / 97.4 / 97.0 %	95.5 / 97.7 / 97.6 %
η at 30 % $P_{ac,r}^{1)}$	94.7 / 97.4 / 97.0 %	94.7 / 97.4 / 97.0 %	95.1 / 97.6 / 97.3 %	95.8 / 97.9 / 97.7 %
η at 50 % $P_{ac,r}^{1)}$	95.8 / 97.9 / 97.7 %	95.8 / 97.9 / 97.7 %	96.0 / 97.9 / 97.8 %	96.3 / 98.0 / 98.0 %
η at 75 % $P_{ac,r}^{1)}$	96.1 / 98.0 / 97.9 %	96.1 / 98.0 / 97.9 %	96.2 / 98.0 / 98.0 %	96.3 / 98.1 / 97.9 %
η at 100 % $P_{ac,r}^{1)}$	96.2 / 97.9 / 97.9 %	96.2 / 97.9 / 97.9 %	96.2 / 98.0 / 97.9 %	96.2 / 97.7 / 97.7 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %			

PROTECTIVE DEVICES	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
DC insulation measurement	Yes			
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation			
DC disconnecter	Yes			

INTERFACES	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)			
6 inputs and 4 digital in/out	Interface to ripple control receiver			
USB (A socket) ²⁾	Datalogging, inverter update via USB flash drive			
2x RS422 (RJ45 socket) ²⁾	Fronius Solar Net			
Signalling output ²⁾	Energy management (potential-free relay output)			
Datalogger and Webserver	Included			
External input ²⁾	S0-Meter Interface / Input for overvoltage protection			
RS485	Modbus RTU SunSpec or meter connection			

¹⁾ And at $U_{mpp\ min} / U_{dc,r} / U_{mpp\ max}$

²⁾ Also available in the light version.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

WE HAVE THREE DIVISIONS AND ONE PASSION: SHIFTING THE LIMITS OF POSSIBILITY.

/ Whether welding technology, photovoltaics or battery charging technology – our goal is clearly defined: to be the innovation leader. With around 3,300 employees worldwide, we shift the limits of what's possible - our record of over 900 granted patents is testimony to this. While others progress step by step, we innovate in leaps and bounds. Just as we've always done. The responsible use of our resources forms the basis of our corporate policy.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at www.fronius.com

v05 May 2015 EN

Fronius India Private Limited
GAT no 312, Nanekarwadi
Chakan, Taluka - Khed District
Pune 410501
India
pv-sales-india@fronius.com
www.fronius.in

Fronius Australia Pty Ltd.
90-92 Lambeck Drive
Tullamarine VIC 3043
Australia
pv-sales-australia@fronius.com
www.fronius.com.au

Fronius UK Limited
Maidstone Road, Kingston
Milton Keynes, MK10 0BD
United Kingdom
pv-sales-uk@fronius.com
www.fronius.co.uk

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

**ANEXO B – CATÁLOGO DO MÓDULO UTILIZADO NOS DOIS ESTUDOS DE
CASOS**



MAXPOWER CS6U-325 | 330 | 335 | 340P

Canadian Solar's modules use the latest innovative cell technology, increasing module power output and system reliability, 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.

25
years
linear power output warranty

10
years
product warranty on materials
and workmanship

KEY FEATURES



Excellent module efficiency of up to: 17.49 %



Outstanding low irradiance performance of up to: 96.0 %



High PTC rating of up to: 92.21 %



IP68 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 14001:2004 / Standards for environmental management system

OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CQC / MCS / INMETRO / CEC AU

UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)

UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE

UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1

IEC 60068-2-68: SGS

Take-e-way

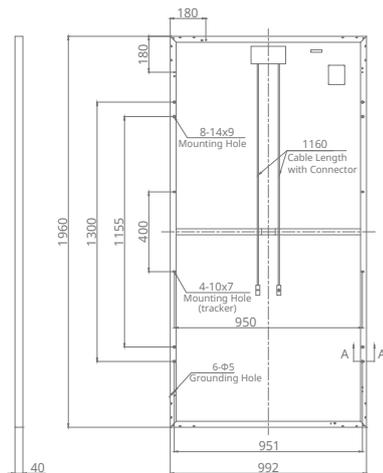


* Please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific product certificates applicable in your market.

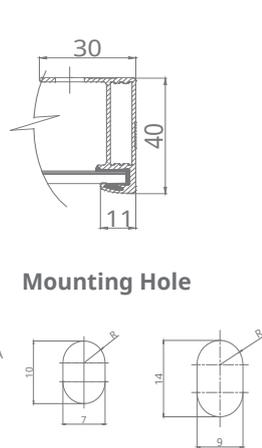
CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 21 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

ENGINEERING DRAWING (mm)

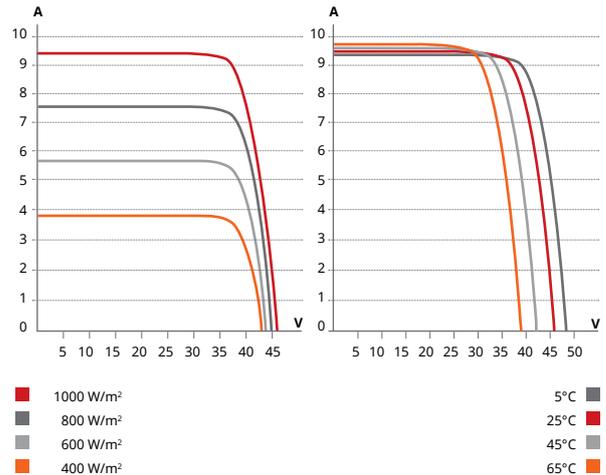
Rear View



Frame Cross Section A-A



CS6U-330P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6U	325P	330P	335P	340P
Nominal Max. Power (Pmax)	325 W	330 W	335 W	340 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.0 V	37.2 V	37.4 V	37.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.78 A	8.88 A	8.96 A	9.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.5 V	45.6 V	45.8 V	45.9 V
Short Circuit Current (Isc)	9.34 A	9.45 A	9.54 A	9.62 A
Module Efficiency	16.72%	16.97%	17.23%	17.49%
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 | NMOT*

CS6U	325P	330P	335P	340P
Nominal Max. Power (Pmax)	239 W	242 W	246 W	250 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.0 V	34.2 V	34.4 V	34.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.01 A	7.08 A	7.15 A	7.22 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.4 V	42.5 V	42.6 V	42.7 V
Short Circuit Current (Isc)	7.54 A	7.63 A	7.70 A	7.77 A

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

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % for irradiances between 200 W/m² and 1000 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The aforesaid datasheet only provides the general information on Canadian Solar products and, due to the on-going innovation and improvement, please always contact your local Canadian Solar sales representative for the updated information on specifications, key features and certification requirements of Canadian Solar products in your region.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

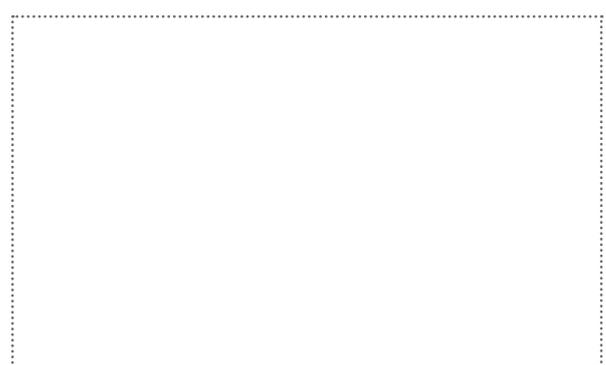
MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6 × 12)
Dimensions	1960 × 992 × 40 mm (77.2 × 39.1 × 1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 12 AWG (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per Container (40' HQ)	624 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43 ± 2 °C

PARTNER SECTION



**ANEXO C – TABELAS PARA DIMENSIONAMENTO DOS CABOS DOS DOIS
ESTUDOS DE CASOS**

BAIXA TENSÃO

Uso Geral

CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CORRENTE

TABELA 2 - (*) CAPACIDADES DE CONDUÇÃO DE CORRENTE, EM AMPÈRES, PARA OS MÉTODOS DE REFERÊNCIA, A1, A2, B1, B2, C e D DA TABELA 1 FIOS E CABOS ISOLADOS EM TERMOPLÁSTICO, CONDUTOR DE COBRE.

- Cabo Superastic, Cabo Superastic Flex, Fio Superastic, Cabo Sintenax, Cabo Sintenax Flex e Afumex 750V;
- 2 e 3 condutores carregados;
- Temperatura no condutor: 70 °C;
- Temperaturas: 30 °C (ambiente) e 20 °C (solo).

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.

A Prysmian reserva-se ao direito de modificar sem aviso prévio as características técnicas, pesos e dimensões apresentadas neste catálogo, sempre respeitando os valores previstos nas normas citadas. A Prysmian não se responsabiliza por danos pessoais ou materiais decorrentes do uso inadequado e/ou negligente das informações contidas neste catálogo.

BAIXA TENSÃO

Uso Geral

CAPACIDADE DE CONDUÇÃO DE CORRENTE

TABELA 3 - (*) CAPACIDADES DE CONDUÇÃO DE CORRENTE, EM AMPÈRES, PARA OS MÉTODOS DE REFERÊNCIA A1, A2, B1, B2, C e D DA TABELA 1 CABOS ISOLADOS EM TERMOFIXO, CONDUTOR DE COBRE.

- Cabos Voltalene, Eprotenax, Eprotenax Gsette e Afumex 0,6/1kV;
- 2 e 3 condutores carregados;
- Temperatura no condutor: 90 °C;
- Temperaturas: 30 °C (ambiente), 20 °C (solo).

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	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	90	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211
120	278	249	253	227	354	312	305	268	382	322	287	240
150	318	285	290	259	407	358	349	307	441	371	324	271
185	362	324	329	295	464	408	395	348	506	424	363	304
240	424	380	386	346	546	481	462	407	599	500	419	351
300	486	435	442	396	628	553	529	465	693	576	474	396
400	579	519	527	472	751	661	628	552	835	692	555	464
500	664	595	604	541	864	760	718	631	966	797	627	525
630	765	685	696	623	998	879	825	725	1122	923	711	596
800	885	792	805	721	1158	1020	952	837	1311	1074	811	679
1000	1014	908	923	826	1332	1173	1088	957	1515	1237	916	767

(*) De acordo com a tabela 37 da NBR 5410/2004.

A Prysmian reserva-se ao direito de modificar sem aviso prévio as características técnicas, pesos e dimensões apresentadas neste catálogo, sempre respeitando os valores previstos nas normas citadas. A Prysmian não se responsabiliza por danos pessoais ou materiais decorrentes do uso inadequado e/ou negligente das informações contidas neste catálogo.

ANEXO D – CATÁLOGO DO INVERSOR UTILIZADO NO ESTUDO DE CASO 2

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



SHIFTING THE LIMITS

FRONIUS SYMO

/ Maximum flexibility for the applications of tomorrow.



/ PC board replacement process



/ SnapINverter technology



/ Integrated data communication



/ SuperFlex Design



/ Dynamic Peak Manager



/ Smart Grid Ready



/ Boasting power categories ranging from 3.0 to 20.0 kW, the transformerless Fronius Symo is the three-phase inverter for systems of every size. Owing to the SuperFlex Design, the Fronius Symo is the perfect answer to irregularly shaped or multi-oriented roofs. The standard interface to the internet via WLAN or Ethernet and the ease of integration of third-party components make the Fronius Symo one of the most communicative inverters on the market. Furthermore, the meter interface permits dynamic feed-in management and a clear visualisation of the consumption overview.

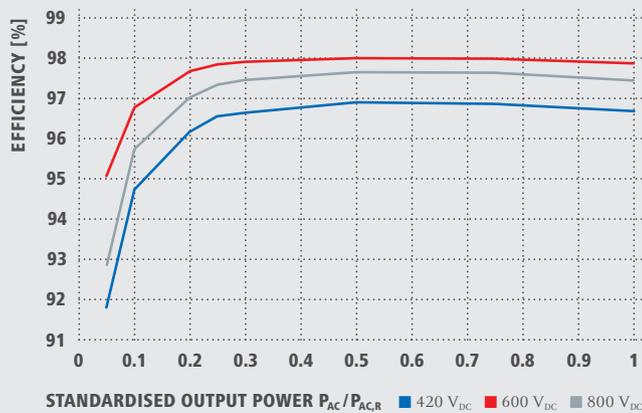
TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

INPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Max. input current ($I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}$)	27.0 A / 16.5 A		33.0 A / 27.0 A		
Max. array short circuit current (MPP ₁ /MPP ₂)	40.5 A / 24.8 A		49.5 A / 40.5 A		
Min. input voltage ($U_{dc\ min}$)			200 V		
Feed-in start voltage ($U_{dc\ start}$)			200 V		
Nominal input voltage ($U_{dc,r}$)			600 V		
Max. input voltage ($U_{dc\ max}$)			1,000 V		
MPP voltage range ($U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$)	270 - 800 V	320 - 800 V		370 - 800 V	420 - 800 V
Number MPP trackers			2		
Number of DC connections			3+3		
OUTPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
AC nominal output ($P_{ac,r}$)	10,000 W	12,500 W	15,000 W	17,500 W	20,000 W
Max. output power	10,000 VA	12,500 VA	15,000 VA	17,500 VA	20,000 VA
Max. output current ($I_{ac\ max}$)	16.0 A	19.9 A	23.9 A	27.9 A	31.9 A
Grid connection (voltage range)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frequency (Frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Total harmonic distortion	< 2 %				
Power factor ($\cos\ \varphi_{ac,r}$)	0 - 1 ind. / cap.				
GENERAL DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensions (height x width x depth)	725 x 510 x 225 mm				
Weight	34.8 kg		43.4 kg		
Degree of protection	IP 66				
Protection class	1				
Overvoltage category (DC / AC) ¹⁾	2 / 3				
Night time consumption	< 1 W				
Inverter design	Transformerless				
Cooling	Regulated air cooling				
Installation	Indoor and outdoor installation				
Ambient temperature range	-25 - +60 °C				
Permitted humidity	0 - 100 %				
Max. altitude	2,000 m / 3,400 m (unrestricted / restricted voltage range)				
DC connection technology	6x DC+ and 6x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²				
Mains connection technology	5-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²				
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, G59/3, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21				

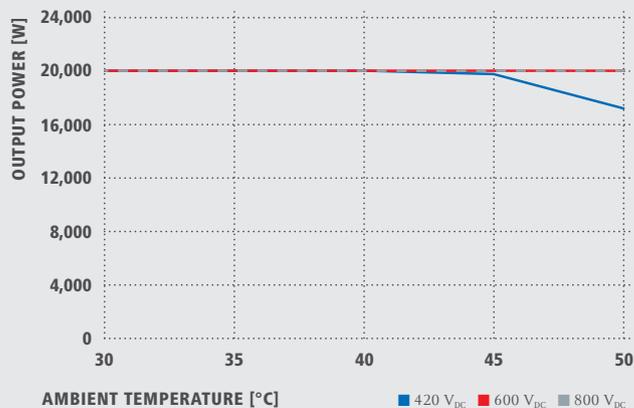
¹⁾ According to IEC 62109-1. DIN rail for optional overvoltage protection (type 2) is included.

Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at www.fronius.com.

FRONIUS SYMO 20.0-3-M EFFICIENCY CURVE



FRONIUS SYMO 20.0-3-M TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

EFFICIENCY	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Max. efficiency	98.0 %				
European efficiency (η _{EU})	97.4%	97.6 %	97.8 %	97.8 %	97.9 %
η at 5 % P _{ac,r} ¹⁾	87.9 / 92.5 / 89.2 %	88.7 / 93.1 / 90.1 %	91.2 / 94.8 / 92.3 %	91.6 / 95.0 / 92.7 %	91.9 / 95.2 / 93.0 %
η at 10 % P _{ac,r} ¹⁾	91.2 / 94.9 / 92.8 %	92.9 / 96.1 / 94.6 %	93.4 / 96.0 / 94.4 %	94.0 / 96.4 / 95.0 %	94.8 / 96.9 / 95.8 %
η at 20 % P _{ac,r} ¹⁾	94.6 / 97.1 / 96.1 %	95.4 / 97.3 / 96.6 %	95.9 / 97.4 / 96.7 %	96.1 / 97.6 / 96.9 %	96.3 / 97.8 / 97.1 %
η at 25 % P _{ac,r} ¹⁾	95.4 / 97.3 / 96.6 %	95.6 / 97.6 / 97.0 %	96.2 / 97.6 / 97.0 %	96.4 / 97.8 / 97.2 %	96.7 / 97.9 / 97.4 %
η at 30 % P _{ac,r} ¹⁾	95.6 / 97.5 / 96.9 %	95.9 / 97.7 / 97.2 %	96.5 / 97.8 / 97.3 %	96.6 / 97.9 / 97.4 %	96.8 / 98.0 / 97.6 %
η at 50 % P _{ac,r} ¹⁾	96.3 / 97.9 / 97.4 %	96.4 / 98.0 / 97.5 %	96.9 / 98.1 / 97.7 %	97.0 / 98.1 / 97.7 %	97.0 / 98.1 / 97.8 %
η at 75 % P _{ac,r} ¹⁾	96.5 / 98.0 / 97.6 %	96.5 / 98.0 / 97.6 %	97.0 / 98.1 / 97.8 %	97.0 / 98.1 / 97.8 %	97.0 / 98.1 / 97.7 %
η at 100 % P _{ac,r} ¹⁾	96.5 / 98.0 / 97.6 %	96.5 / 97.8 / 97.6 %	97.0 / 98.1 / 97.7 %	96.9 / 98.1 / 97.6 %	96.8 / 98.0 / 97.6 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %				
PROTECTIVE DEVICES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
DC insulation measurement	Yes				
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation				
DC disconnecter	Yes				
INTERFACES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs and 4 digital inputs/outputs	Interface to ripple control receiver				
USB (A socket) ²⁾	Datalogging, inverter update via USB flash drive				
2x RS422 (RJ45-socket) ²⁾	Fronius Solar Net, interface protocol				
Signalling output ²⁾	Energy management (potential-free relay output)				
Datalogger und Webserver	Included				
External input	S0-Meter Interface / Input for overvoltage protection				
RS485 ³⁾	Modbus RTU SunSpec or meter connection				

¹⁾ And at $U_{mpp\ min} / U_{dc,r} / U_{mpp\ max}$ ²⁾ Also available in the light version. ³⁾ Available from autumn 2014.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

WE HAVE THREE DIVISIONS AND ONE PASSION: SHIFTING THE LIMITS OF POSSIBILITY.

/ Whether welding technology, photovoltaics or battery charging technology – our goal is clearly defined: to be the innovation leader. With around 3,000 employees worldwide, we shift the limits of what's possible - our more than 850 active patents are testimony to this. While others progress step by step, we innovate in leaps and bounds. Just as we've always done. The responsible use of our resources forms the basis of our corporate policy.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at www.fronius.com



v02 Feb 2014 EN

Fronius India Private Limited
GAT no 312, Nanekarwadi
Chakan, Taluka - Khed District
Pune 410501
India
pv-sales-india@fronius.com
www.fronius.in

Fronius Australia Pty Ltd.
90-92 Lambeck Drive
Tullamarine VIC 3043
Australia
pv-sales-australia@fronius.com
www.fronius.com.au

Fronius UK Limited
Maidstone Road, Kingston
Milton Keynes, MK10 0BD
United Kingdom
pv-sales-uk@fronius.com
www.fronius.co.uk

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com