

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE MINAS GERAIS
CAMPUS FORMIGA
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
FLÁVIA CORDEIRO MARTINS

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA E DIMENSIONAMENTO DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE: ESTUDO DE CASO**

FORMIGA – MG
2016

FLÁVIA CORDEIRO MARTINS

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA E DIMENSIONAMENTO DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE: ESTUDO DE CASO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Instituto Federal de Minas Gerais como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Renan Souza Moura

FORMIGA – MG

2016

FLÁVIA CORDEIRO MARTINS

**ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA E DIMENSIONAMENTO DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE: ESTUDO DE CASO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Instituto Federal de Minas Gerais como requisito
para obtenção do título de Bacharel em Engenharia
Elétrica.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Renan Souza Moura
Orientador

Prof. Dr. Francisco de Sousa Júnior
Avaliador

Eng. Eletricista Fabiano José Rodrigues
Avaliador

Eng. Civil Salomão Chicre Silva
Avaliador

Formiga, 23 de Novembro de 2016.

Martins, Flávia Cordeiro
621.3 Análise de viabilidade econômica e dimensionamento de um sistema
M379a fotovoltaico conectado à rede: estudo de caso / Flávia Cordeiro Martins.--
Formiga : IFMG, 2016.
82p. : il.

Orientador: Dr. Renan Souza Moura
Trabalho de Conclusão de Curso – Instituto Federal de
Minas Gerais – *Campus* Formiga.

1.Sistema fotovoltaico. 2.Microgeração distribuída. 3. Viabilidade econômica. I. Título.

CDD 621.3

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço à Deus por me dar forças e saúde para enfrentar todos os desafios desta caminhada. Aos meus pais Olávio e Maria Aparecida pelo apoio incondicional nas minhas escolhas e ao longo da graduação.

Ao meu orientador Dr. Renan Souza Moura, pelo conhecimento passado, presteza e atenção ao longo deste trabalho e formação acadêmica.

A Metalúrgica Amapá, pela disponibilidade para a realização deste trabalho e por fornecer todas as informações solicitadas.

Ao IFMG e seus profissionais que foram peças importantes para minha formação. Em especial à Professora Mariana Guimarães dos Santos, minha orientadora de estágio, foi muito importante na minha formação.

A todos os colegas e amigos em especial a T3, pelos momentos de alegria e tristeza durante o curso, foram essenciais nesta caminhada.

RESUMO

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao IFMG – Campus Formiga. Apresenta um estudo que busca maneiras de diversificar a matriz energética de uma indústria ao propor a utilização da geração fotovoltaica baseado na resolução normativa de N° 687/2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que propõe a regulamentação da minigeração e microgeração distribuída, possibilitando a redução dos gastos com energia elétrica por meio do sistema de compensação de energia. Para tanto efetuou-se um estudo de caso e propôs-se um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. Também realizou-se um estudo de viabilidade econômica ao longo de 25 anos, onde analisou-se a atratividade do investimento. Os resultados não mostraram-se atrativos para este estudo de caso.

Palavras chave: Sistema Fotovoltaico. Microgeração distribuída. Viabilidade econômica.

ABSTRACT

Conclusion course work presented to the IFMG – Campus Formiga. It presents a study which seeks ways to diversify the energy structure of a facility to propose the use of solar photovoltaic generation based in the normative resolution n. 687/2015 from the National Agency of Electrical Energy (ANEEL), which proposes the regulation of the distributed mini and microgeneration, enabling the reduction of energy expenses by using an energy compensation system. Therefore, it was performed a case study and proposed a photovoltaic system connected to the network. It was conducted a study of economic viability over 25 years as well, in which the investment attractiveness was analyzed. The results did not show up attractive for this case study.

Key words: photovoltaic system, distributed microgeneration, economic viability.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
AC/CA	Corrente Alternada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
CEPEL	Centro de Pesquisa em Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
COPOM	Comitê de Política Monetária
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito
DC/CC	Corrente Contínua
DPS	Dispositivo de Proteção de Surtos
DSV	Dispositivo de Seccionamento Visível
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FP	Fator de Potência
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
HFP	Horário Fora de Ponta
HSP	Horas de Sol Pleno
IEC	International Electrotechnical Commission
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT / SPPM	Maximum Power Point Tracker / Seguidor do Ponto de Potência Máxima
MPP	Ponto de Máxima Potência
MT	Média Tensão
NBR	Norma Brasileira
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional
PVC	Policloreto de Vinila
Radiasol	Software desenvolvido pelo Laboratório de Energia Solar – UFRGS
RN	Resolução Normativa
VPL	Valor Presente Líquido
TD	Taxa de Desempenho
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
SFV	Sistema Fotovoltaico
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SWERA	Solar and Wind Energy Resource Assessment

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - TARIFA DE ENERGIA CONVENCIONAL VERSUS CUSTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM OUTUBRO DE 2015.	15
FIGURA 2 - MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA EM 2015.....	16
FIGURA 3 - IRRADIAÇÃO SOLAR NO BRASIL PARA O PLANO INCLINADO.	18
FIGURA 4 - MAPA BRASILEIRO DE RADIAÇÃO SOLAR NO PLANO INCLINADO.	23
FIGURA 5 - MAPA DE IRRADIAÇÃO SOLAR GLOBAL EUROPEU MÉDIA ANUAL.	24
FIGURA 6 - BANDAS DE ENERGIA NOS MATERIAIS: (A) CONDUTORES, (B) SEMICONDUTORES E C) ISOLANTES	25
FIGURA 7 - REPRESENTAÇÃO DO CIRCUITO BÁSICO DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	25
FIGURA 8 - PRINCÍPIO BÁSICO DO SISTEMA CONECTADO À REDE.	26
FIGURA 9 – SIMBOLOGIA MÓDULO FOTOVOLTAICO	27
FIGURA 10 - ARRANJO DE MÓDULOS EM SÉRIE.....	28
FIGURA 11 - CONEXÃO DE MÓDULOS EM PARALELO.	28
FIGURA 12 – PROTEÇÃO DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS POR MEIO DOS DIODOS BY-PASS E DIODOS DE BLOQUEIO.	29
FIGURA 13 - CURVA CARACTERÍSTICA I_xV E P_xV DAS CÉLULAS	29
FIGURA 14 - EFEITOS CAUSADOS POR: A) IRRADIÂNCIA SOLAR. B) TEMPERATURA.....	31
FIGURA 15 - CLASSIFICAÇÃO DOS TIPOS DE TELHADO E INDICAÇÃO DE FIXAÇÃO.	32
FIGURA 16 - ESTRUTURAS DE SUPORTE EM TELHADOS INCLINADOS.	33
FIGURA 17 - SÍMBOLO ELÉTRICO INVERSOR.....	33
FIGURA 18 - VISTA PANORÂMICA DA METALÚRGICA AMAPÁ.	40
FIGURA 19 - VISTA DO ESTACIONAMENTO EM FRENTE À EMPRESA.	41
FIGURA 20 - PLATAFORMA DO RADIASOL.....	42
FIGURA 21 - BASE DE DADOS SWERA	43
FIGURA 22 - PLACA CSP265-P DA FABRICANTE CANADIAN SOLAR	46
FIGURA 23 - ÁREA ESCOLHIDA PARA INSTALAÇÃO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS.....	47
FIGURA 24 - EXEMPLO DE CONEXÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.	52
FIGURA 25 – CONEXÃO DA CENTRAL GERADORA INTERLIGADA POR MEIO DE	58
FIGURA 26 - DIAGRAMA UNIFILAR DA PLANTA DE GERAÇÃO.	58

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 - TRAJETÓRIA ANUAL DE REDUÇÃO DOS CUSTOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	17
GRÁFICO 2 - CONSUMO FINAL DE ENERGIA ELÉTRICA POR SETOR EM 2015.	19

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - CUSTOS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA ENTRE CONSUMIDORES.....	19
TABELA 2 - NÍVEIS DE TENSÃO PARA CONEXÃO DE CENTRAIS GERADORAS.	36
TABELA 3 - PROTEÇÕES MÍNIMAS EM FUNÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA.....	37
TABELA 4 - DADOS DE IRRADIAÇÃO SOLAR PARA CLÁUDIO.....	42
TABELA 5 - MÉDIA MENSAL DE IRRADIAÇÃO SOLAR.....	43
TABELA 6 - DEMONSTRATIVO DO CONSUMO DE ENERGIA.....	45
TABELA 7 - COMPARAÇÃO ENTRE ALGUNS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	46
TABELA 8 - PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DO PAINEL CS6P-265P.....	47
TABELA 9 - CARACTERÍSTICAS DO INVERSOR ESCOLHIDO.....	49
TABELA 10 - COEFICIENTES DE TEMPERATURA DO MÓDULO FV.	49
TABELA 11 - DIMENSIONAMENTO DO DIÂMETRO DO ELETRODUTO.....	55
TABELA 12 - PERDAS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE.	59
TABELA 13 - GERAÇÃO FOTOVOLTAICA ESPERADA ANUALMENTE.	60
TABELA 14 - ESPECIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS E PREÇO.	61
TABELA 15 - PROJEÇÃO PARA O IPCA.....	63
TABELA 16 - PAYBACK DO ESTUDO DE CASO REALIZADO.....	64
TABELA 17 - ESTIMATIVA DO VPL E TIR - TAXA DE DESCONTO IGUAL A 14,15%.	65
TABELA 18 - ESTIMATIVA DO VPL E TIR - TAXA DE DESCONTO IGUAL A 8,64%.	65
TABELA 19 - ESTIMATIVA DO VPL E TIR - TAXA DE DESCONTO IGUAL A 14%.	66

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	13
1.1	Problemas	15
1.2	Justificativa	18
1.3	Hipótese	20
1.4	Objetivos.....	20
1.4.1	Objetivo Geral.....	20
1.4.2	Objetivos específicos	20
1.5	Estrutura do Trabalho	21
2	CONCEITOS BÁSICOS.....	22
2.1	Energia Solar	22
2.2	Células Fotovoltaicas	24
2.3	Sistemas Fotovoltaicos.....	26
2.4	Componentes Básicos dos Sistemas Fotovoltaicos	27
2.4.1	Módulo fotovoltaico	27
2.4.2	Estrutura de fixação dos módulos	31
2.4.3	Caixa de junção.....	33
2.4.4	Inversor.....	33
2.4.5	Dispositivos de Proteção.....	34
2.4.5.1	Disjuntor	34
2.4.5.2	Dispositivos de Proteção de Surtos – DPS	35
2.4.6	Medidor de Energia Bidirecional	35
2.5	Regulamentação e Normas de Acesso	35
2.6	Viabilidade Financeira	38
3	METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO E PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO	40
3.1	Avaliação do Espaço Físico da Instalação	40
3.2	Avaliação do Potencial Energético Solar	41
3.3	Dimensionamento da Instalação.....	44
3.3.1	Cálculo do Consumo diário.....	44
3.3.2	Escolha do Módulo Fotovoltaico	46
3.3.3	Ângulo de Inclinação de instalação dos Módulos	47
3.3.4	Cálculo dos Módulos Fotovoltaicos.....	48

3.3.5	Cálculo do Inversor	48
3.3.6	Configuração do Sistema	50
3.3.7	Dimensionamento dos Cabos.....	51
3.3.7.1	Cabos CC.....	52
3.3.7.2	Cabos CA.....	53
3.3.8	Eletrodutos	54
3.3.9	Componentes de Proteção.....	55
3.3.9.1	Disjuntor DC.....	55
3.3.9.2	Dispositivo de Proteção de Surto.....	56
3.3.9.3	Disjuntor AC.....	56
3.3.10	Medidor de Energia	57
3.4	Perdas no Sistema	59
3.5	Geração esperada	59
4	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA	61
4.1	Payback	62
4.2	Taxa Mínima de Atratividade	62
4.3	VPL	62
4.4	TIR	63
4.5	Análise dos Resultados	63
5	CONCLUSÃO	69
	REFERÊNCIAS	71
	APÊNDICE A – CONSUMO DIÁRIO DAS LÂMPADAS	75
	ANEXO A – ESPECIFICAÇÕES DO PAINEL SOLAR.....	78
	ANEXO B – ESPECIFICAÇÕES DO INVERSOR FRONIUS.....	79
	ANEXO C - TABELA PARA DIMENSIONAMENTO DOS CABOS - 0,6/1kV.....	80
	ANEXO B - TABELA PARA DIMENSIONAMENTO DOS CABOS - 750V.....	81
	ANEXO D - PLANTA BAIXA DA EMPRESA	82

1 INTRODUÇÃO

A questão energética e ambiental tem influenciado nas mudanças da matriz de energia mundial. Primeiramente porque a disposição eficiente e confiável de energia são essenciais para o desenvolvimento econômico de um país, e segundo porque vários desastres ecológicos estão relacionados com o suprimento de energia. Diante destas questões é de grande importância buscar um modelo de desenvolvimento sustentável que vise diminuir os impactos ambientais e satisfaça as necessidades energéticas. Dessa forma, o uso maciço de recursos primários renováveis é ressaltado como solução na construção deste modelo (REIS & SANTOS, 2014).

Arelado ao conceito de desenvolvimento sustentável, a geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis de energia apresenta fortes vantagens sobre as fontes convencionais, pois quando usadas corretamente não causam impactos ao ambiente e a sociedade. Entre as fontes renováveis existentes, a energia fotovoltaica tem sido vista como uma fonte bastante promissora em razão da sua rápida expansão e redução de custos, além do fato de não emitir poluentes durante sua operação. Países como Alemanha, Itália, Espanha por exemplo, se destacaram na inserção da energia fotovoltaica em suas matrizes elétricas, graças aos incentivos políticos e subsídios fornecidos por seus governos. O Brasil apresenta melhores condições de irradiação solar que nestes países, mas ainda carece de incentivos políticos e investimentos para aumentar a inserção da energia fotovoltaica na matriz elétrica do país (ABINEE, 2012).

A publicação da Resolução Normativa nº 482, em 17 de abril de 2012, pela ANEEL, representou grande avanço para regulamentação e acesso de microgeração e minigeração distribuída (geração distribuída) aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia (*net metering*), permitindo que todo usuário da rede elétrica possa se tornar produtor de energia (NAKABAYASHI, 2015).

A Geração Distribuída (GD) é conhecida como a produção de energia elétrica próximo ao consumo. O termo GD contrapõe a ideia de geração centralizada de energia, que é o formato adotado pela maioria dos setores energéticos, caracterizado por extensas linhas de transmissão e complexas redes de distribuição. No artigo 14 do Decreto nº 5.163/04 a GD é definida pela produção de energia elétrica originária de empreendimentos de permissionários, concessionárias ou autorizados, que são conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do consumidor (ZILLES et al., 2012).

Dentre as diversas vantagens a GD permite que a matriz energética seja expandida com tecnologias limpas e renováveis, e ainda com baixo impacto ambiental. O desenvolvimento

tecnológico proporcionou o aproveitamento energético do sol, do vento, da biomassa, do hidrogênio entre outros, viabilizando que estas fontes de energias fossem melhor aproveitadas e permitindo que fossem inseridas na matriz energética mundial.

O foco do presente trabalho é na geração distribuída de energia fotovoltaica, considerada como solução e alternativa de energia renovável, que pode ser facilmente instalada às edificações de diversas formas, em telhados, coberturas e fachadas, ou mesmo no solo.

Além de fácil adaptação ao local de instalação, a localização intertropical do nosso país é bastante favorável para a utilização da tecnologia fotovoltaica, com boa radiação solar na maior parte do território brasileiro, adicionado ao fato de que na proximidade da linha do equador tem-se pouca variação na incidência solar ao longo do ano (EPE, 2016).

Contudo a maior dificuldade desta tecnologia atualmente é o alto custo das células e módulos fotovoltaicos, principais componentes desta tecnologia, comparadas com outras fontes de energia. Para driblar esta barreira, programas de incentivo devem ser oferecidos pelo governo, como ocorre no plano internacional. Na Alemanha, Japão e outros países europeus os incentivos foram direcionados ao desenvolvimento tecnológico e industrial em aplicações de uso residencial (GTES, 2014).

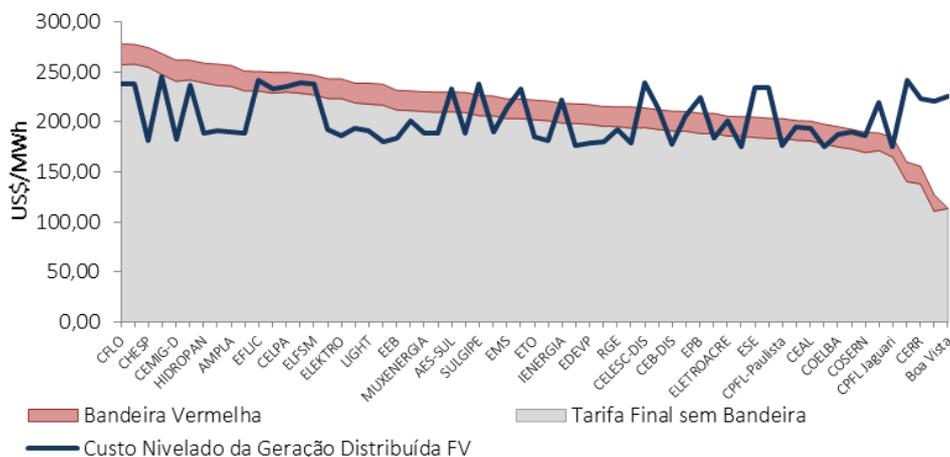
Em mais de 50 países, as tarifas prêmio são formas de incentivos aos produtores de energia, onde são oferecidos um preço mais elevado por MWh produzido no caso da geração fotovoltaica, com intuito de incentivar maiores investimentos nesta tecnologia e consequentemente redução dos custos de geração desta fonte. Na Europa, este incentivo tem sido muito utilizado em países como Itália, França, Reino Unido, Espanha, entre outros. (ABINEE, 2012). No Brasil, houveram recentes avanços obtidos por incentivos do Ministério de Minas e Energia por meio das portaria nº 226/2013 e nº 300/2013, que incluem a fonte solar nos leilões de energia em 2013, possibilitando esta fonte competir igualmente com outras fontes, como térmicas e eólicas, na modalidade “por disponibilidade”, mas não obteve êxito por terem custos mais elevados. Foi então que em 2014, através da portaria nº 236/2014, foram definidas melhores condições para os projetos fotovoltaicos, definindo a competitividade entre si, ou seja, não há competição com outras fontes (EPE,2014).

Embora tenhamos conseguido alguns avanços por parte do governo, em qualquer processo de difusão de inovações, a aceitação é pequena no início, como é o caso da regulamentação da geração distribuída no Brasil em 2012, mas a aceitação e adoção dos sistemas tem crescido sustentavelmente, à medida que o conhecimento é disseminado à população e que há viabilidade econômica do investimento. Houve em 2015 um processo de revisão da REN 482/2012, que deu origem a REN 687/2015, a qual começou a vigorar em

Março de 2016. Esta resolução modificou os limites de potência da micro e minigeração, criou mecanismos de compartilhamento de geração, e reduziu o prazo de respostas das distribuidoras (EPE,2016).

As resoluções normativas colaboraram para o aumento da procura e oferta de sistemas fotovoltaicos. Houve ainda a adoção em alguns estados brasileiros ao convênio ICMS 16 de 22 de Abril de 2015, que concede a isenção sobre a circulação de energia elétrica faturada no sistema de compensação de energia tratado na REN 482/2012, ou seja, os créditos de energia gerados pelo sistema fotovoltaicos da unidade consumidora ficam isentos de ICMS. Desta forma, a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede se torna mais atrativa, e incentiva novos consumidores à adotarem a geração distribuída em geral. A Figura 1 mostra a atratividade financeira da geração fotovoltaica versus a tarifa convencional de energia das distribuidoras no Brasil. Nota-se que o investimento é atrativo em mais da metade do país, sem considerar a bandeira tarifária. E quando considerada a bandeira tarifária vermelha, aumente-se a viabilidade do investimento.

Figura 1 - Tarifa de energia convencional versus custo da geração distribuída fotovoltaica em outubro de 2015.



Fonte: EPE, 2016.

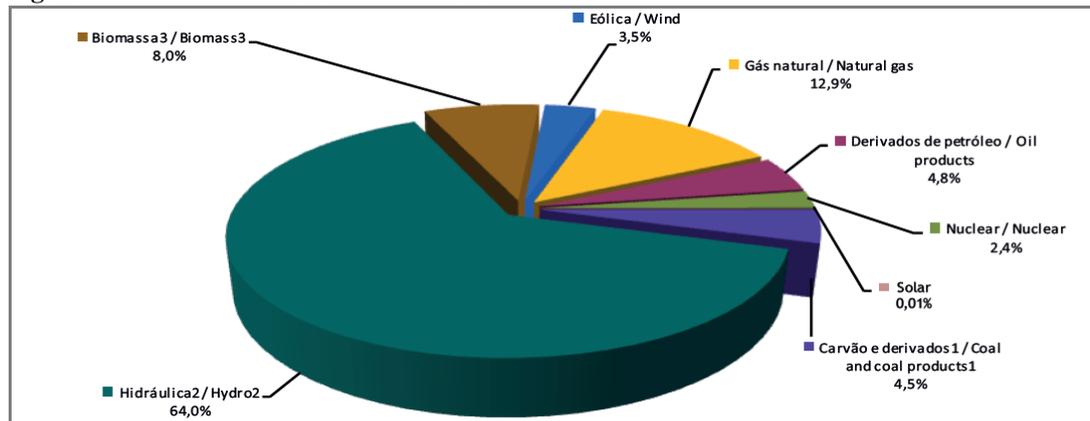
1.1 Problemas

O desenvolvimento sustentável é aquele que atende às necessidades do presente sem comprometer as necessidades das gerações futuras. Com esta perspectiva, a utilização de fontes de energia renováveis merecem consideração.

A Figura 2 apresenta a geração de energia elétrica no Brasil tendo 2015 como ano base; nota-se o peso da geração de energia elétrica pelas fontes renováveis com 75,5% da matriz

elétrica do país, e a energia hidráulica com a maior participação entre todas as fontes com 64,0% (MME/EPE, 2016). Contudo, o principal problema dessa fonte energética é a vulnerabilidade do sistema em períodos de estiagem irregulares, causando transtornos à população como a falta e racionamento de água e energia.

Figura 2 - Matriz Elétrica brasileira em 2015.



Fonte: MME/EPE, 2016.

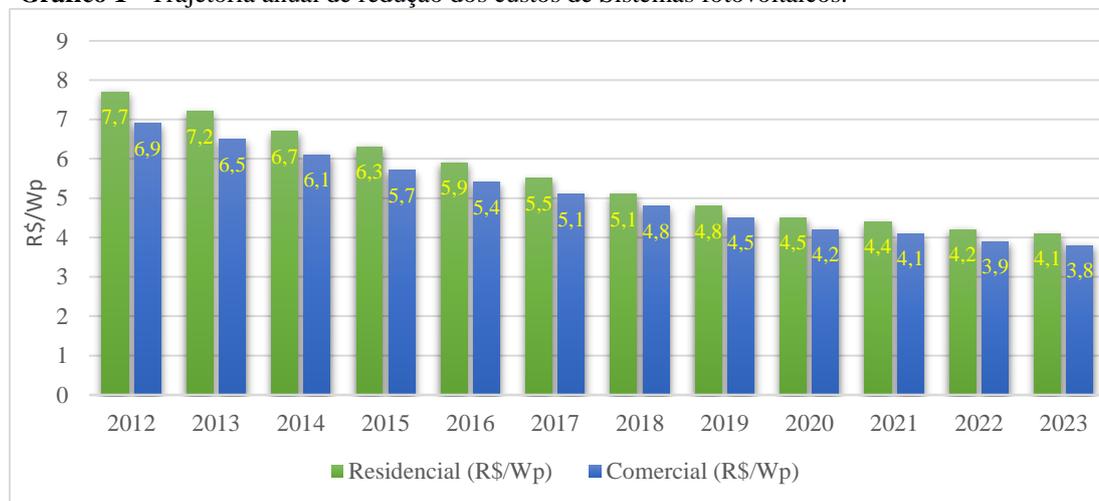
Segundo MOLINA JR & ROMANELLI (2015) a questão das fontes de energia é um problema a ser equacionado, pois a queima de combustíveis fósseis, associada ao aumento da industrialização e urbanização, tem causado um desequilíbrio nas condições climáticas do planeta e provado a elevação da temperatura atmosférica. Este problema ainda traz preocupações com a possibilidade do esgotamento das reservas mundiais das fontes convencionais de energia, colocando em risco o desenvolvimento econômico sustentável da produção e consumo atual.

As fontes alternativas de energia são um caminho para enfrentar estas dificuldades. A energia solar fotovoltaica tem se apresentado como alternativa de geração viável principalmente aos consumidores residenciais, que pagam mais caro pela tarifa de energia elétrica em relação aos consumidores industriais, e ainda podem gerar energia equivalente ao seu consumo total. Para o setor industrial, que possui maior densidade de carga que o residencial, estudos adicionais devem ser realizados para avaliar o potencial de geração frente ao consumo, visto que o sistema de compensação de energia regulamentado limita a capacidade de instalação fotovoltaica à demanda de energia contratada (EPE, 2016). Apesar dos incentivos do governo em relação a geração de energia fotovoltaica, o país sofre com as restrições impostas pelas políticas de geração, onde não é permitido a venda da energia gerada pela micro e minigeração, como já ocorre em diversos países (JOÃO, 2016).

Na visão da CEMIG (2012) as dificuldades da difusão da Geração Distribuída de energia está relacionada principalmente na administração das funções de distribuição e comercialização da energia gerada, sendo necessária uma complexa regulamentação que seja eficiente para atender todos os sistemas. O aumento dos preços do fornecimento de energia a partir da geração centralizada é outro fator que atinge o desenvolvimento da Geração Distribuída, e pode ser amenizado com incentivos do governo pela visão da CEMIG.

Além disso, um dos principais desafios da expansão da produção de fotovoltaica está relacionado aos custos, que mesmo sendo menores que no passado, ainda são maiores que as principais alternativas de geração centralizada (EPE, 2016). Por isso, é necessária a criação de incentivos para o desenvolvimento desta tecnologia que favoreça a redução dos preços dos módulos fotovoltaicos e inversores e aumente o volume de vendas (JÚNIOR, 2005). É esperada nos próximos anos a redução destes custos como mostra a perspectiva apresentada por EPE (2014). O custo do sistema fotovoltaico em 2012 foi estimado em R\$7,7/Wp, e tendo este valor como referência foi traçada a trajetória linear da redução dos custos até 2023, apresentado no Gráfico 1.

Gráfico 1 - Trajetória anual de redução dos custos de Sistemas fotovoltaicos.



Fonte: Adaptado de EPE, 2014.

Como motivação deste trabalho, pode-se apontar a utilização da energia solar como fonte promissora de alternativa energética com mínimo impacto ambiental na matriz energética, além de ser renovável e possibilitar a geração de energia no próprio local de consumo. Neste trabalho será realizado um estudo da implantação e viabilidade econômica de um sistema conectado à rede em uma metalúrgica na cidade de Cláudio (MG). Este estudo visará atender a

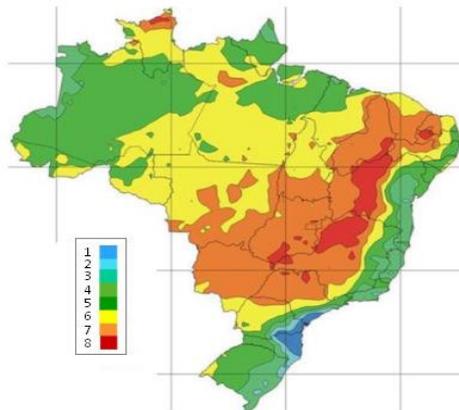
uma demanda parcial, tomando como base a energia consumida diariamente pelas cargas de iluminação da empresa.

1.2 Justificativa

Comparado à outros países, principalmente os europeus, a disseminação e a utilização dessa fonte de energia é superior ao Brasil, esse fato deve-se ao amplo incentivo político dos governos destes países, que investiram em pesquisa e tecnologias para o melhor aproveitamento da energia solar. A Alemanha e Itália até 2012 possuíam 32 GWp e 16 GWp de potência instalada, respectivamente, sendo destaques no mercado de módulos fotovoltaicos, ressaltando que na Europa estão instalados aproximadamente 74% da produção mundial (GTES, 2014).

Minas Gerais é apontado como o estado com maior número de instalações de micro e minigeradores fotovoltaicos instalados no país de acordo com EPE (2016). Este resultado mostra a grande potencialidade de geração FV no estado mineiro justificado pela localização de boa irradiação solar, com mostra o mapa da Figura 3, onde pode-se verificar as médias anuais de irradiação solar em kWh/m² no território brasileiro.

Figura 3 - Irradiação Solar no Brasil para o plano inclinado.



Fonte: EPE, 2012.

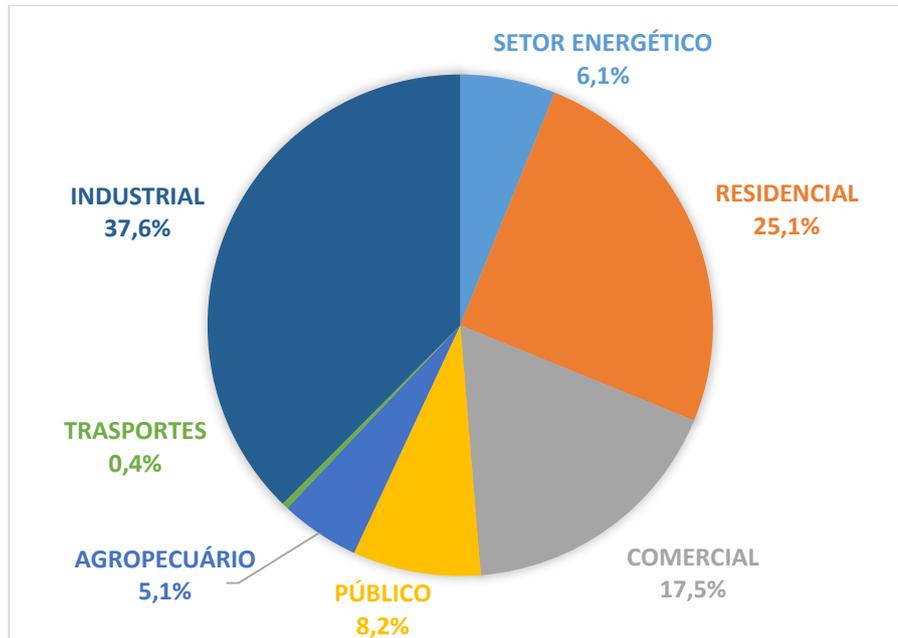
Um estudo realizado pelo EPE (2012) para determinação dos custos da geração distribuída aplicado a consumidores residenciais, comerciais e industriais, considerando as despesas de investimento e operacionais durante a vida útil da instalação, apontou o setor industrial como o mais competitivo para investimentos na geração fotovoltaica como mostra a Tabela 1:

Tabela 1 - Custos de geração fotovoltaica entre consumidores.

Aplicação	Potência (kWp)	Investimento inicial (R\$ mil)	Custo nivelado de geração (R\$/MWh)
Residencial	5	38	602
	10	69	541
Comercial	100	591	463
Industrial	1.000	5.185	402

Fonte: EPE, 2012.

A importância deste estudo justifica-se em disseminar o uso da energia solar fotovoltaica em todos os setores, ou seja, não ficando restrito somente às instalações residenciais e comerciais, como é bastante visto. O setor industrial é o que mais consome energia elétrica no Brasil, cerca de 37,6% do consumo total do país como mostra o Gráfico 2, de acordo com o balanço energético nacional referente ao ano de 2015 publicado pelo MME/EPE (2016). Partindo desta premissa, este estudo busca demonstrar se é viável ou não, a aplicação da tecnologia fotovoltaica neste setor, tomando como referência para estudo de caso, uma metalúrgica de médio porte localizada em Minas Gerais.

Gráfico 2 - Consumo final de energia elétrica por setor em 2015.

Fonte: Adaptado de MME/EPE, 2016.

A Metalúrgica Amapá foi fundada em 1984 na cidade de Cláudio em Minas Gerais, atuando no ramo de fabricação de móveis em aço, como estantes, armários, roupeiros, gôndolas, e outros. Será analisado neste trabalho a possibilidade de distribuir os módulos fotovoltaicos na área dos telhados da empresa, que conta com uma área construída de 21.000 m².

A Metalúrgica Amapá tem intenção de utilizar a planta de geração fotovoltaica para trazer um marketing de sustentabilidade à empresa frente aos seus clientes, e como forma alternativa de redução de gastos com energia elétrica, não tendo como objetivo inicial suprir toda demanda de energia, que atualmente é de 600 kW, apenas produzir energia equivalente ao consumo das cargas de iluminação, que hoje representa cerca de 9% do consumo diário de todas as cargas.

1.3 Hipótese

Foi feita a coleta de dados na empresa e encontrou-se um consumo médio diário das cargas de iluminação igual a 317,341 kWh/dia. Questiona-se a viabilidade econômica para implantação de uma central de microgeração distribuída fotovoltaica para suprir esta demanda. Será que é viável? O custo dos investimentos será pago ao longo de sua vida útil? Qual o tempo de retorno para este investimento? Comparado à outros investimentos financeiros, este projeto apresenta atratividade econômica?

Para responder estas questões, é realizado um estudo que avaliará as principais condições necessárias para sua implantação, bem como, os níveis de irradiação solar no local, a área ocupada e a escolha para instalação dos componentes, obedecendo às normas regulamentadoras, e visando obter o melhor aproveitamento energético possível. O custo dessa implantação será avaliado por meio de métodos de análise de viabilidade econômica praticados para este tipo de projeto.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo Geral

Apresentar a metodologia de projeto e dimensionamento por meio de um estudo de caso e avaliar a viabilidade de geração de eletricidade pela energia solar fotovoltaica para suprir parte da demanda de um estabelecimento industrial.

1.4.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos propostos neste projeto são:

a) Propor um sistema de geração de energia fotovoltaica conectado à rede para atender uma demanda parcial da Metalúrgica Amapá, que atenda ao consumo equivalente das cargas de iluminação, por meio do sistema de compensação de energia.

b) Dimensionar e especificar os componentes do sistema fotovoltaico: Módulo fotovoltaico, inversor Grid Tie, cabos, eletrodutos e dispositivos de proteção.

c) Avaliar o potencial de radiação solar do local a ser implantado o sistema de geração fotovoltaico.

d) Avaliar a viabilidade técnico-econômica do sistema como um todo, e verificar o payback, VPL e TIR do investimento necessário.

1.5 Estrutura do Trabalho

Este trabalho é formado por cinco capítulos, sendo que o primeiro apresenta uma visão geral da geração distribuída fotovoltaica, bem como motivação e justificativa da escolha do tema, hipótese, objetivo geral e específicos.

O segundo capítulo traz a fundamentação teórica sobre a energia Solar, os conceitos básicos necessários para entender como funciona um sistema fotovoltaico conectado à rede e principais características dos componentes que integram este tipo de sistema, e por fim as normas técnicas que possibilitaram a implantação destes sistemas no Brasil.

O terceiro capítulo apresenta além da avaliação dos recursos para implantação do sistema, será demonstrado o dimensionamento do projeto e dos componentes necessários para a geração solar FV conectado à rede. Será mostrado a geração fotovoltaica esperada considerando eventuais perdas que podem ocorrer no sistema e que minimizam a eficiência do gerador.

O quarto capítulo apresenta o estudo de viabilidade econômica, onde será levado em conta os custos de investimento do projeto, e calculados os indicadores econômicos que definirão a atratividade do projeto assim como o retorno financeiro esperado.

O quinto capítulo apresenta as conclusões obtidas, bem como sugestões para trabalhos futuros.

2 CONCEITOS BÁSICOS

Este capítulo apresenta uma abordagem geral sobre os principais componentes do sistema fotovoltaico conectado à rede. Primeiramente é preciso conhecer sua fonte de energia, o Sol. A eletricidade é obtida pela transformação da energia solar captada pelas células fotovoltaicas em energia elétrica. Para utilizar a energia gerada pelas células fotovoltaicas, são necessários um conjunto de equipamentos que vão formar o sistema fotovoltaico. Estes equipamentos são os módulos fotovoltaicos, inversores, cabos e dispositivos de proteção, os quais serão abordados ao longo deste capítulo. Ao final do capítulo é abordada as principais normas técnicas que regulamentaram a geração distribuída no Brasil, finalizando com conceitos básicos sobre viabilidade financeira.

2.1 Energia Solar

O Sol é a fonte da energia solar a Terra, e está localizado à $1,50 \times 10^{11}$ m da Terra, com diâmetro igual a $1,39 \times 10^9$ m (HODGE, 2011). Anualmente fornece para a atmosfera terrestre, $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia, o que é equivalente a 10000 vezes o consumo mundial de energia (CEPEL - CRESESB, 2008) .

A energia proveniente do Sol sob forma de onda eletromagnética é denominada Radiação Solar. Contudo apenas uma parcela da energia emitida pelo Sol atinge a superfície da Terra, esta radiação corresponde a 1×10^{18} kWh/ano (GREENPRO, 2004).

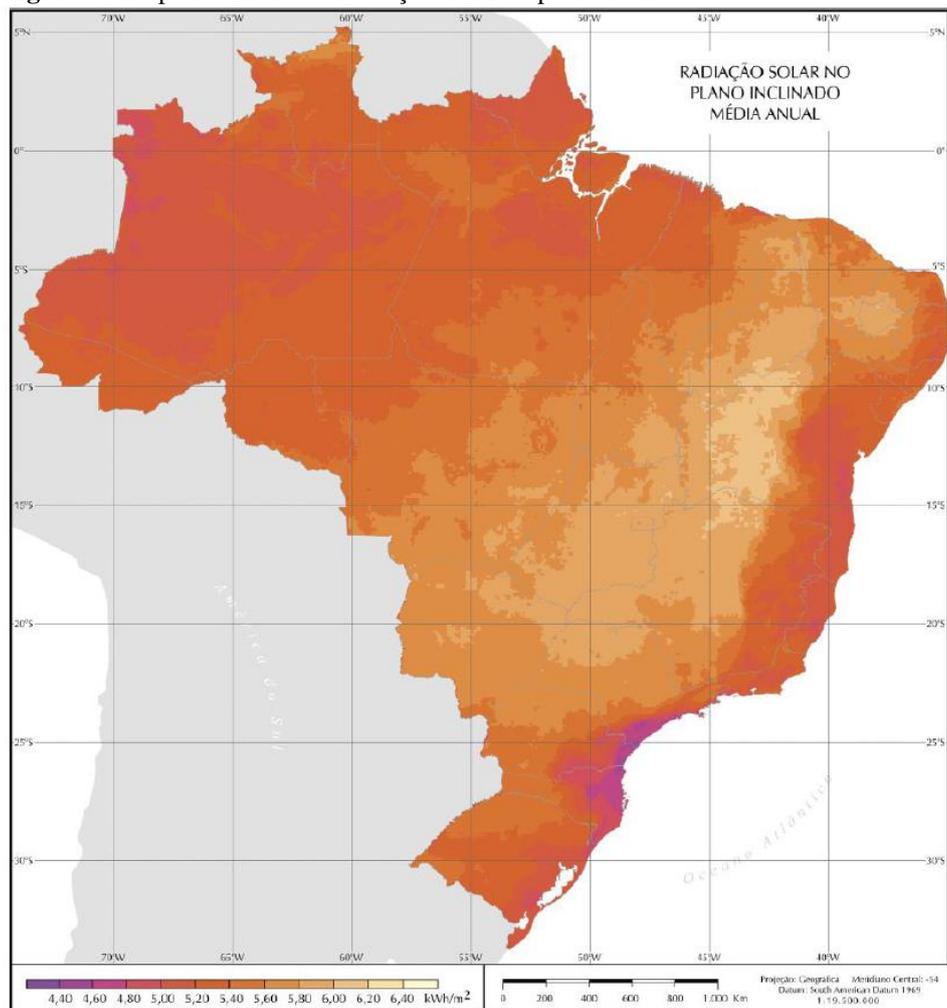
Esta energia pode ser aproveitada de duas formas: energia solar térmica e energia solar fotovoltaica. A energia solar térmica é caracterizada pela capacidade que um corpo tem em absorver, sob forma de calor, energia a partir da incidência de radiação solar sobre o mesmo (GTES, 2014). Esta energia normalmente é captada por coletores solares, que absorvem a energia do sol e aquecem outro fluido, como água e gases por exemplo.

A energia solar fotovoltaica é descrita pelo efeito fotovoltaico, resultado da conversão direta da luz em eletricidade por meio de células fotovoltaicas. Este efeito foi observado pela primeira vez em 1839 pelo físico francês Edmund Becquerel, que notou o aparecimento de uma tensão entre os eletrodos de uma solução de selênio, produzida pela absorção de luz (BRAGA, 2008).

O aproveitamento solar em um local é obtido pelo acúmulo de energia solar ao longo de um dia, que normalmente é expresso em número de horas que a radiação solar deve permanecer

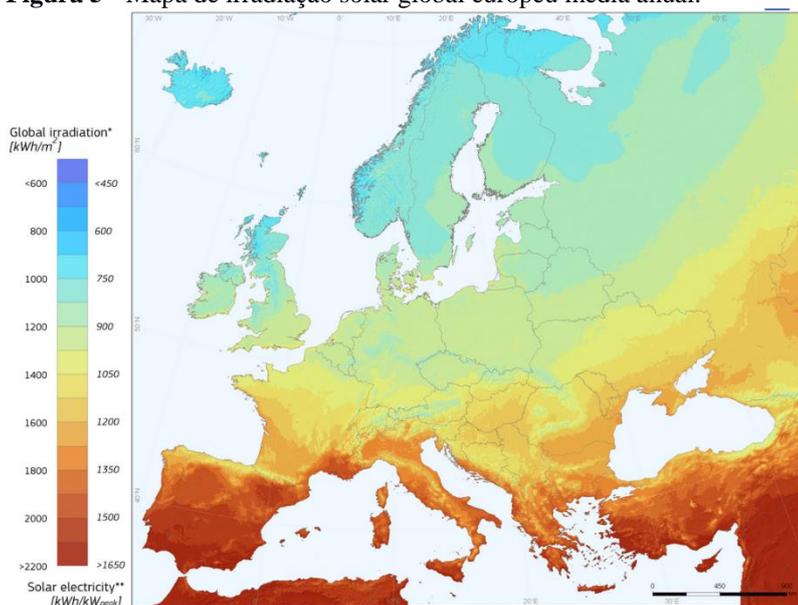
constante e igual a 1 kW/m^2 . O valor da irradiação solar necessária para suprir a demanda energética de um sistema fotovoltaico é calculado de acordo com o plano orientado na direção do Equador e com a inclinação igual a latitude (GTES, 2014). Pelo mapa apresentado na Figura 4 nota-se o grande potencial solar em todo território brasileiro. Em contrapartida o potencial dos países europeus apresentado na Figura 5 mostra-se inferior ao Brasil, porém nestes países a tecnologia fotovoltaica é amplamente difundida.

Figura 4 - Mapa Brasileiro de Radiação Solar no plano inclinado.



Fonte: PEREIRA et. al., 2016.

Figura 5 - Mapa de irradiação solar global europeu média anual.



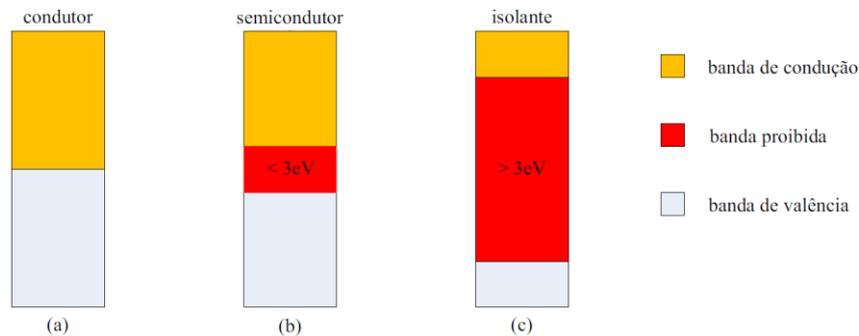
Fonte: PVGIS, 2012.

2.2 Células Fotovoltaicas

O aproveitamento da energia solar só é possível graças as células fotovoltaicas, descobertas por Becquerel (GTES, 2004). Elas são constituídas por materiais semicondutores e desenvolvidas para aproveitar o efeito fotovoltaico para produzir eletricidade (ZILLES et. al., 2012). O silício é o material mais comercializado na produção de células fotovoltaicas, pode ser disponibilizado na forma cristalina, policristalina ou amorfa.

O princípio de funcionamento da célula fotovoltaica consiste no efeito fotoelétrico, que gera tensão elétrica pela conversão da radiação solar pelas células fotovoltaicas. Os materiais semicondutores utilizados no processo de conversão, são caracterizados por possuírem uma banda de valência completamente preenchida por elétrons, e outra banda totalmente “vazia”, chamada de banda de condução. Entre as bandas de valência e condução, está a banda proibida representada por E_g , e nos materiais semicondutores pode atingir valores próximos a 3 eV (GTES, 2014), como mostra a Figura 6:

Figura 6 - Bandas de Energia nos materiais: (a) condutores, (b) semicondutores e (c) isolantes.



Fonte: GTES, 2014.

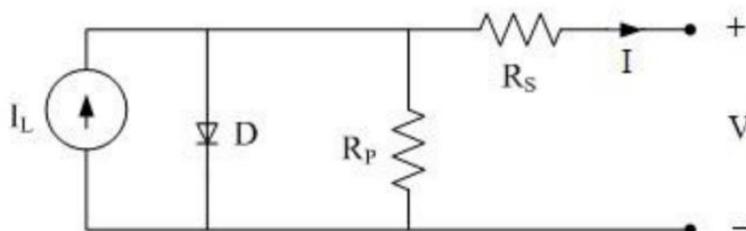
O silício (Si) puro possui 4 elétrons de valência que se ligam aos elétrons vizinhos para formar uma rede cristalina. Quando é adicionado fósforo (dopante tipo *n*) ao átomo de Si, este ficará com excesso de um elétron, enfraquecendo a ligação do átomo original, indo este elétron para banda de condução devido à pouca energia térmica envolvida na ligação. Se for adicionado ao Si um dopante tipo *p* (átomo de Boro), a ligação terá a falta de um elétron, conhecido como lacuna, para completar as ligações dos átomo de Si (SANTANA,2014).

Uma junção *pn* é formada se adicionar ao Silício puro em uma metade átomos de boro e na outra metade fósforo, este processo é conhecido como dopagem, onde impurezas são adicionadas a um átomo puro. Os elétrons e lacunas se recombinam, fazendo que um lado (*n*) fique mais positivo e do outro mais negativo (lado *p*), criando um campo elétrico permanente (CEPEL - CRESESB, 2008).

De acordo com CEPEL – CRESESB (2008), quando esta junção é exposta a fótons com energia maior que o gap, uma diferença de potencial aparecerá nos terminais desta junção devido ao deslocamento dos pares elétrons-lacuna. Se nos extremos da junção *pn* for conectado um fio, uma corrente elétrica circulará por este fio.

Desta forma, a célula fotovoltaica pode ser representada por uma fonte de corrente em paralelo com um diodo, por resistências em série e paralelo como mostra a Figura 7:

Figura 7 - Representação do circuito básico de uma célula fotovoltaica.



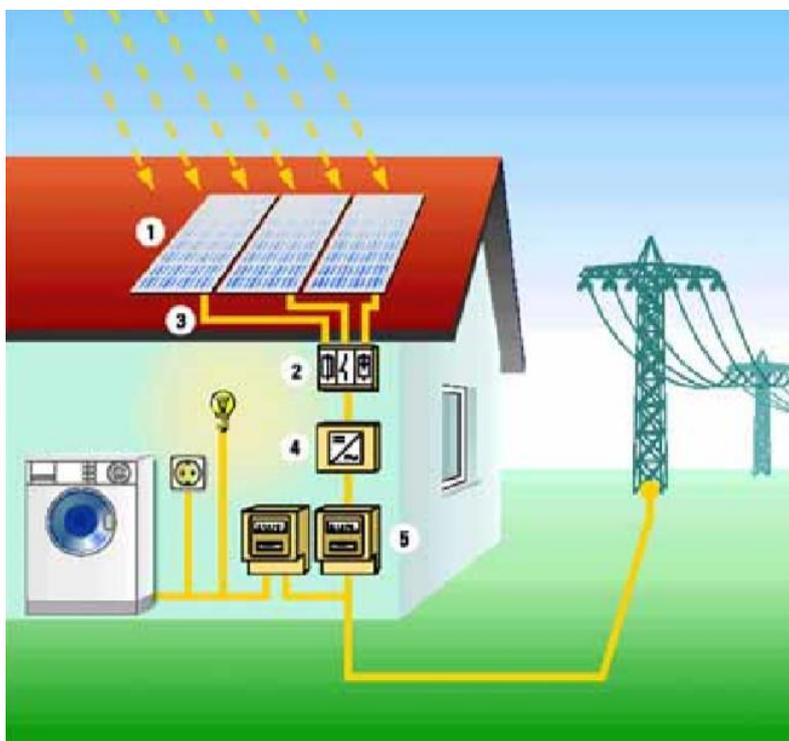
Fonte: GTES, 2014.

2.3 Sistemas Fotovoltaicos

O conjunto de equipamentos utilizados para o aproveitamento da energia solar em energia elétrica é denominado Sistema Fotovoltaico (SFV). São basicamente compostos de um bloco gerador (arranjos e módulos fotovoltaicos, cabeamentos), um bloco de condicionamento de potência (conversores, controlador de carga, dispositivos de proteção), e um bloco de armazenamento (baterias) para alguns casos (GTES, 2014). Os sistemas fotovoltaicos são classificados em isolados, híbridos e conectados à rede. Neste trabalho será dado enfoque especial aos sistemas conectados à rede.

Os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR), também conhecidos como sistemas *on-grid* ou *grid-tie* convertem a energia solar em energia elétrica, e esta é consumida diretamente pela carga ou injetada na rede de distribuição, não necessitando de armazenamento. É uma forma complementar ao sistema maior à que está conectado, onde a injeção de energia na rede é conseguida por meio de inversores. Seus principais componentes são: 1. Gerador fotovoltaico, 2. Caixa de junção (dispositivos de proteção), 3. Cabos DC, 4. Inversor, 5. Proteção e medidor de energia, como ilustrado na Figura 8.

Figura 8 - Princípio básico do sistema conectado à rede.



Fonte: GREENPRO, 2004.

Este sistema pode ser instalado em indústrias, comércios e residências, pois podem ser conectados paralelo à rede da concessionária e não necessitam de sistemas de armazenamento, portanto é o sistema que será adotado para este projeto. Os principais componentes do SFCR serão tratados separadamente na seção seguinte.

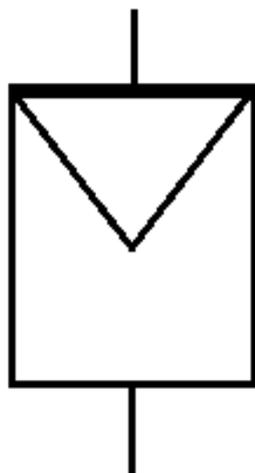
2.4 Componentes Básicos dos Sistemas Fotovoltaicos

Nesta seção serão apresentados os principais componentes do sistema fotovoltaico que serão dimensionados neste projeto, tais como: módulos fotovoltaicos, inversores e dispositivos de proteção.

2.4.1 Módulo fotovoltaico

A representação do símbolo elétrico dos módulos fotovoltaicos é mostrado na Figura 9.

Figura 9 - Simbologia Módulo Fotovoltaico.

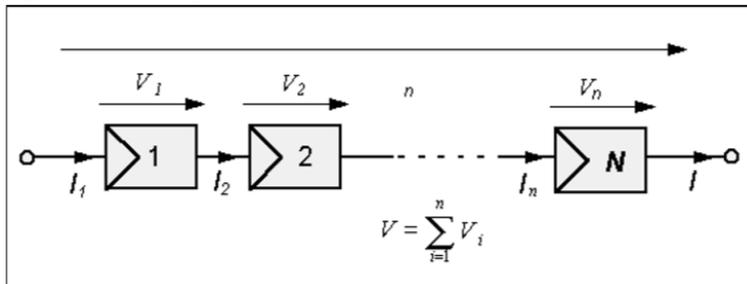


Fonte: Próprio autor.

Os módulos fotovoltaicos são formados pela conexão elétrica de um conjunto de células fotovoltaicas. O agrupamento de módulos é necessário para se obter a tensão e correntes necessária do projeto, formando um arranjo fotovoltaico. A ligação dos módulos pode ser série, paralelo, ou série-paralelo, essa configuração dependerá da tensão de utilização e da corrente elétrica desejada (BRAGA, 2008).

Na associação série, o terminal positivo de um módulo é ligado ao terminal negativo de outro. Nesta associação a corrente é igual para todos os módulos, e a tensão total é o resultado do somatório da tensão individual de cada módulo.

Figura 10 - Arranjo de módulos em série.



Fonte: CEPTEL – CRESESB, 2008.

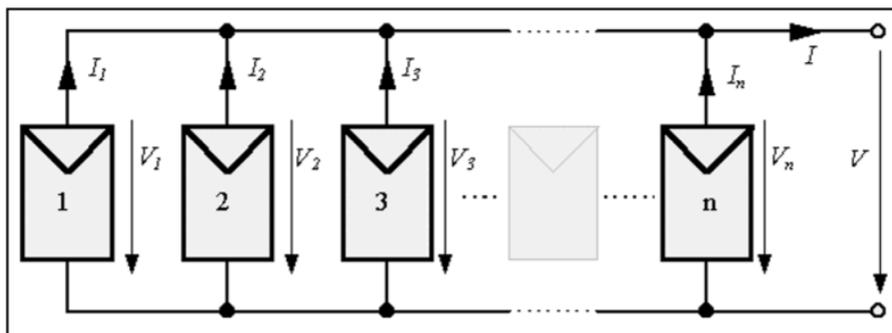
Pela Figura 10 obtém-se a equação da tensão (1) e corrente (2) em cada módulo:

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (1)$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (2)$$

Conectando-se os módulos em paralelo a tensão será igual em todos os pontos enquanto a corrente total é obtida pelo somatório das correntes produzidos por cada um. A conexão é feita interligando os terminais positivos de todos os módulos entre si, e da mesma forma conectando todos os terminais negativos dos módulos (GTES, 2014).

Figura 11 - Conexão de módulos em paralelo.



Fonte: CEPTEL – CRESESB, 2008.

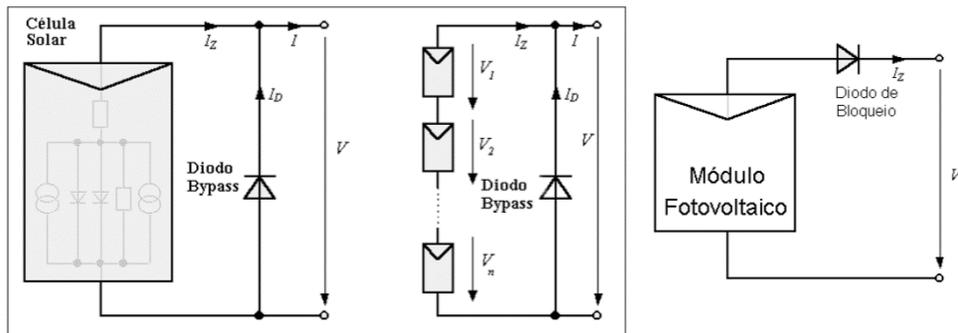
Pela Figura 11 obtemos as equações (3) e (4) para esta forma de arranjo:

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (3)$$

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (4)$$

Existem fatores externos que podem prejudicar o desempenho dos módulos solares. Uma célula encoberta por exemplo pode comprometer todo sistema, então para evitar possíveis danos recomenda-se um diodo de *by-pass*. O diodo *by-pass* permitirá a correntes indesejadas um caminho alternativo enquanto o diodo de bloqueio limitará a dissipação de calor em caso de células defeituosas (CEPEL - CRESESB, 2008). Os esquemas de ligação destes diodos é apresentado na Figura 12.

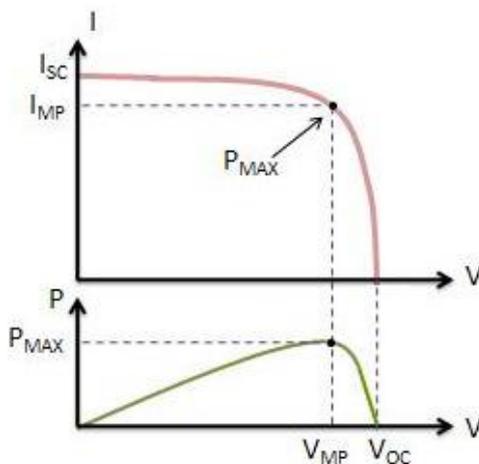
Figura 12 – Proteção das células fotovoltaicas por meio dos diodos *by-pass* e diodos de bloqueio.



Fonte: CEPEL – CRESESB, 2008.

As principais características elétricas dos módulos fotovoltaicos são observadas na curva corrente versus tensão ($I \times V$) e Potência versus Tensão ($P \times V$), um exemplo desta curvas é mostrada na Figura 13:

Figura 13 - Curva Característica $I \times V$ e $P \times V$ das células fotovoltaicas.



Fonte: EPE, 2012.

Estas características são disponibilizadas no manual do fabricante. ZILLES et. al. (2012) apresenta a definição das grandezas elétricas observadas nesta curva como:

- Tensão de Circuito Aberto (V_{OC}): a tensão máxima que pode ser produzida por uma célula fotovoltaica, quando não há carga conectada a célula, e conseqüentemente não há circulação de corrente.
- Corrente de Curto Circuito (I_{SC}): máxima corrente medida na célula fotovoltaica quando a tensão elétrica em seus terminais é zero, ou seja quando os terminais da célula estão no mesmo nível de referência (curto-circuitados).
- Ponto de Potência máxima (P_{Max}): máxima potência alcançada em condições determinadas de iluminação e temperatura ideais da célula para a carga, é atingida no “joelho” da curva (I x V) onde ocorre os máximos de corrente (I_{MP}) e tensão (V_{MP}). Os valores de corrente (I_{MP}) e tensão (V_{MP}), são estimados com base em I_{SC} e V_{OC} :

$$I_{MP} \approx (0,85 - 0,95) \times I_{SC} \quad (5)$$

$$V_{MP} \approx (0,75 - 0,90) \times V_{OC} \quad (6)$$

Além das características vistas na curva, o Fator de Forma e a eficiência são encontradas a partir das grandezas relacionadas acima.

- Fator de Forma (FF): representado pela razão entre a máxima potência da célula e do produto da corrente de curto circuito com a tensão de circuito aberto. A equação do Fator de Forma é dada por:

$$FF = \frac{V_{MP}I_{MP}}{V_{OC}I_{SC}} \quad (7)$$

- Eficiência (η): É definida pela capacidade de conversão de energia solar em energia elétrica pelas células fotovoltaicas. É representada pela razão da potência elétrica e potência da energia solar. Está relacionada com a área da célula A (m^2), com a irradiância solar incidente G (W/m^2), normalmente utiliza-se $G = 1000 W/m^2$, e é expressa pela equação:

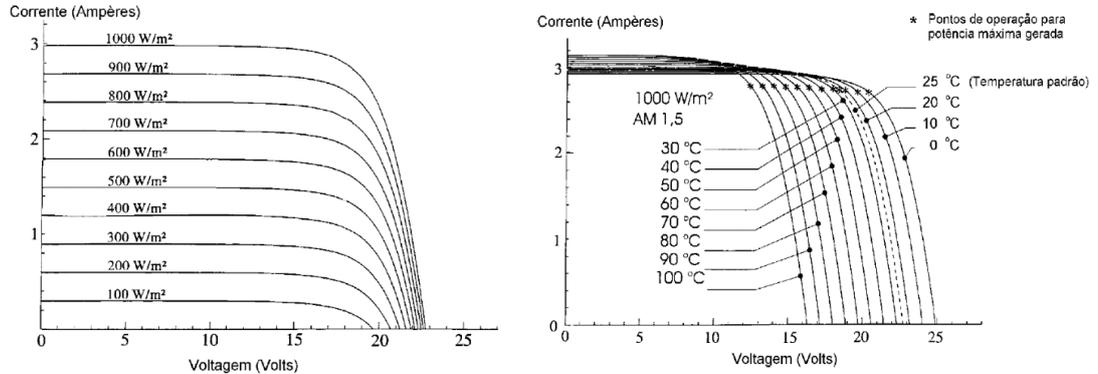
$$\eta = \frac{P_{Gerada}}{P_{incidente}} = \frac{I_{SC} \cdot V_{OC} \cdot FF}{A \cdot G} \cdot 100\% \quad (8)$$

A corrente resultante da produção fotovoltaica é composta pelas correntes da junção *pn* somada a corrente produzida pelos fótons absorvidos da radiação solar.

Há ainda dois parâmetros que afetam diretamente na geração de energia fotovoltaica. A primeira é a irradiância solar e a segunda é a temperatura. Quanto maior é a quantidade de fótons absorvidas pela célula maior é a corrente gerada. No entanto, se o aumento dessa irradiância provocar aumento da temperatura nas células, a eficiência será reduzida. Isso se

deve à queda de tensão com o aumento da temperatura nas células (BRAGA, 2008). A Figura 14 mostra estes efeitos em função da tensão nos terminais da célula.

Figura 14 - Efeitos causados por: a) Irradiância solar. b) Temperatura.



Fonte: CEPTEL – CRESESB, 2008.

2.4.2 Estrutura de fixação dos módulos

A fixação dos módulos fotovoltaicos pode ser feita em telhados planos ou inclinados, ou até mesmo em fachadas de uma residência ou indústria. É importante que a instalação seja orientada adequadamente evitando sombreamentos no gerador fotovoltaico, e montada de forma a facilitar a instalação e manutenção dos módulos. É desejável que o gerador seja instalado segundo uma orientação que permita o máximo aproveitamento possível, mas nem sempre é possível devido às características do local e dos custos envolvidos (ZILLES, et al. 2012).

Para cada tipo de instalação é utilizada uma estrutura de fixação específica, GREENPRO (2004) identifica duas distinções dos suportes de fixação dos módulos: soluções aditivas e soluções integrativas. A primeira se refere a fixação dos componentes em telhados e fachadas por meio de uma estrutura metálica, e a segunda os componentes substituem os telhados e fachadas fazendo parte da constituição do edifício.

Para cada tipo e material de telhado há um método prático para a fixação dos módulos fotovoltaicos. A Figura 15 apresenta o tipo de fixação mais indicado para diferentes tipos de telhados.

A instalação do gerador fotovoltaico na cobertura de telhados é uma das opções mais indicadas devido ao custo benefício. Contudo deve se considerar alguns fatores para a segurança do sistema. A estrutura metálica deve suportar as forças de pressão e tração exercidas pelos módulos e a estrutura do telhado ser capaz de suportar estas forças. (GREENPRO, 2004). Um

estudo mais detalhado dessas observações devem ser feitas por um engenheiro civil, ou profissional qualificado em edificações.

Figura 15 - Classificação dos tipos de telhado e indicação de fixação.

Tipo	Exemplos	Material	Método de fixação, trabalho	Aspectos a ter em conta
Telhadas	Telha de dupla ranhura, Telha em S, canudo Telha plana	Barro	Engatada; fixada com grampos;	Bom ventilação; resistência mecânica alta/média. Aparecimento de musgos e fungos, humidades
Telha de betão	Tipo 'Frankfurter Pfanne'	Betão	Assentamento numa base de isolamento térmico, com argamassa, material espumoso	Elevada resistência mecânica; Aparecimento de fungos, humidades
Telha plana do tipo 'Shingle'	Ardósia I Ardósia II Telha plana de madeira	Ardósia natural Ardósia de fibrocimento Madeira	Pregada Pregada	Descoloração; agentes climatéricos; baixa resistência mecânica Contração (quando seca), enchimento (com a humidade), os furos devem ter uma maior secção, aparecimento de veios "Abaulada" em resultado da variação da humidade; para um telhado com declive < 18°, é preciso preservar quimicamente a madeira Extração da humidade
Placas	Telhas de corte curvo Lâminas trapezoidais Placas de rebordo vertical	Betume Aço, galvanizado Zinco, titânio, cobre, alumínio Chumbo, zinco	Pregada, fixada com grampos Aparafusadas, rebatidas Fixadas com pinças	Lâminas galvanizadas trapezoidais, nalguns casos com uma capa adicional de plástico; parafusos sempre colocados na parte superior Problemas de corrosão Boa ventilação; elevada expansão térmica; fragilidade
Placa ondulada	Rufo, chapas de remate Lâmina translúcida ondulada Lâmina ondulada de betume	Fibrocimento, Poliéster Betume	Soldadas, pressionadas Aparafusada Pregada	Penetração da água projectada pelo vento Penetração da água projectada pelo vento
Placa plana	Vidro endurecido de segurança, vidro isolante, vidro laminado de segurança, vidro de protecção solar. Módulos fotovoltaicos	Vidro, folhas de plástico, coberturas metálicas, Células solares	Ponto fixo, linearmente ou sobre toda a superfície; colada, pressionada, fixada com grampos, aparafusada, dependendo do sistema envidraçado	Combina muito bem com os módulos fotovoltaicos, uma vez que podem ser usadas as mesmas substituições e fixações Observar as normas de engenharia para as construções com vidro (ver secção 5.11.1)
Fluídos plásticos	Impregnação do telhado	Poliuretanos, acrílicos, resinas	Vertido, espalhado	Aplicação sujeita às condições climatéricas; o substrato deve ser cuidadosamente preparado
Revestimento do telhado	Membrana soldada Tela de plástico	Betume EPDM	Colada, soldada Unida com ar quente	Tempo de vida máximo 20 anos, pode ser inferior à instalação solar. Corrosão do betume na junção com lâminas de zinco. Contém plastificantes; friabilidade; ter em atenção a compatibilidade com o betume.
Material Vegetal	Telhado de colmo Telhado ajardinado	Caniços Folha metálica; substrato, plantas especiais	Unido/colado com arame aos ripados Disposto por cima das telas	Até à data, não se conhecem instalações fotovoltaicas. Uma possibilidade seria, por exemplo, a instalação no telhado sobre as águas furtadas. Apenas podem ser montadas em armações inclinadas
Acabamentos e elementos especiais	Telhas de ventilação Telhas da cumeeira e do beiral Drenagem do telhado, caieira, algeroz	Betão, barro Betão, barro Plástico, metal, tijolo	Encaixe Fixadas com grampos (novos edifícios), ou com argamassa (telhados antigos) Aparafusados, fixados com grampos ou clips, rebatidos, soldados Aparafusados	Podem ser removidas Impedem a instalação de módulos fotovoltaicos Impedem a instalação de módulos fotovoltaicos
	Acessórios para extração/ventilação, chaminés, respiradouros Chapa de remate	Plástico, metal, fibrocimento Metal	Aparafusados Aparafusada, colada, soldada	Impedem a instalação de módulos fotovoltaicos Impedem a instalação de módulos fotovoltaicos

Fonte: GREENPRO, 2004.

A Figura 16 apresenta um exemplo de fixação de estrutura de suporte em telhado inclinado.

Figura 16 - Estruturas de suporte em telhados inclinados.



Fonte: GREENPRO, 2004.

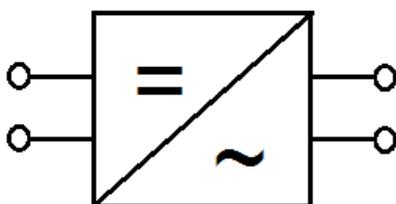
2.4.3 Caixa de junção

É uma caixa onde são conectados os terminais dos módulos fotovoltaicos aos dispositivos de proteção, que posteriormente conectará estes terminais ao inversor. Normalmente esta caixa conterá fusíveis, diodos de bloqueio, dispositivos de proteção contra surto, interruptor DC, podendo conter todos estes ou apenas alguns conforme a necessidade do projeto. Existem fabricantes que fornecem caixas de junção já prontas, incluindo todos os dispositivos de proteção disponibilizadas de acordo com o nível de potência do gerador fotovoltaico.

2.4.4 Inversor

O inversor é o elemento principal de conexão entre gerador e a rede ou carga, também conhecidos por inversor grid-tie. Ele é responsável por converter os níveis de corrente contínuos do gerador em corrente alternada, além de efetuar o ajuste dos níveis de tensão e frequência da rede. O símbolo elétrico deste equipamento é apresentado na Figura 17.

Figura 17 - Símbolo elétrico inversor.



Fonte: Próprio autor.

A escolha de um bom inversor é fundamental para um bom desempenho, segurança e eficiência do sistema fotovoltaico. O datasheet do inversor deve ser verificado no momento da escolha, e deve-se observar as principais características técnicas, como a faixa de tensão de entrada (que não deve exceder a tensão de circuito aberto do gerador fotovoltaico), a tensão de máxima potência que não pode ficar abaixo da tensão de entrada específica do inversor, entre outras. Essas características são consideradas no dimensionamento do inversor e também do gerador fotovoltaico que deve ser projetado para atender os requisitos de conexão ao inversor, respeitando os limites máximos de tensão e corrente (ZILLES et. al., 2012).

A maioria dos inversores utilizados para conectar os geradores fotovoltaicos à rede, são equipados com um mecanismo de controle conhecido por seguimento do ponto de máxima potência (SPPM, ou MPPT em inglês), que realiza a regulação da tensão e corrente de operação do gerador para obter o máximo aproveitamento da curva $I \times V$.

Outra importante função vista nos inversores, é a proteção anti-ilhamento que desconecta o inversor da rede onde está conectado, sempre que esta for desenergizada por motivo de falha ou manutenção programada da distribuidora (GTES, 2014).

De forma geral, os inversores escolhidos devem ser equipados com a proteção necessária regulamentada pela distribuidora local, e quando não disponibilizar de todos os recursos de proteção exigidos, estes devem ser estabelecidos pelo projetista.

2.4.5 Dispositivos de Proteção

O Grupo GTES (2004) cita as principais preocupações que devem ser consideradas para proteção de qualquer sistema fotovoltaico. Os elementos chaves e fusíveis são necessários para proteção humana e dos equipamentos em geral do SFV contra surtos de tensão e corrente passíveis de acontecer em qualquer sistema e devem ser dimensionados para atuarem em corrente contínua. Devem ser previstos chave de emergência, disjuntores de proteção contra curto-circuito ou falha no aterramento.

2.4.5.1 Disjuntor

O disjuntor é um dispositivo de manobra cuja função é conduzir, interromper e suportar correntes elétrica sob tensão máxima nas condições normais de operação e nas condições anormais (deve interromper o circuito e eliminar a falha ou curto circuito por exemplo). São

previstos disjuntores DC para isolar o inversor do gerador fotovoltaico, para proteger estes equipamentos em eventuais falhas ou condições de manutenção do sistema. Após os inversores são conectados disjuntores AC, para isolar o sistema fotovoltaico da rede elétrica se vier a ocorrer uma sobrecarga ou um curto circuito (GREENPRO, 2004). São dimensionados para suportar a máxima corrente de operação do gerador e do inversor.

2.4.5.2 Dispositivos de Proteção de Surtos – DPS

Como geralmente os sistemas fotovoltaicos são integrados nas partes externas de uma construção, os geradores estão passíveis a receber descargas elétricas como qualquer outro elemento externo a edificação, provocando uma sobtensão nos condutores. Este efeito não ocorre somente devido à descargas elétricas, pode ocorrer também devido a alterações e distúrbios na rede elétrica e vindo a causar danos aos inversores. Para garantir a proteção do sistema fotovoltaico e da rede, é recomendado o uso de Dispositivos de Proteção de Surtos (DPS) nos lados CC e CA do sistema fotovoltaico, que atenuarão os efeitos causados por estes distúrbios (GAZOLLI & VILLAVA & GUERRA, 2012).

2.4.6 Medidor de Energia Bidirecional

Equipamento de medição que registra a entrada e a saída de energia separadamente em uma unidade consumidora. A ANEEL determina a utilização deste equipamento para que seja contabilizado o fluxo de energia gerado e consumido no sistema de compensação de energia.

2.5 Regulamentação e Normas de Acesso

Todos os projetos de geração distribuída utilizando fontes alternativas de energia devem obedecer as regulamentações estabelecidas pela ANEEL e distribuidora local a fim de manter a segurança humana e do sistema elétrico. Dentre estas regulamentações JOÃO (2016) cita:

- Convênio ICMS 75/2011, concedeu isenção de ICMS e IPI sobre a aquisição dos componentes para o aproveitamento da energia solar especificamente os módulos fotovoltaicos.
- REN nº482/2012 estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuídas ao sistemas de distribuição de energia e o sistema de compensação. A

compensação de energia é caracterizada pelo empréstimo de energia gerada pela unidade consumidora à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa da distribuidora. Esta norma foi revisada em 2015, e passou a vigorar a REN nº 687/2015 que entrou em vigência a partir de março de 2016. Entre as principais mudanças está a redução da potência da microgeração para 75 kW, que antes era até 100 kW. Já no caso da minigeração distribuída a potência instalada deve ser superior a 75 kW e inferior a 5 MW. Outra mudança foi no prazo de validade dos créditos gerados que foram estendidos para até 60 meses.

- Convênio ICMS 16/2015, concedeu a isenção do ICMS sobre a circulação de energia do sistema de compensação de energia que estão sujeitas a faturamento pelo sistema de Compensação de Energia Elétrica tratado na regulamentação da REN nº 687/2015. O estado de Minas Gerais foi um dos primeiros a aderir este convênio. A isenção de ICMS faz com que a energia consumida tenha o mesmo valor que a gerada, favorecendo os sistemas de geração distribuída. Sem a isenção de ICMS, faz a energia consumida ser mais cara que a gerada.
- Módulo 3 do PRODIST e normas de acesso da distribuidora local, referem-se as condições complementares da resolução 687/2015, para acesso à rede por meio da microgeração e minigeração distribuída. A seção 3.7 do PRODIST estabelece que compete a distribuidora local realizar os estudos para a integração destes sistemas a unidade consumidora (GTES, 2014). O nível de tensão de conexão é estabelecido pelo PRODIST conforme a Tabela 2 e as proteções mínimas na Tabela 3, indicada as centrais geradoras, em função da potência instalada:

Tabela 2 - Níveis de tensão para conexão de centrais geradoras.

Potência instalada	Nível de Tensão de Conexão
< 10 kW	Baixa Tensão (Monofásico)
10 a 75 kW	Baixa Tensão (Trifásico)
76 a 150 kW	Baixa Tensão (Trifásico) / Média Tensão
151 a 500 kW	Baixa Tensão (Trifásico) / Média Tensão
501 kW a 10 MW	Média Tensão / Alta Tensão
11 a 30 MW	Média Tensão / Alta Tensão
> 30MW	Alta Tensão

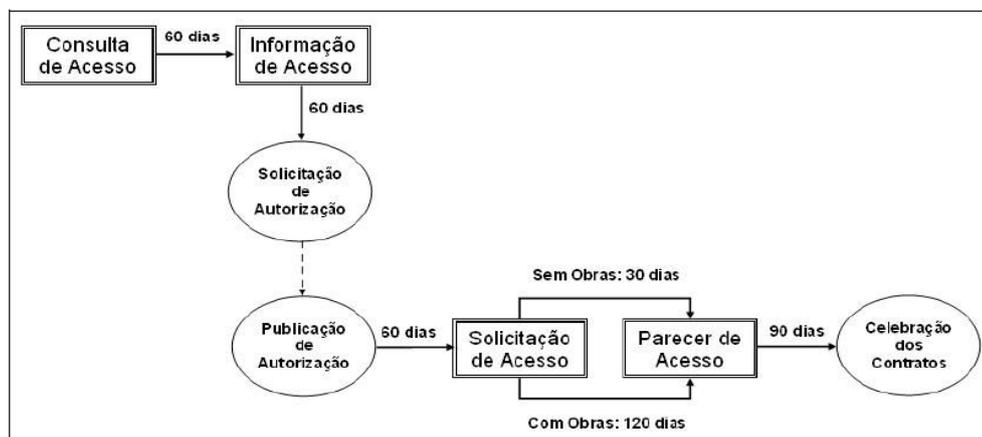
Fonte: ANEEL, 2016.

Tabela 3 - Proteções mínimas em função da potência instalada.

Equipamento	Potência Instalada < 10	Potência Instalada entre 10 kW a 500	Potência Instalada > 500 kW
Elemento de Desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de Acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim

Fonte: ANEEL, 2016.

Pode-se ter uma ideia geral dos procedimentos de acesso através do fluxograma presente na Figura 18 obtida no documento de Requisitos para conexão de acessantes produtores de energia elétrica ao sistema de distribuição da Cemig D – Média Tensão. É necessário realizar alguns estudos e procedimentos de acesso, que seguem as especificações presentes no Módulo 3 do PRODIST e nas normativas da concessionária na qual deverá ser solicitado o acesso, para que o projeto de geração distribuída seja autorizado pela concessionária à conexão com a rede de distribuição da mesma.

Figura 18 - Etapas de acesso de centrais geradoras ao sistema de distribuição.

Fonte: CEMIG, 2016.

2.6 Viabilidade Financeira

Para se avaliar a viabilidade econômico-financeira de um investimento é importante fazer um planejamento financeiro. Um investimento, para a empresa, é um desembolso visando a geração de lucros futuros. A decisão de investir um capital faz parte de um processo que envolve a avaliação e geração de alternativas que satisfaça os requisitos técnicos do investimento. Após a concepção das alternativa viáveis é que se analisa quais delas apresentam atratividade financeira (SOUZA & CLEMENTE, 2009). O planejamento financeiro deve conter os planos a curto e longo prazo, estabelecer o ponto de equilíbrio, prever o tempo de retorno do investimento e analisar os fluxos de caixa.

A análise do investimento é feita por meio de indicadores financeiros de projetos, dentre os vários métodos existentes serão utilizados o método do Valor Presente Líquido (VPL) o Método da Taxa Interna de Retorno (TIR) e Tempo de Retorno de Investimento (Payback simples). O ponto de partida destes métodos é o cálculo do fluxo de caixa, que relaciona as entradas e saídas no tempo avaliado. O projeto será atrativo quando o fluxo esperado de benefícios superar o valor do investimento.

A decisão de investir em um determinado projeto implica em obter um retorno igual ou superior ao que investidor teria se aplicado no mercado financeiro, pois investir no projeto faria com que outras oportunidades fossem perdidas, ou seja, para que o projeto seja avaliado como viável espera-se um retorno mínimo igual a outros investimentos no qual ele poderia fazer. Por esta razão utiliza-se uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de baixo grau de risco aplicada ao capital, que pode ser determinada pela remuneração de títulos públicos federais e pela taxa de juros SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia), a qual é fixada pelo COPOM (Comitê de Política Monetária), ou pode ser determinada pela própria empresa (NAKABAYASHI, 2015).

O método do valor presente líquido é obtido pelo fluxo de caixa descontado a uma determinada taxa de juros, a TMA, ao longo de sua vida útil. Este método é um indicativo de atratividade, ou seja, se o VPL for positivo, as receitas do projeto superam o capital investido incluído os gastos do projeto, e indica que o projeto merece continuar sendo analisado, pois somente o VPL não é suficiente para se determinar se um projeto é viável ou não, é necessário utilizar outros indicadores para saber a atratividade do investimento (SOUZA & CLEMENTE, 2009).

Outro método adotado é o da Taxa Interna de Retorno (TIR), o qual objetiva encontrar uma taxa de rendimento que anule o VPL, ou seja, é a taxa que torna o VPL do fluxo de caixa

igual ao investimento inicial, e que garante a recuperação do capital investido. A TIR é comparada à TMA, se a TIR for maior que a TMA, implica que há mais ganho investindo-se no projeto do que na TMA. Se a TIR for menor que a TMA recomenda-se não investir no projeto (SOUZA & CLEMENTE, 2009).

Além do VPL e TIR, será utilizado o indicador *Payback*, tempo de retorno sobre o investimento, é bastante aplicado nas empresas para verificar a viabilidade do investimento, este método indica o tempo necessário para que o fluxo de caixa do projeto se torne positivo considerando o tempo de vida do projeto.

No próximo capítulo, todos os conceitos teóricos revisados são aplicados sobre os sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Serão mostrados os cálculos de dimensionamento do projeto além de apresentar os materiais escolhidos para compor o sistema.

3 METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO E PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

Neste capítulo é apresentado a metodologia adotada para a realização do trabalho. Inicialmente será levantada as principais informações referentes ao consumo médio de energia da iluminação diário, consumo mensal e diário, características do imóvel e localização. Essas informações servirão de base de cálculo para o dimensionamento do microgerador, onde foram escolhidos os materiais que apresentaram melhor custo benefício e atenderam as regulamentações da distribuidora CEMIG. Foram dimensionados os componentes: módulos fotovoltaicos, inversores, cabos e eletrodutos, dispositivos de proteção.

3.1 Avaliação do Espaço Físico da Instalação

Inicialmente, não foi considerado o percentual de sombreamento, uma vez que a área da empresa encontra-se em uma região sem construções verticais e vegetações altas, que poderiam apresentar sombra às edificações.

Primeiramente avaliou-se o espaço físico disponível pelas plantas baixa, cedida pelo departamento de Projetos, em software AutoCad, e também a disponibilidade de instalar em telhados ou construir uma área coberta no estacionamento em frente à empresa, considerando a inclinação e a orientação dessas coberturas. A Figura 19 apresenta a vista panorâmica da empresa, é possível ver um amplo espaço disponível para a instalação dos painéis fotovoltaicos.

Figura 19 - Vista panorâmica da Metalúrgica Amapá.



Fonte: Acervo disponibilizado pela empresa.

O estacionamento apresentado na Figura 20 conta com uma área disponível de 320 m², já o galpão principal visto na Figura 1 possui cerca de 5.000 m² disponíveis para a instalação dos painéis em telhado. As coordenadas geográficas do local obtidas pelo aplicativo GOOGLE EARTH são latitude e longitude 20,27° S, 44,47° O respectivamente, situado na Rodovia MG 260 Km 33 na cidade de Cláudio-MG.

Figura 20 - Vista do estacionamento em frente à empresa.



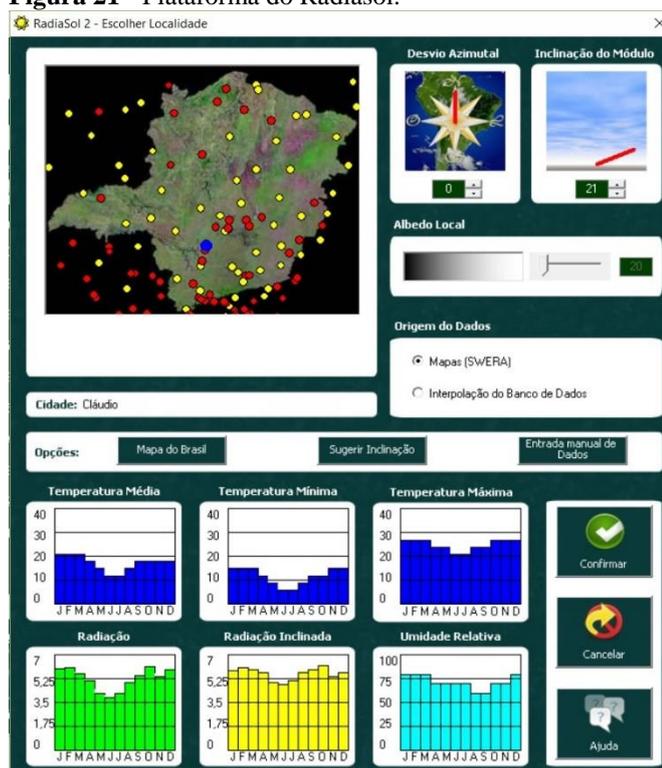
Fonte: Acervo disponibilizado pela empresa.

3.2 Avaliação do Potencial Energético Solar

GTES (2014) cita alguns recursos computacionais disponíveis na internet para consulta de dados de radiação solar. Um destes é o programa RADIUSOL 2, desenvolvido no Laboratório de Energia Solar Labsol da UFRGS, que permite ajustar os ângulos de inclinação e orientação azimutal. Com os dados da latitude e longitude encontra-se a localização desejada, e obtém-se os dados referentes ao local de irradiação global, direta e difusa. Este programa foi baixado gratuitamente na página: www.solar.ufrgs.br. A base de dados do RADIUSOL 2, é o programa SWERA das Nações Unidas (Solar and Wind Energy Resource Assessment).

Inicialmente é escolhida a localidade como mostra a Figura 21 em um mapa da região mineira, é destacada então pelo ponto azul a cidade Cláudio, e seleciona-se a inclinação igual ao ângulo de latitude para conhecer os dados de irradiação no plano inclinado. Uma opção oferecida por este programa é inserir o desvio azimutal, o que não foi feito nesta simulação pois ainda de acordo com GTES (2014) locais situados em baixas latitudes são poucos sensíveis a desvios azimutais.

Figura 21 - Plataforma do Radiasol.



Fonte: RADIASOL 2.

A partir daí o programa apresenta os dados em forma de gráfico de barras, da radiação mensal direta, no plano inclinado (21°), componente direta e componente difusa como é apresentado na Tabela 4.

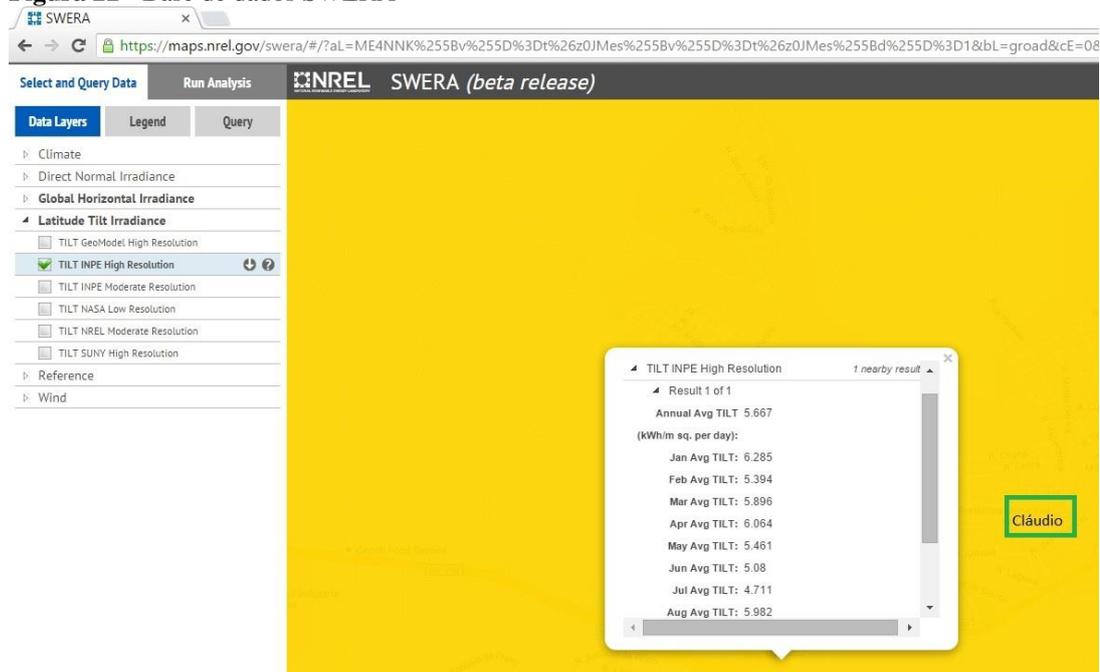
Tabela 4 - Dados de irradiação solar para Cláudio.

Irradiação Solar diária média (kWh/m²/dia)	Global	Direta	Difusa	Inclinada
Janeiro	6,02	2,74	2,83	5,6
Fevereiro	6,1	3,29	2,65	5,97
Março	5,64	3,34	2,58	5,95
Abril	5,09	3,55	2,2	5,78
Mai	4,16	2,99	2	5,01
Junho	3,91	3,1	1,78	4,9
Julho	4,17	3,41	1,72	5,16
Agosto	4,95	3,8	1,94	5,77
Setembro	5,47	3,68	2,25	5,96
Outubro	6,14	3,69	2,45	6,17
Novembro	5,43	2,41	2,72	5,16
Dezembro	5,88	2,62	2,75	5,4
Média	5,25	3,22	2,32	5,67

Fonte: RADIASOL 2.

O programa SWERA é outra fonte citada por GTES (2014), e pode ser acessado pela internet na página <https://maps.nrel.gov/swera/>. Consultando esta base de dados para o plano inclinado igual a latitude local, encontrou-se mais uma referência para a localidade desejada como apresenta a Figura 22. A Tabela 5 extraída da base de dados do SWERA apresenta os valores mensais médios de irradiação solar em kWh/m²/dia.

Figura 22 - Base de dados SWERA



Fonte: SWERA.

Tabela 5 - Média Mensal de Irradiação Solar.

Irradiação Solar diária média (kWh/m²/dia)	Inclinada
Janeiro	6,285
Fevereiro	5,394
Março	5,896
Abril	6,064
Mai	5,461
Junho	5,08
Julho	4,711
Agosto	5,982
Setembro	5,687
Outubro	6,683
Novembro	6,683
Dezembro	5,549
Média Anual	5,667

Fonte: SWERA.

Verifica-se que o potencial solar médio obtido pelo Radasol 2 é o mesmo que a plataforma SWERA, o que era de se esperar. Optou-se então pela utilização do valor médio

diário obtido nestas bases, ou seja, irradiação solar média de 5,67 kWh/m²/dia para o cálculo da geração fotovoltaica. Este valor indica o número de horas em que a irradiância solar deve ser igual a 1 kW/m², então o número de horas de Sol Pleno é:

$$\text{HSP} = \frac{5,67 \text{ [kWh/m}^2\text{]}}{1 \text{ [kWh/m}^2\text{]}} = 5,67 \text{ [h/dia]}$$

De posse destas informações é feito o dimensionamento do SFCR. A seguir será mostrado os cálculos de dimensionamento e escolha dos equipamentos.

3.3 Dimensionamento da Instalação

A instalação objeto de estudo deste trabalho é do tipo consumidor industrial, atendida em 13,8 kV e demanda contratada de 600 kW, enquadrado na modalidade Horo-Sazonal do subgrupo A4 (2,3 a 25kV), a concessionária prestadora dos serviços de fornecimento de energia elétrica é a CEMIG D.

Por motivos de segurança da instalação do consumidor industrial, não foi autorizada pela empresa a publicação do Diagrama Unifilar da instalação, podendo apenas fazer as descrições básicas que forem julgadas necessárias e possíveis.

De início será considerado os valores de consumo e demanda, com os gastos mensais com a concessionária, em doze meses consecutivos, obtidos na fatura do consumidor industrial, para posteriormente calcular o percentual do consumo que será utilizado no dimensionamento do gerador fotovoltaico.

3.3.1 Cálculo do Consumo diário

Histórico de consumo verificado ao longo do período de outubro de 2015 a setembro de 2016, apresentado na Tabela 6.

Tabela 6 - Demonstrativo do Consumo de Energia.

Mês/Ano	Energia Ativa		Energia Reativa	Consumo Total (kWh)	Total (R\$)
	Ponta (Kwh)	Fora de Ponta Indutiva (kWh)	Fora de Ponta Capacitiva (kWh)		
Out/15	2.100	103.250	2.100	107.450	58.940,23
Nov/15	2.100	102.900	2.450	107.450	59.114,98
Dez/15	1.400	106.400	2.450	110.300	58.892,21
Jan/16	1.050	103.950	1.750	106.750	57.232,79
Fev/16	1.400	98.000	2.450	101.850	55.603,22
Mar/16	1.750	92.400	1.400	95.550	49.825,94
Abr/16	5.600	97.650	1.750	105.000	55.422,44
Mai/16	2.450	109.200	2.800	114.450	56.277,00
Jun/16	1.400	122.500	3.150	127.050	61.741,63
Jul/16	700	121.800	2.450	124.950	60.261,58
Ago/16	6.300	116.200	2.450	124.950	66.007,49
Set/16	5.600	93.450	2.100	101.150	56.272,67
Média Anual				110.575	57.966,02
Consumo Anual				1.326.900,00	695.592,18

Fonte: Adaptado das faturas disponibilizadas pela empresa.

Pela Tabela 6 calculou-se a média do consumo de energia da empresa referente ao período citado, o valor encontrado foi 110.575 kWh/mês. A média de consumo diária da empresa considerando o mês com 30 dias é de 3.685,83 kWh/dia. Foi feito o levantamento do consumo diário da iluminação de toda a empresa, apresentado no apêndice A, este corresponde a 317,341 kWh/dia. Desta forma o consumo da iluminação da empresa corresponde à aproximadamente 8,5% do consumo total da empresa.

A potência do sistema pode ser calculada segundo GTES (2014) pela Equação 9, onde deseja-se suprir parte da demanda de energia elétrica consumida com o sistema fotovoltaico conectado à rede.

$$P_{FV} = \frac{(E/TD)}{HSP_{MA}} \quad (9)$$

$$P_{FV} = \frac{(317,341/0,8)}{5,67} = 69,96 \text{ kWp}$$

Onde:

P_{FV} (Wp) – Potência de pico do painel fotovoltaico;

E(Wh/dia) – Consumo diário médio anual da edificação ou fração deste;

HSP_{MA} (h) – Média diária anual da edificação ou fração deste;

TD (adimensional) – Taxa de desempenho.

De acordo com GTES (2014) a TD representa a relação entre o desempenho real e máximo desempenho teórico possível, isso simboliza as perdas totais do sistema ao converter energia CC para CA e usualmente TD é adotado entre 70 e 80%. Realizando este cálculo pela equação 9 com TD igual a 80%, obteve-se que a potência fotovoltaica instalada deverá ser de aproximadamente 69,96 kWp.

3.3.2 Escolha do Módulo Fotovoltaico

Foi feito levantamento de alguns modelos de módulos fotovoltaicos em sites nacionais de empresas do ramo solar. Foram avaliados vários itens como a marca, o preço, eficiência, garantia, características elétricas e disponibilidade no mercado e assim escolher o melhor custo benefício. A Tabela 7 apresenta os módulos avaliados e algumas características importantes.

Tabela 7 - Comparação entre alguns módulos fotovoltaicos.

Fabricante	Modelo	Area (m ²)	Eficiência (%)	Potência (W)	Potência (Wp/m ²)	Preço (R\$/Wp)
Canadian Solar	CS6P-265P	1,6085	16,47	265	164,74	2,93
Yngli Solar	YL255P 29b	1,6335	15,7	255	156,11	3,21
Canadian Solar	CS6X-315P	1,9188	16,4	315	164,16	3,14
UPSolar	UP-M260P	1,6269	16,0	260	159,8	3,68

Fonte: Adaptado de Minha Casa Solar & Energy Shop.

Considerou-se na escolha dos módulos além do custo do Wp, a eficiência do módulo, maior durabilidade (garantia do fabricante), e o módulo que apresentou as maiores vantagens foi o painel da empresa canadense Canadian Solar, modelo CS6P-265P, fabricado com células fotovoltaicas de silício policristalino, apresentado na Figura 23. Cada módulo possui 60 células agrupadas distribuídas em uma dimensão de 1638 mm de comprimento, 982 mm de largura e 40 mm de espessura.

Figura 23 - Placa CSP265-P da fabricante Canadian Solar.



Fonte: MINHA CASA SOLAR.

O modelo escolhido possui 265 Wp (STC AM 1.5 e Temperatura de operação de 25°C). Este módulo possui uma caixa de conexão equipada com diodos de proteção no seu lado traseiro, o que elimina condições de risco de sobreaquecimento individual de cada célula. Além disso, as células fotovoltaicas são protegidas por uma resistente camada de vidro temperado, cujo conjunto, pesam 18 Kg e ainda contam com a certificação INMETRO nota “A” e garantia do fabricante de 10 anos contra defeito de fabricação.

Os principais dados fornecidos pelo fabricante deste painel são vistos na Tabela 8.

Tabela 8 - Principais características elétricas do painel CSP-265P.

Modelo	CSP-265P
Dimensões	1638 x 982 x 40 mm
Potência Máxima (Pmax)	265 W
Tensão máxima (Vmp)	30,6 V
Corrente máxima (Imp)	8,66 A
Tensão de circuito aberto (Voc)	37,7 V
Corrente de circuito aberto (Isc)	9,23 A

Fonte: MINHA CASA SOLAR.

3.3.3 Ângulo de Inclinação de instalação dos Módulos

A inclinação ideal requer maximizar o rendimento do sistema. Para isso GTES (2014) recomenda utilizar orientação voltada ao Norte Verdadeiro, com inclinação angular igual a latitude local de onde o sistema será instalado, portanto é adotado inclinação igual a 21°. A empresa possui em seu galpão principal uma área útil de 5.404,00 m², a área delimitada em amarelo na Figura 24, apresenta uma possível área com aproximadamente 750 m² disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos, além de ser uma área livre de sombreamentos.

Figura 24 - Área escolhida para instalação dos painéis fotovoltaicos.



Fonte: Adaptado de acervos disponibilizado pela empresa.

3.3.4 Cálculo dos Módulos Fotovoltaicos

Após definir a potência nominal do gerador fotovoltaico, determina-se a quantidade de módulos que será necessária para produzir a energia definida. Para a potência máxima de 69,96 kWp, o número de módulos deve ser:

$$N^{\circ} \text{ de módulos FV} = \frac{P_{FV}}{P_{mp}} \quad (10)$$

$$N^{\circ} \text{ de módulos FV} = \frac{69960 \text{ Wp}}{265 \text{ Wp}} = 264,0 \text{ módulos FV}$$

Como definido anteriormente o modelo do painel fotovoltaico a ser utilizado, e no momento a quantidade de módulos, torna-se necessário determinar a configuração do sistema, de modo a definir o número de módulos em série para fornecer a tensão adequada de funcionamento do inversor e o número de fileiras em paralelo. Para isso é necessário antes selecionar o inversor de frequência que será utilizado no sistema.

3.3.5 Cálculo do Inversor

Como dimensionado anteriormente, a instalação contará com a disposição de 264 módulos fotovoltaicos de 265 Wp, configurando uma potência total instalada de 69,96 kWp, para suprir esta demanda definiu-se por instalar quatro inversores de 15 kWp cada. ZILLES et al. (2012) destaca que o fator de dimensionamento do inversor (FDI) deve ser superior a 0,7. Desse modo o FDI que é a relação entre a potência nominal do inversor sobre a potência do arranjo fotovoltaico será de:

$$FDI = \frac{P_{nom,inv}}{Pot_{FV}} \quad (11)$$

$$FDI = \frac{60 \text{ kWp}}{69,96 \text{ kWp}} = 0,86$$

Os inversores escolhidos foram da fabricante FRONIUS modelo Symo 15.0-3M. Desta forma o número de módulos conectados em série será determinado pela tensão na qual o inversor deve operar. Os dados do inversor estão dispostos na Tabela 9. Ele é responsável por efetuar o paralelismo e o sincronismo com a rede elétrica automaticamente, possui proteção contra ilhamento, que detecta falhas casuais no fornecimento de tensão e efetua consequentemente a desconexão do SFV.

Tabela 9 - Características do inversor escolhido.

Modelo	SYMO 15.0-3-M
Entrada CC	
Faixa de tensão de entrada	320-800 [V]
Tensão CC máxima	1000 [V]
Tensão CC mínima	200 [V]
Corrente Máxima de entrada	33,0/27,0 [A]
Saída CA	
Potência nominal	15.000 [W]
Saída nominal CA	3~NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30%)
Corrente Máxima CA	23,9 [A]
Distorção Harmônica Total THD	< 2%
Fator de Potência	1
Eficiência	
Max. Eficiência	98,1%
Consumo durante operação	< 1 W
Classe de Proteção	IP 66
Temperatura de operação	-25 - +60°C

Fonte: FRONIUS SYMO, 2014.

A tensão de entrada do inversor é definida pela soma das tensões dos módulos associados em série. Como a tensão depende da temperatura, as condições de inverno e verão devem ser consideradas no dimensionamento (GTES,2014). Pelas informações do fabricante as características de temperatura das células são apresentadas na Tabela 10.

Tabela 10 - Coeficientes de temperatura do módulo FV.

Temperatura de funcionamento da célula (NOCT)	45 ± 2°C
Coeficiente de temperatura Pmax	-0,41% / °C
Coeficiente de temperatura Voc	-0,31% / °C
Coeficiente de temperatura Isc	0,053% / °C

Fonte: CANADIAN SOLAR, 2015.

Pelos dados apresentados na Tabela 10, são calculadas os níveis de tensões (Voc e Vmp) e correntes (Isc e Imp). A faixa de temperatura utilizada para análise de acordo com as normas europeias está entre -10°C e 70°C. Assim, o desvio das Condições de Testes para 70°C é de 45°C e para -10°C é de 35°C.

$$Voc (-10^{\circ}C) = 37,7 + 35 (CVoc * 37,7) = 41,79 \text{ V}$$

$$Voc (+70^{\circ}C) = 37,7 - 45 (CVoc * 37,7) = 32,44 \text{ V}$$

$$Vmp (-10^{\circ}C) = 30,6 + 35 (CVoc * 37,7) = 34,69 \text{ V}$$

$$Vmp (+70^{\circ}C) = 30,6 - 45 (CVoc * 37,7) = 25,34 \text{ V}$$

$$Isc (-10^{\circ}C) = 9,23 - 35 (CIsc * 9,23) = 9,06 \text{ A}$$

$$Isc (+70^{\circ}C) = 9,23 + 45 (CIsc * 9,23) = 9,45 \text{ A}$$

$$I_{mp}(-10^{\circ}\text{C}) = 8,66 - 35 (C_{Isc} * 9,23) = 8,49 \text{ A}$$

$$I_{mp}(+70^{\circ}\text{C}) = 8,66 + 45 (C_{Isc} * 9,23) = 8,88 \text{ A}$$

De posse desses resultados é calculado o número máximo e mínimo de módulos que devem ser escolhidos e, sendo que estes devem estar dentro da faixa de tensão de operação de entrada do inversor, para que o mesmo não seja danificado. O número mínimo e máximo é obtido pelos cálculos:

$$N_{min} = \frac{V_{mp}(inv)}{V_{mp}(módulo\ 70^{\circ}\text{C})} \quad (12)$$

$$N_{max} = \frac{V_{max}(inv)}{V_{oc}(módulo-10^{\circ}\text{C})} \quad (13)$$

Calculando-se o número mínimo e máximo de módulos por string tem-se:

$$\frac{V_{mp}(inv)}{V_{mp}(módulo\ 70^{\circ}\text{C})} < N^{\circ} \frac{\text{mod}}{\text{string}} < \frac{V_{max}(inv)}{V_{oc}(módulo - 10^{\circ}\text{C})}$$

$$\frac{320}{25,34} < N^{\circ} \frac{\text{mod}}{\text{string}} < \frac{1000}{41,79}$$

$$12,63 < N^{\circ} \frac{\text{mod}}{\text{string}} < 23,9$$

Portanto podem ser conectados entre 13 e 23 módulos por string em cada inversor. O inversor possui uma corrente máxima de entrada c.c, para garantir que este valor não seja excedido, o número máximo de fileira de módulos pode ser obtido por:

$$N_{fileiras} \leq \frac{I_{max}(inv)}{I_{sc}(módulo+70^{\circ}\text{C})} \quad (14)$$

$$N_{fileiras} \leq \frac{33}{9,45} \leq 3,49$$

Respeitando os limites mínimos e máximos calculados, os 264 módulos serão divididos em 3 strings de 22 módulos conectados em cada um dos quatro inversores.

3.3.6 Configuração do Sistema

Os valores de tensão e correntes devem ser conferidos a fim de verificar se estão operando na faixa da tensão de máxima potência, garantindo que a máxima tensão de entrada e a corrente de máxima potência do inversor não seja excedida, os parâmetro de cada inversor são calculados:

$$V_{min, inv} = 22 * 25,34 = 557,48 \text{ V}$$

$$V_{max, inv} = 22 * 34,69 = 763,18 \text{ V}$$

$$V_{oc, \max} = 22 * 41,79 = 919,38 \text{ V}$$

$$I_{\max, \text{inv}} = 3 * 9,45 = 28,35 \text{ A}$$

$$I_{\text{mpp}} = 3 * 8,88 = 26,64 \text{ A}$$

Como pode ser visto a tensão mínima do arranjo FV ($V_{\min} = 557,48 \text{ V}$) será superior a tensão MPP admitida pelo inversor ($V_{\text{in,inv}} = 320 \text{ V}$). A tensão MPP máxima calculada ($V_{\max} = 763,18 \text{ V}$) não ultrapassa a máxima tensão MPP admitida pelo inversor que é 800 V . A máxima corrente em cada string ($I_{\max} = 28,35 \text{ A}$) também não excedeu a máxima corrente de entrada do inversor que é de $33,0 \text{ A}$. A tensão de circuito aberto máxima de $919,38 \text{ V}$ é inferior a máxima tensão de entrada do inversor que é de 1000 V .

Pode-se observar que a tensão aumenta com o número de módulos conectados em série em cada fileira, conseqüentemente teremos menores perdas nos cabos devido à redução de corrente. O dimensionamento dos condutores levarão em conta os valores de tensão e corrente calculados, este procedimento é visto a seguir.

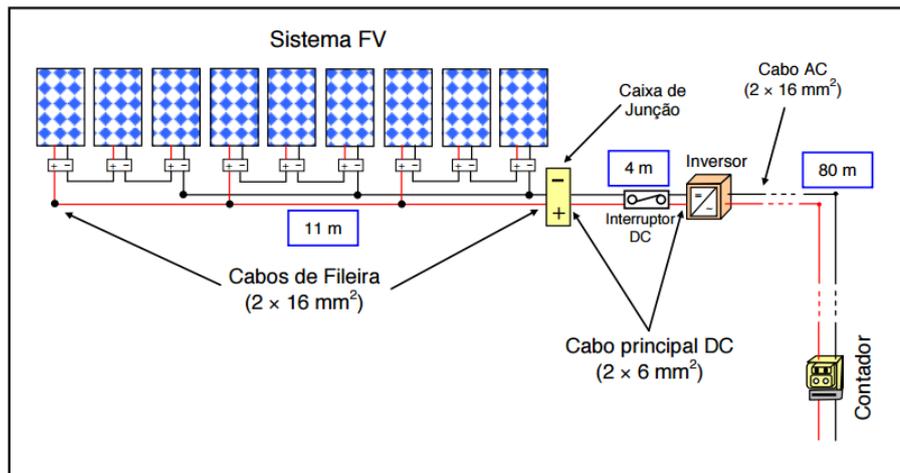
3.3.7 Dimensionamento dos Cabos

Os cabos que saem do gerador são chamados de cabos de módulo ou cabos fileira, eles estabelecem a conexão entre os módulos individuais e a caixa de junção do gerador. De modo a garantir a proteção do sistema de geração, evitando falhas de terra, bem como curtos-circuitos, os condutores positivos e negativos não devem ser colocados lado a lado no mesmo cabo (GREENPRO,2004).

Já o cabo principal DC estabelece a ligação entre a caixa de junção do gerador e o inversor. Para estes cabos também recomenda-se que os condutores de polaridade positiva e negativa sejam independentes, ou seja não devem ser agrupados lado a lado. A proteção contra eventuais falhas devem isolar o gerador do inversor, sendo utilizado um interruptor DC como recomenda a norma IEC 6034-7-712 que trata de “Instalações eléctricas nos edifícios – requisitos para instalações ou localizações especiais – sistemas solares fotovoltaicos” (CARNEIRO, 2009).

Outro cabo a ser dimensionado é o cabo do ramal AC de ligação de corrente alternada que realiza a conexão do inversor à rede receptora. A conexão destes cabos com os componentes do SFCR podem ser observados no exemplo dado por CARNEIRO (2009), visto na Figura 25.

Figura 25 - Exemplo de conexão do sistema fotovoltaico.



Fonte: CARNEIRO, 2009.

3.3.7.1 Cabos CC

Para o pior caso, os cabos de fileira devem suportar a máxima tensão de circuito aberto dos módulos em série, que é de 919,38 V, logo os cabos selecionados devem suportar no máximo 1kV, sendo esta maior que a tensão V_{oc} (-10°C) para um fileira. O cabo de fileira deve suportar cerca de 1,25 vezes a corrente de curto circuito do gerador na temperatura de +70°C conforme a norma europeia IEC 6034-7-712, além de garantir a proteção contra falhas de terra e curtos circuitos, para isso incrementa-se um fator de tolerância de 10%, ou seja deve suportar 1,35 vezes a corrente nominal (SPADUTO et al.,2013).

$$I_{fileira} = 1,35 \times I_{sc \text{ da fileira}(70^{\circ}C)} \quad (15)$$

$$I_{fileira} = 1,35 \times 9,45 \text{ A} = 12,76 \text{ A}$$

Para este projeto, seguindo a norma da ABNT NBR 5410, é usado o método B1 na classificação do cabo pelo método de instalação indicado na IEC 364-5-523. O fabricante Prysmian oferece tabelas da capacidade de corrente pelo método especificado (B1) (ver Anexo C), em conformidade com a norma da ABNT NBR 5410. A condutividade do cobre é $k=48$ para 70°C.

Segundo SPADUTO et al. (2013) a corrente aceitável dos condutores é influenciada pela temperatura ambiente, pelo agrupamento de condutores e de cabos, e pela orientação dos cabos (exemplos, pelo interior de tubos, entre vigas, enterrados, etc.). A distância (L) a ser percorrida pelos cabos dos painéis até a caixa de junção é estimada em aproximadamente 80 metros.

$$A_m = \frac{2 \times L \times I_{fileira}}{1\% V_{mpp} \gamma_0 \times C \times k} \quad (16)$$

$$A_m = \frac{2 \times 80 \times 12,76}{0,01 \times 557,48 \times 48} = 7,6296 \text{ mm}^2$$

Deve-se arredondar o valor obtido para o maior valor aproximado das seções nominais, observando-se a tabela da fabricante Prysmian o valor da seção transversal acima do valor calculado é de 10,0 mm², para o cabo das fileiras CC. As perdas totais nos cabos de fileira, podem ser calculadas para a seção escolhida, pela equação:

$$P_m = \frac{2 \times N \times L \times I_{fileira}^2}{A_m \times k} \quad (17)$$

$$P_m = \frac{2 \times 3 \times 80 \times 12,76^2}{10 \times 48} = 162,81 \text{ W}$$

A potência máxima a ser gerada por cada arranjo fotovoltaico, é igual à 17,49 kWp, as perdas nos cabos calculadas equivalem a 0,9308% dada uma seção transversal igual 10,0 mm². Se o cabo escolhido fosse de 6,0 mm² as perdas seriam de 1,5515%. Deve-se destacar que somente estes cabos, não terão proteção de um eletroduto, logo deverão ser resistentes ao sol, temperatura, chuva e esforços mecânicos.

Da mesma forma para o cabo principal CC, que sai da caixa de junção e entra no inversor é considerado o fator de 1,25 vezes a corrente máxima do arranjo com o acréscimo de 10% para garantir a proteção contra eventuais falhas e correntes de curto circuito, tem-se:

$$I_{\text{principal CC}} = 1,35 \times 28,35 \text{ A} = 38,27 \text{ A}$$

$$A_m = \frac{2 \times 20 \times 38,27}{0,01 \times 557,48 \times 48} = 5,7207 \text{ mm}^2$$

Para o cabo principal CC será utilizado a seção transversal de 6 mm², de acordo com o resultado obtido e o valor verificado na tabela da fabricante Prysmian (ver anexo D).

3.3.7.2 Cabos CA

O cabos CA que fazem a conexão com inversor e a rede de alimentação deve ser dimensionados para suportar a máxima corrente de saída do inversor que é de 23,9 A. O fabricante do inversor prevê a utilização da cablagem do lado CA entre 2,5 – 16 mm². A distância prevista do inversor até o painel que efetua a conexão CA para a rede concessionária é de aproximadamente 10 metros. A seção transversal do cabo CA será determinada para uma

corrente 1,25 vezes a máxima corrente de saída do inversor, sendo a condutividade do cobre $k=48$ para temperatura igual a 70°C .

$$I_{\text{cabo CA max}} = 1,25 \times 23,9 = 29,875 \text{ A}$$

$$A_{\text{cabo CA}} = \frac{\sqrt{3} \times L \times I_{\text{max}} \times \cos\theta}{1\% V_n \times k} \quad (18)$$

$$A_{\text{cabo CA}} = \frac{10 \times 29,875 \times 1}{0,01 \times 220 \times 48} = 4,9 \text{ mm}^2$$

Com base neste resultado deve-se utilizar o cabo de 6 mm^2 . As perdas nos cabos CA são dadas por:

$$P_m = \frac{\sqrt{3} \times L \times I_{\text{ca}}^2 \times \cos\theta}{A_{\text{cabo CA}} \times k} \quad (19)$$

$$P_m = \frac{\sqrt{3} \times 10 \times 29,875^2 \times 1}{6 \times 48} = 53,67 \text{ W}$$

As perdas utilizando uma seção de 6 mm^2 equivalem a $0,3069\%$ da potência de saída de cada arranjo fotovoltaico de 17490W . Uma seção de 4 mm^2 produziria $0,4603\%$ de perdas. Portanto o condutor a ser utilizado deve ser de 6 mm^2 . Logo pela norma NBR 5410 o condutor neutro em circuitos trifásicos devem ser igual ao condutor fase, sendo também de 6 mm^2 .

3.3.8 Eletrodutos

A NBR 5410 prevê que o dimensionamento do eletroduto deve ser feito tal que os condutores possam ser facilmente instalados e retirados. Desta forma a área da seção transversal dos eletrodutos não podem ultrapassar em 31% para dois condutores e 40% para três ou mais condutores da área útil do eletroduto.

Com base nas considerações citadas, a Tabela 11 fornece diretamente o tamanho do eletroduto. Para a instalação dos cabos que saem da caixa de junção até o inversor (cabo principal CC) é previsto que sejam instalados dois eletrodutos com diâmetro nominal externo de 20 mm , cada um contendo 4 condutores carregados.

Para o lado CA é previsto que sejam instalados 4 eletrodutos cada um contendo 5 condutores (3F+N+T), com os critérios estabelecidos pela norma da ABNT NBR 5410 será utilizado eletroduto com diâmetro nominal externo de 25 mm . Lembrando que todos eletrodutos escolhidos são os do tipo PVC rígido, tipo rosqueável, classe A, conforme recomenda a NBR 15465.

Tabela 11 - Dimensionamento do diâmetro do eletroduto.

Seção nominal (mm ²)	Número de condutores dentro do eletroduto									Tamanho nominal do eletroduto (mm)
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1,5	16	16	16	16	16	16	20	20	20	
2,5	16	16	16	20	20	20	20	25	25	
4	16	16	20	20	20	25	25	25	25	
6	16	20	20	25	25	25	25	32	32	
10	20	20	25	25	32	32	32	40	40	
16	20	25	25	32	32	40	40	40	40	
25	25	32	32	40	40	40	50	50	50	
35	25	32	40	40	50	50	50	50	60	
50	32	40	40	50	50	60	60	60	75	
70	40	40	50	60	60	60	75	75	75	
95	40	50	60	60	75	75	75	85	85	
120	50	50	60	75	75	75	85	85		
150	50	60	75	75	85	85				
185	50	75	75	85	85					
240	60	75	85							

Fonte: SCHNEIDER.

3.3.9 Componentes de Proteção

O dimensionamento dos dispositivos de proteção assim como o cabeamento são feitos com base na norma NBR 5410 e nas informações técnicas disponibilizadas pelos fabricantes de painéis solares e inversores. Desta forma com base no datasheet do Inversor Fronius 15.0-3 verificou-se que o mesmo conta com um dispositivo interruptor no lado DC, mas por medida de segurança será dimensionado um disjuntor DC, que proporcionará uma forma de desconexão do gerador fotovoltaico. Outro sistema de proteção que deve ser feito é o aterramento das partes metálicas da estrutura de suporte dos módulos, que devem ser equipotencializadas com o sistema de aterramento existente na empresa.

Do lado DC e AC será dimensionado um dispositivo de proteção de surto (DPS), ou seja, antes e depois do inversor. Outro dispositivo necessário do lado AC é o disjuntor tripolar para proteção contra sobrecorrente e seccionamento.

3.3.9.1 Disjuntor DC

Para o dimensionamento do disjuntor de corrente contínua a corrente nominal deve ser igual 1,25 vezes no mínimo a corrente de cada *string*, ou seja a corrente I_{sc} .

$$I_{Disj,cc} \geq 1,25 \times I_{sc} \quad (20)$$

$$I_{Disj,cc} \geq 1,25 \times 12,76$$

$$I_{Disj,cc} \geq 15,95 \text{ A}$$

Desta forma a corrente nominal do disjuntor deve ser maior igual a 15,95 A. O dispositivo escolhido foi o Disjuntor Schneider 1000 VDC 25 A. Serão utilizados 12 disjuntores DC, na saída de cada *string* dos arranjos fotovoltaicos.

3.3.9.2 Dispositivo de Proteção de Surto

O dimensionamento deste dispositivos é definido por GAZOLI, VILLALVA & GUERRA (2012) como sendo essencial para que se evite os efeitos indiretos de descargas atmosféricas, sobretensões devido a mudanças na rede entre outras causas. O dimensionamento da tensão máxima de funcionamento do DPS é feito pela máxima tensão fotovoltaica, considerando o número de módulos fotovoltaicos conectados em série, dada pela equação 20:

$$V_{Dps} = 1,2 \times N \times V_{OC} \quad (21)$$

$$V_{Dps} = 1,2 \times 22 \times 37,7 = 995,28$$

Em que:

V_{OC} (Painel): é a tensão sem carga de um painel fotovoltaico individual em condições normais;

N : é o número de módulos conectados em série, em cada matriz do sistema FV.

Com o resultado obtemos que o dispositivo deve suportar uma tensão de 1kV, classe II, específico para sistemas fotovoltaicos, com base nestes requisitos determinou-se a utilização do DPS da fabricante Schneider modelo PRD-DC40r 1000PV, que suporta correntes máximas de descargas de até 40kA.

Do Lado AC o dispositivo deve proteger o inversor que está conectado à rede de possíveis surtos de tensão, o DPS deve ter proteção Classe II, e suportar máxima tensão nominal($1,1 \times 220 = 242 V$), será utilizado o DPS da fabricante Schneider modelo Easy9 20KA, 275V. Será utilizado um dispositivo por fase, ao todo serão 12 DPS, pois são 4 inversores conectados à rede. Este dispositivo é exigido pela concessionária CEMIG como requisito obrigatório de proteção.

3.3.9.3 Disjuntor AC

De acordo com os Requisitos para conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da CEMIG D – Média Tensão, é necessário a instalação de um dispositivo de proteção de sobrecorrente entre os inversores e o barramento trifásico.

De acordo com as normas da ABNT NBR – 5410, seção 5.3.3.2 estes dispositivos devem ser escolhidos de acordo com as seguintes características:

$$I_n \leq I_{dis} \leq I_{cap} \quad (4-5) \quad (22)$$

Onde:

I_n – Corrente de projeto do circuito.

I_{dis} – Corrente nominal do dispositivo de proteção (disjuntor).

I_{cap} – Capacidade de condução de corrente pelos fios condutores.

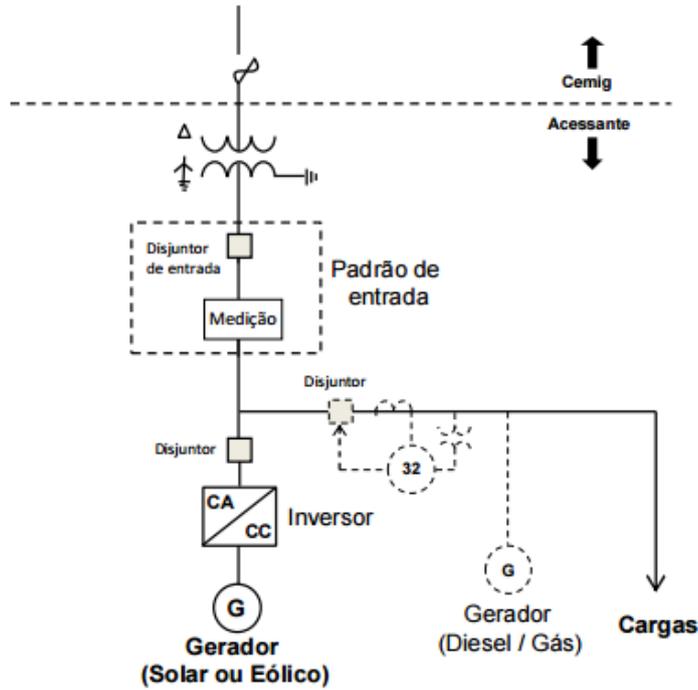
Adotando a corrente de saída do inversor como a corrente nominal I_n , e que o cabo suporta uma corrente I_{cap} de até 36 A (ver anexo C), o disjuntor escolhido teria que trabalhar com uma corrente na faixa entre 23,9 e 36 A. A fim de satisfazer esta condição, foi escolhido o disjuntor Disjuntor Tripolar Curva C 25A 380/3KA 5sx1 Siemens. Ao todo serão conectados 4 disjuntores, um na saída de cada inversor.

3.3.10 Medidor de Energia

O medidor de energia utilizado por consumidor que pretende se tornar autoprodutor é do tipo bidirecional. Ele é instalado na entrada do consumidor, e realiza o registro do consumo e da geração de eletricidade. A concessionária é responsável pela troca do medidor bidirecional. O custo da substituição é cobrado ao usuário, e clientes existentes pagam apenas a diferença do valor entre o novo e o antigo.

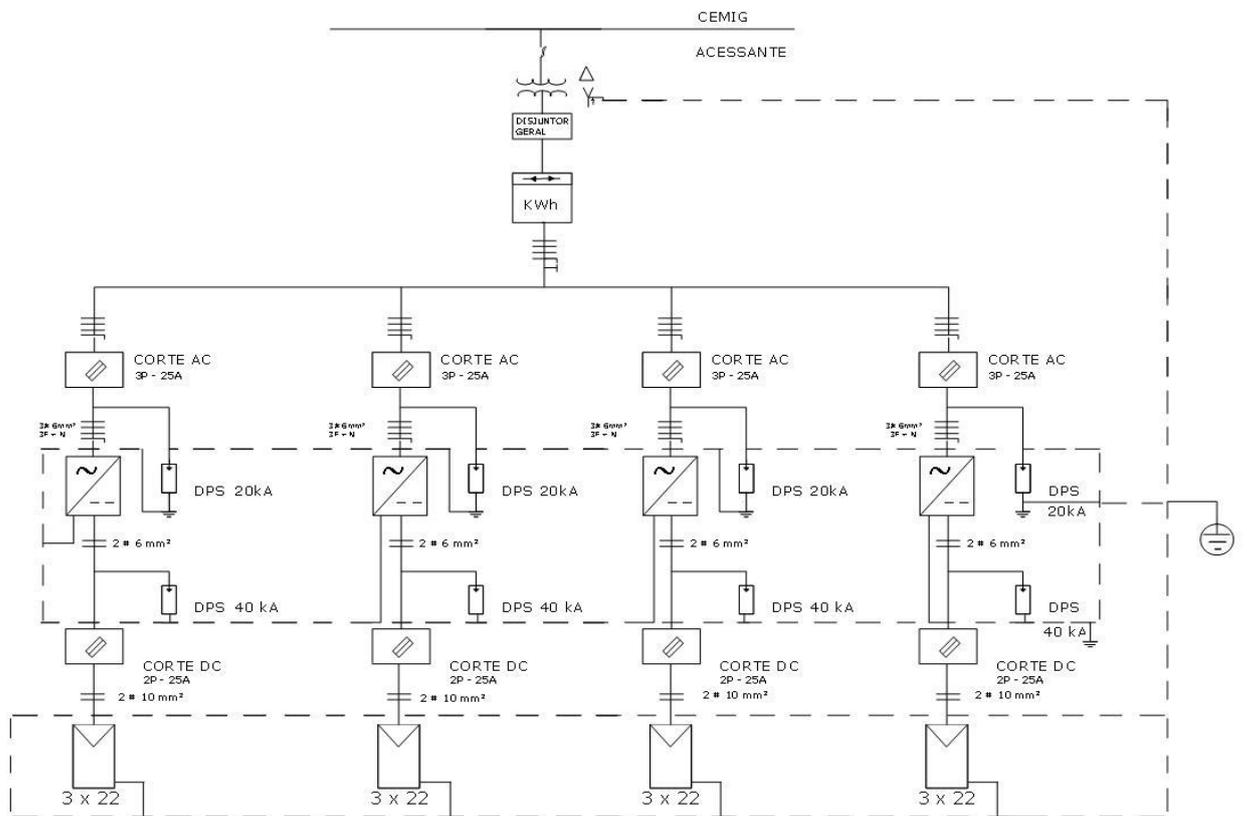
A forma de conexão com a CEMIG é visto na Figura 26 para consumidores de média tensão com potência de geração menor que 300 kW. A última revisão da norma técnica da CEMIG 5.31 para acessantes em média tensão, retirou a exigência do DSV (Dispositivo de Seccionamento Visível) no caso de interligação através de inversores. Conforme os requisitos disposto pela concessionária, a Figura 27 apresenta uma proposta de geração fotovoltaica conectada à rede dimensionada neste capítulo.

Figura 26 – Conexão da central geradora interligada por meio de inversor – menor ou igual a 300 kW.



Fonte: CEMIG, 2016.

Figura 27 - Diagrama Unifilar da Planta de Geração.



Fonte: Próprio autor.

Após o dimensionamento dos equipamentos e componentes do sistema fotovoltaico, pode-se estimar a geração de energia esperada assim como avaliar a viabilidade econômica do projeto.

3.4 Perdas no Sistema

As perdas no sistema serão quantificadas, afim de aproximar-se dos valores reais de geração fotovoltaica. Elas são geradas por diversos fatores entre eles queda de tensão no lado DC, eficiência do inversor, diodos e conexões, degradação por incidência inicial da luz, sombreamento e dados incorretos de placa (remete à confiabilidade do fornecedor). Com base no índices já utilizados, como a taxa de desempenho, estimou-se as perdas em 18,5% do total do projeto, estimadas na Tabela 12. Estas perdas estão relacionadas à:

Tabela 12 - Perdas do sistema fotovoltaico conectado à rede.

Perdas	Valor Considerado (%)	Variação (%)
Temperatura no Módulo	3,5	5 a 10
Perdas nos condutores CC	2,0	1 a 3
Perdas nos condutores CA	1,0	0,7 a 2
Perdas na inversão CC/CA	1,5	1 a 15
Desvio no MPPT	2,0	1,5 a 3
Sombreamento	0	0 a 100
Degradação do Módulo	1	1 a 10
Indisponibilidade do Sistema	2	0 a 0,5
Diodos e conexões	0,5	0,3 a 1
Sujeira nos módulos	2	2 a 25
Perda nos transformadores	2,5	2 a 4
Desvio no rendimento do módulo e a radiação de 1000w/m ²	2,5	5 a 10
Total de perdas	18,5%	

Fonte: Adaptado de JOÃO, 2016.

3.5 Geração esperada

A geração de energia esperada pelo sistema FV considera fatores como a potência total instalada, a média de irradiação diária, o fator de desempenho e o número de dias do mês no plano inclinado igual a latitude local (21°). Pode ser calculada pela Equação 23:

$$E = P_{fv} \times PR \times N \times H_m \quad (23)$$

Onde:

P_{fv} é a potência total instalada (Wp).

H_m é a média mensal de irradiação .

PR é o fator de desempenho (*performance ratio*).

N é o número de dias no mês.

A potência fotovoltaica total foi definida anteriormente com valor igual a 60 kWp, referente a capacidade instalada de inversores. As perdas do sistema estimadas refletem no fator de desempenho do sistema. Este último será considerado igual a 81,5 %. As horas de irradiação solar apresentadas na Tabela 13 foram utilizadas para estimar a geração de energia em cada mês do ano.

Tabela 13 - Geração Fotovoltaica esperada anualmente.

MÊS	Pfv (kWp)	PR	N (dias)	Hm (kWh/m ² .dia)	E (kWh)
JAN	60	0,815	31	6,285	9.527,43
FEV	60	0,815	28	5,394	7.385,46
MAR	60	0,815	31	5,896	8.937,75
ABR	60	0,815	30	6,064	8.895,89
MAI	60	0,815	31	5,461	8.278,33
JUN	60	0,815	30	5,08	7.452,36
JUL	60	0,815	31	4,711	7.141,40
AGO	60	0,815	31	5,982	9.068,11
SET	60	0,815	30	5,687	8.342,83
OUT	60	0,815	31	6,683	10.130,76
NOV	60	0,815	30	6,683	9.803,96
DEZ	60	0,815	31	5,549	8.411,73
ANO					103.376,02

Fonte: Próprio autor.

Neste capítulo foram definidos os principais equipamentos que irão compor o sistema fotovoltaico proposto. No próximo capítulo será apresentado os custos referentes a este projeto a fim de avaliar o fluxo de caixa ao longo de sua vida útil, estimada em 25 anos. Será apresentado em forma de tabelas os cálculos dos indicadores financeiros citados na seção 2.6. Os resultados destes indicadores implicará na decisão de se investir ou não no projeto, se é viável ou não a microgeração fotovoltaica para este estudo de caso.

4 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Este projeto visa avaliar a viabilidade econômica de um sistema alternativo de energia para reduzir o consumo de energia da rede. Serão utilizados índices econômicos para demonstrar a atratividade econômica do projeto. Neste estudo, que objetiva analisar a viabilidade econômico-financeira da energia solar fotovoltaica serão calculados o fluxo de caixa, *payback*, o valor presente líquido e a taxa interna de retorno.

Para esta análise, foram feitos orçamentos dos principais equipamentos em lojas conhecidas no ramo de energia solar na internet. Os custos de instalação e suporte para fixação em telhado foram estimados de acordo com NAKABAYASHI (2015), considerando um valor médio de 14% do valor total dos módulos fotovoltaicos. Para o projeto considerou-se o valor de R\$15.000,00.

Na Tabela 14 são especificados os custos dos equipamentos e instalação do sistema fotovoltaico dimensionado. O custo do projeto (R\$/Wp) ficou em R\$5,13/Wp, próximo do valor encontrado em JOÃO (2016).

Tabela 14 - Especificação dos equipamentos e preço.

Item	Preço Unitário	Qtde	Preço Total
Módulo Canadian Solar CS6P-265P	R\$ 776,55	264	R\$210.009,2 ¹
Inversor Fronius Symo 15.0-3-M	R\$ 21.542,75	4	R\$86.171,00 ¹
Cabos Prysmian Afumex 6 mm ²	R\$ 2,62	300	R\$820,00 ¹
Cabos Prysmian Tecsun 10 mm ²	R\$ 5,00	960	R\$4.800,00 ¹
Cabos Prysmian Tecsun 16 mm ²	R\$17,98	300	R\$5.462,00 ¹
Caixas de junção	R\$111,90	5	R\$584,80 ¹
Eletrodutos	R\$ 4,90	400	R\$2.000,00 ¹
Disjuntor Schneider 1000DC 25A	R\$ 319,00	8	R\$2560,00 ¹
Disjuntor tripolar Siemens	R\$ 55,31	4	R\$236,59 ¹
DPS Schneider PRD-DC40r 1000V	R\$ 569,00	4	R\$2337,69 ¹
DPS Schneider Easy 9 20kA/275V	R\$ 65,00	12	R\$865,47 ¹
Instalação e Estruturas de suporte	-	264	R\$28.381,30
Projeto	R\$ 15.000,00	1	R\$15.000,00
Total			R\$359.228,10

Fonte: Próprio autor.

¹ Incluso Frete

4.1 *Payback*

O *payback* indica o tempo necessário para que se obtenha retorno do investimento inicial. Este parâmetro é muito utilizado em projetos de eficiência energética que quanto mais rápido é o retorno, mais atrativo é o investimento. Esse indicador é bem limitado pois não considera riscos, correções monetárias ou financiamentos. Ele apenas indica quando o lucro líquido se iguala ao investimento inicial. Embora seja um método simples, ele fornece uma ideia do grau de liquidez e risco do projeto. Quanto mais breve for o retorno do investimento, mais atrativo ele será (SOUZA & CLEMENTE, 2009).

4.2 Taxa Mínima de Atratividade

A taxa mínima de atratividade, é a melhor taxa com baixo nível de risco, disponível para aplicação de capital. De acordo com SOUZA & CLEMENTE (2009), a base para se escolher a taxa de juros praticada no mercado é estabelecida pela TMA, sendo as taxas de juros que mais impactam a TMA: Taxa Básica Financeira; Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP); Taxa Referencial (TR); e Taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC).

A taxa Selic é a mais utilizada atualmente, desde agosto de 2015 a atual taxa estabelecida pelo Comitê de Política Monetária do Banco Central do Brasil é de 14,15% a.a. No mercado financeiro esta taxa representa a atratividade máxima em aplicações conservadoras.

4.3 VPL

O método do valor presente líquido, com certeza é a técnica de análise de investimento mais conhecida e mais utilizada. O valor presente líquido está diretamente relacionado ao fluxo de caixa considerando as taxas de juros apropriadas. Pode ser interpretado como uma medida do valor presente da riqueza futura gerada pelo projeto. O critério de decisão deste método é bem simples: valores de VPL maior ou igual a zero são aceitos e valores menor que zero são rejeitados.

A equação matemática do VPL é dada por:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_n}{(1+i)^n} - I_0 \quad (24)$$

Onde:

n - número de anos;

I_0 - Investimento inicial;

FC_n – Fluxo de caixa do ano referência (Receita – Custos)

i – Taxa de juros de desconto;

4.4 TIR

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa que torna o Valor Presente Líquido de um fluxo de caixa igual a zero, ou seja, o lucro líquido pagaria o investimento inicial do projeto.

Para um determinado fluxo de caixa a TIR impõe a condição de VPL nulo, tem-se:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_n}{(1+i)^n} - I_0 = 0 \quad (25)$$

O resultado desta equação apresentará um valor para i , que será o valor da TIR. Este valor representa a rentabilidade relativa de um investimento e será comparada com a TMA, da forma que se a TIR superar a TMA, o investimento será qualificado como atraente economicamente.

NAKABAYASHI (2015), aponta que o mais adequado para o cálculo do VPL e TIR é utilizar a taxa de desconto igual a taxa Selic descontada da inflação, ou seja, uma taxa de desconto igual a 8,64% isto é, a taxa de 14,15% (SELIC) descontada de 5,51% (inflação). Estes valores correspondem as taxas acumuladas atuais disponibilizadas no site do Banco Central do Brasil em outubro de 2016, a inflação média projetada pelo IPCA para o período de 2016-2019 é vista na Tabela 15.

Tabela 15 - Projeção para o IPCA.

Ano	Projeção (%)
2016	7,3
2017	5,54
2018	4,9
2019	4,67
Média Geométrica	5,51

Fonte: Adaptado de Banco Central do Brasil (2016).

4.5 Análise dos Resultados

Os cálculos e a análise do retorno financeiro foram feitos utilizando a ferramenta financeira do MS Excel, a qual possibilitou analisar o fluxo de caixa anual. A análise realizada leva em consideração os custos com manutenção e operação, estimado de 1% (JOÃO, 2016;

NAKABAYASHI, 2015) sobre o investimento inicial no primeiro ano, e para os próximos anos será reajustado 1% a.a. sobre o valor do ano anterior. Além disso, o valor do kWh adotado tem como referência o preço aplicado pela CEMIG para tarifa de consumo de energia ativa horosazonal verde no Horário Fora de Ponta (HFP), que é de R\$0,4257 por kWh (dados do mês de Setembro de 2016), sendo este valor reajustado em 4,5% a.a baseado nos últimos reajustes estabelecidos pela ANEEL.

Desta forma o fluxo de caixa anual do investimento será dado pela tarifa multiplicada pelo número de kWh gerado pelo sistema naquele ano subtraído do investimento inicial. Será previsto um desconto na quantidade de energia gerada, visto que a maioria dos fabricantes de painéis solares geralmente garantem 25 anos de rendimento mínimo, GTES (2014) cita que tipicamente os painéis apresentam degradação anual linear de 0,7-0,8% durante 25 anos. Para este estudo de caso será adotado uma degradação de rendimento dos painéis de 0,8% ao ano.

Os resultados dos métodos abordados neste capítulo são mostrados a seguir. Para o método de *payback*, apresentado na Tabela 16, calculou-se o fluxo de caixa anual nos próximos 15 anos, com objetivo de encontrar o período em que o investimento fosse totalmente pago. O VPL e a TIR foram obtidos em diferentes cenários, aplicando diferentes taxas de descontos ao longo de 25 anos. No primeiro cenário aplicou-se a taxa de desconto igual a Taxa SELIC de 14,15% a.a, no segundo cenário aplicou-se a taxa de desconto igual a 8,64% a.a (Taxa SELIC descontada da inflação), e por fim aplicou-se a taxa igual a 14% a.a, os resultados do primeiro, segundo e terceiro cenário são apresentados na Tabela 17, Tabela 18 e Tabela 19 respectivamente.

Tabela 16 - Payback do estudo de caso realizado.

	Geração sem perdas	Geração com perdas	Tarifa	Remuneração	Fluxo de Caixa
Ano 1	126.841,74	103.376,02	0,4257	44.007,17	-359.228,10
Ano 2	125.827,01	102.549,01	0,4449	45.619,59	-315.220,93
Ano 3	124.820,39	101.728,62	0,4649	47.291,10	-269.601,34
Ano 4	123.821,83	100.914,79	0,4858	49.023,84	-222.310,24
Ano 5	122.831,25	100.107,47	0,5077	50.820,07	-173.286,40
Ano 6	121.848,60	99.306,61	0,5305	52.682,12	-122.466,32
Ano 7	120.873,81	98.512,16	0,5544	54.612,40	-69.784,20
Ano 8	119.906,82	97.724,06	0,5793	56.613,39	-15.171,81
Ano 9	118.947,57	96.942,27	0,6054	58.687,71	41.441,59
Ano 10	117.995,99	96.166,73	0,6326	60.838,03	100.129,30
Ano 11	117.052,02	95.397,40	0,6611	63.067,13	160.967,32
Ano 12	116.115,60	94.634,22	0,6908	65.377,91	224.034,45
Ano 13	115.186,68	93.877,14	0,7219	67.773,36	289.412,36
Ano 14	114.265,19	93.126,13	0,7544	70.256,57	357.185,72
Ano 15	113.351,06	92.381,12	0,7884	72.830,77	427.442,29

Fonte: Próprio autor.

Tabela 17 - Estimativa do VPL e TIR - taxa de desconto igual a 14,15%.

Ano	Geração s/ perdas (kWh)	Geração c/ perdas (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Receita (R\$)	Manutenção (R\$)	Fluxo de Caixa
0						-R\$ 359.228,10
1	126.841,74	103.376,02	0,4257	44.007,17	-3.592,28	R\$ 40.414,89
2	125.827,01	102.549,01	0,4449	45.619,59	-3.628,20	R\$ 41.991,39
3	124.820,39	101.728,62	0,4649	47.291,10	-3.664,49	R\$ 43.626,61
4	123.821,83	100.914,79	0,4858	49.023,84	-3.701,13	R\$ 45.322,71
5	122.831,25	100.107,47	0,5077	50.820,07	-3.738,14	R\$ 47.081,93
6	121.848,60	99.306,61	0,5305	52.682,12	-3.775,52	R\$ 48.906,60
7	120.873,81	98.512,16	0,5544	54.612,40	-3.813,28	R\$ 50.799,12
8	119.906,82	97.724,06	0,5793	56.613,39	-3.851,41	R\$ 52.761,98
9	118.947,57	96.942,27	0,6054	58.687,71	-3.889,93	R\$ 54.797,78
10	117.995,99	96.166,73	0,6326	60.838,03	-3.928,82	R\$ 56.909,20
11	117.052,02	95.397,40	0,6611	63.067,13	-3.968,11	R\$ 59.099,02
12	116.115,60	94.634,22	0,6908	65.377,91	-4.007,79	R\$ 61.370,12
13	115.186,68	93.877,14	0,7219	67.773,36	-4.047,87	R\$ 63.725,49
14	114.265,19	93.126,13	0,7544	70.256,57	-4.088,35	R\$ 66.168,22
15	113.351,06	92.381,12	0,7884	72.830,77	-4.129,23	R\$ 68.701,54
16	112.444,26	91.642,07	0,8238	75.499,29	-4.170,53	R\$ 71.328,77
17	111.544,70	90.908,93	0,8609	78.265,59	-4.212,23	R\$ 74.053,36
18	110.652,34	90.181,66	0,8997	81.133,24	-4.254,35	R\$ 76.878,88
19	109.767,13	89.460,21	0,9401	84.105,96	-4.296,90	R\$ 79.809,06
20	108.888,99	88.744,53	0,9825	87.187,60	-4.339,87	R\$ 82.847,74
21	108.017,88	88.034,57	1,0267	90.382,16	-4.383,27	R\$ 85.998,89
22	107.153,73	87.330,29	1,0729	93.693,76	-4.427,10	R\$ 89.266,66
23	106.296,50	86.631,65	1,1211	97.126,70	-4.471,37	R\$ 92.655,33
24	105.446,13	85.938,60	1,1716	100.685,42	-4.516,08	R\$ 96.169,34
25	104.602,56	85.251,09	1,2243	104.374,53	-4.561,24	R\$ 99.813,29
VPL						-R\$ 3.321,68
TIR						14,025

Fonte: Próprio autor.

Tabela 18 - Estimativa do VPL e TIR - taxa de desconto igual a 8,64%.

Ano	Geração s/ perdas (kWh)	Geração c/ perdas (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Receita (R\$)	Manutenção (R\$)	Fluxo de Caixa
0						-R\$ 359.228,10
1	126.841,74	103.376,02	0,4257	44.007,17	-3.592,28	R\$ 40.414,89
2	125.827,01	102.549,01	0,4449	45.619,59	-3.628,20	R\$ 41.991,39
3	124.820,39	101.728,62	0,4649	47.291,10	-3.664,49	R\$ 43.626,61
4	123.821,83	100.914,79	0,4858	49.023,84	-3.701,13	R\$ 45.322,71
5	122.831,25	100.107,47	0,5077	50.820,07	-3.738,14	R\$ 47.081,93
6	121.848,60	99.306,61	0,5305	52.682,12	-3.775,52	R\$ 48.906,60
7	120.873,81	98.512,16	0,5544	54.612,40	-3.813,28	R\$ 50.799,12
8	119.906,82	97.724,06	0,5793	56.613,39	-3.851,41	R\$ 52.761,98
9	118.947,57	96.942,27	0,6054	58.687,71	-3.889,93	R\$ 54.797,78
10	117.995,99	96.166,73	0,6326	60.838,03	-3.928,82	R\$ 56.909,20
11	117.052,02	95.397,40	0,6611	63.067,13	-3.968,11	R\$ 59.099,02

Ano	Geração s/ perdas (kWh)	Geração c/ perdas (kWh)	Tarifa (R\$/kWh)	Receita (R\$)	Manutenção (R\$)	Fluxo de Caixa
12	116.115,60	94.634,22	0,6908	65.377,91	-4.007,79	R\$ 61.370,12
13	115.186,68	93.877,14	0,7219	67.773,36	-4.047,87	R\$ 63.725,49
14	114.265,19	93.126,13	0,7544	70.256,57	-4.088,35	R\$ 66.168,22
15	113.351,06	92.381,12	0,7884	72.830,77	-4.129,23	R\$ 68.701,54
16	112.444,26	91.642,07	0,8238	75.499,29	-4.170,53	R\$ 71.328,77
17	111.544,70	90.908,93	0,8609	78.265,59	-4.212,23	R\$ 74.053,36
18	110.652,34	90.181,66	0,8997	81.133,24	-4.254,35	R\$ 76.878,88
19	109.767,13	89.460,21	0,9401	84.105,96	-4.296,90	R\$ 79.809,06
20	108.888,99	88.744,53	0,9825	87.187,60	-4.339,87	R\$ 82.847,74
21	108.017,88	88.034,57	1,0267	90.382,16	-4.383,27	R\$ 85.998,89
22	107.153,73	87.330,29	1,0729	93.693,76	-4.427,10	R\$ 89.266,66
23	106.296,50	86.631,65	1,1211	97.126,70	-4.471,37	R\$ 92.655,33
24	105.446,13	85.938,60	1,1716	100.685,42	-4.516,08	R\$ 96.169,34
25	104.602,56	85.251,09	1,2243	104.374,53	-4.561,24	R\$ 99.813,29
VPL						R\$ 211.832,79
TIR						14,025%

Fonte: Próprio autor.

Tabela 19 - Estimativa do VPL e TIR - taxa de desconto igual a 14%.

Ano	Geração s/ perdas	Geração c/ perdas	Tarifa	Receita	Manutenção	Fluxo de Caixa
						-R\$ 359.228,10
1	126.841,74	103.376,02	0,4257	44.007,17	-3.592,28	R\$ 40.414,89
2	125.827,01	102.549,01	0,4449	45.619,59	-3.628,20	R\$ 41.991,39
3	124.820,39	101.728,62	0,4649	47.291,10	-3.664,49	R\$ 43.626,61
4	123.821,83	100.914,79	0,4858	49.023,84	-3.701,13	R\$ 45.322,71
5	122.831,25	100.107,47	0,5077	50.820,07	-3.738,14	R\$ 47.081,93
6	121.848,60	99.306,61	0,5305	52.682,12	-3.775,52	R\$ 48.906,60
7	120.873,81	98.512,16	0,5544	54.612,40	-3.813,28	R\$ 50.799,12
8	119.906,82	97.724,06	0,5793	56.613,39	-3.851,41	R\$ 52.761,98
9	118.947,57	96.942,27	0,6054	58.687,71	-3.889,93	R\$ 54.797,78
10	117.995,99	96.166,73	0,6326	60.838,03	-3.928,82	R\$ 56.909,20
11	117.052,02	95.397,40	0,6611	63.067,13	-3.968,11	R\$ 59.099,02
12	116.115,60	94.634,22	0,6908	65.377,91	-4.007,79	R\$ 61.370,12
13	115.186,68	93.877,14	0,7219	67.773,36	-4.047,87	R\$ 63.725,49
14	114.265,19	93.126,13	0,7544	70.256,57	-4.088,35	R\$ 66.168,22
15	113.351,06	92.381,12	0,7884	72.830,77	-4.129,23	R\$ 68.701,54
16	112.444,26	91.642,07	0,8238	75.499,29	-4.170,53	R\$ 71.328,77
17	111.544,70	90.908,93	0,8609	78.265,59	-4.212,23	R\$ 74.053,36
18	110.652,34	90.181,66	0,8997	81.133,24	-4.254,35	R\$ 76.878,88
19	109.767,13	89.460,21	0,9401	84.105,96	-4.296,90	R\$ 79.809,06
20	108.888,99	88.744,53	0,9825	87.187,60	-4.339,87	R\$ 82.847,74
21	108.017,88	88.034,57	1,0267	90.382,16	-4.383,27	R\$ 85.998,89
22	124.834,09	101.739,79	1,0729	109.153,22	-2.172,12	R\$ 89.266,66
23	123.835,42	100.925,87	1,1211	113.152,60	-2.193,84	R\$ 92.655,33
24	122.844,74	100.118,46	1,1716	117.298,51	-2.215,78	R\$ 96.169,34
25	121.861,98	99.317,51	1,2243	121.596,33	-2.237,94	R\$ 99.813,29

VPL	R\$ 684,81
TIR	14,025%

Fonte: Próprio autor.

O resultado obtido na Tabela 16, indica um tempo de retorno do investimento de 8 anos, a partir de então a economia gerada pelo sistema será de total lucro para a empresa. Analisando os resultados da Tabela 17, o primeiro cenário utilizando a taxa de desconto de 14,15% a.a apresenta VPL negativo, mas uma TIR inferior a taxa de desconto aplicado, o que indica não ser viável o investimento ou melhor, o investimento não se mostrou atrativo tendo como referência a taxa de desconto igual a taxa SELIC. A Tabela 18, apresentou resultados parecidos com o anterior, VPL positivo, e a TIR superou a taxa de desconto aplicada, apontando que para a taxa aplicada o investimento é atrativo. O objetivo da Tabela 19 foi apresentar a viabilidade do investimento a partir da taxa de 14%, isto significa que para taxas menores que este valor o investimento apresenta atratividade e torna-se economicamente viável.

Podemos fazer duas comparações: a primeira comparando-se os resultados encontrados com a opção de investir no tesouro direto nacional, cuja escolha é a forma mais segura e confiável que temos atualmente para um investimento com prazo definido, cujas taxas pré-fixadas são encontradas a valores superior a 11% no mês de setembro/outubro, logo a taxa interna de retorno do projeto de investimento calculadas apenas no primeiro cenário não mostrou-se atrativo. A segunda comparação já discutida no parágrafo anterior, é com a taxa SELIC, utilizada na remuneração dos títulos públicos, cuja média atual é 14,15%, ela foi utilizada como a taxa de desconto no primeiro cenário, e a TIR calculada mostrou-se inferior à taxa SELIC, indicando não ser atrativa para o investimento neste projeto.

Contudo a decisão de se investir ou não no projeto é do investidor, que neste caso é a Metalúrgica Amapá. No feedback apresentado à empresa, seu representante confirmou o que já era previsto, o custo do investimento deste projeto ainda é alto, o tempo de retorno financeiro não alcançou as expectativas da empresa, que atualmente utiliza o método de *Payback* simples nos seus projetos, estes são caracterizados como viáveis pela empresa quando apresentam retorno de dois, três e no máximo quatro anos. A empresa acredita que nos próximos anos este cenário pode mudar, espera-se que mais incentivos fiscais sejam dados para quem deseja investir nesta tecnologia, e que futuramente eles possam concretizar este investimento e quem sabe tornar-se independente da geração centralizada.

Para que o investimento torne-se viável e mais atrativo ao consumidor é necessário que os preços dos módulos e inversores reduzam pela metade, ou seja, os preços dos equipamentos devem reduzir 50% para que o payback do investimento torne-se positivo em 4 anos.

Desta forma, este estudo mostrou que os resultados dependem da tarifa combinada com o nível de irradiação solar. Além disso, a incidência de impostos aumenta o valor da tarifa de energia, sendo favorável ao estudo de viabilidade, pois aumenta a receita gerada, à qual é resultado dos créditos de compensação.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou o dimensionamento de um sistema de microgeração fotovoltaica conectado à rede, como alternativa de redução de custos e diversificação energética da Metalúrgica Amapá em Cláudio MG. A escolha deste estudo de caso surgiu na realização de um estágio na empresa no ano passado, quando ambas as partes mostraram interesse no tema abordado neste trabalho. Procurou-se apresentar um projeto inicial, que atendesse a uma pequena demanda como é o caso das lâmpadas, com objetivo de reduzir os gastos com a distribuidora tornando-se um pouco menos vulnerável aos constantes aumentos da tarifa impostos por ela. Um ponto importante e favorável à este estudo foi o grande potencial de geração fotovoltaica apresentado pela empresa, cujos telhados dos galpões podem ser aproveitados para este tipo de instalação, pois há uma grande área coberta propícia para instalação dos módulos fotovoltaicos e boa irradiação solar local.

Os conceitos básicos do sistema fotovoltaico e seus componentes foram necessários para introduzir o assunto que até então eram desconhecidos pela autora. A prévia falta de conhecimento, foi um grande desafio pessoal, e foi grande inspiração para buscar soluções práticas na engenharia.

A disseminação desses sistemas tem aumentado o número de adeptos da geração solar fotovoltaica, e com isso o desejo de microempreendedores em se inserirem neste mercado, impulsionados pela regulamentação da ANEEL NR nº482/12 e posteriormente pela Resolução Normativa nº 687/15, o sistema de compensação de energia apresentou importante passo para crescimento da geração distribuída no Brasil. O país apresenta condições favoráveis para o aproveitamento desse tipo de geração de energia, não somente pela sua localização intertropical, mas devido também a sua disponibilidade de recursos naturais e particularidades do setor elétrico.

Este projeto objetivou conhecer todas estas condições, estudando-se o cenário da geração fotovoltaica e os requisitos necessários para implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede para um consumidor industrial, visto que a grande maioria dos trabalhos são em feitos em instituições de ensino, em prédios públicos, e na iniciativa privada são voltados para a classe residencial.

A metodologia do trabalho implicou conhecimentos sobre a classe consumidora industrial, além de estimar a quantidade de irradiação solar média local, levantar os dados de consumo das lâmpadas, avaliar o potencial físico da instalação e especificar os componentes do sistema, conforme as normas da distribuidora CEMIG.

A análise dos resultados do estudo de viabilidade econômica mostraram que do ponto de vista do consumidor o sistema de microgeração fotovoltaica distribuída ainda não é substancialmente viável. Os estudos utilizaram os principais métodos praticados neste tipo de projeto: são eles o método de *Payback*, VPL e TIR. O método de *Payback* apresentou tempo de retorno do investimento igual a oito anos, o que pela visão da empresa não é atrativo. O VPL dos cenários apresentados foram positivos, mas só o VPL não pode indicar a viabilidade de um investimento, por isso utilizou-se o método da TIR, que indicou atratividade do projeto somente para taxas de desconto inferior a 14%. Para esta taxa de desconto o investimento proposto é mais atrativo que investimentos no tesouro direto nacional pré-fixado, porém quando comparado a investimentos que utilizam a taxa SELIC como o Tesouro SELIC, tal investimento hoje não é muito atrativo. Conclui-se então, que a condição de viabilidade pode variar dependendo do consumidor, principalmente no que diz respeito ao tempo de investimento, pois cada usuário poderá exigir diferentes prazos para recuperar o capital investido.

A atratividade do investimento está intimamente relacionada aos custos de implantação dos sistemas fotovoltaicos, e para que haja ainda maior expansão deste sistema de geração no Brasil, é necessário que o governo proporcione mais incentivos fiscais na compra dos equipamentos e que mais indústrias brasileiras desenvolvam esta tecnologia para que ocorra as reduções no custos destes sistemas, principalmente para a classe industrial, que são os que mais demandam energia elétrica no país.

Desta forma conclui-se que mesmo diante destas dificuldades, o potencial de geração solar no Brasil é promissor e que esta tecnologia é capaz de disponibilizar energia elétrica na forma que o usuário precisar, seja ela conectada à rede ou em lugares remotos. Incentivar esta tecnologia é incentivar o desenvolvimento sustentável, permitindo que toda a sociedade usufrua da maior fonte de energia do planeta.

Como sugestão de trabalhos futuros pode-se desenvolver projetos de geração distribuída utilizando outra fonte de energia renovável como a eólica, ou biomassa por exemplo e avaliar a viabilidade para tal investimento; sugere-se também desenvolver um projeto que vise substituir todas as lâmpadas fluorescentes e mistas por lâmpadas de tecnologia LED e avaliar a viabilidade econômica para este investimento; outra sugestão é avaliar uma instalação com geração distribuída já implantada, confrontando a geração estimada com a geração real aplicada a outras concessionárias de energia, onde as tarifas são mais elevadas.

REFERÊNCIAS

ABINEE – **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Brasileira**. Junho de 2012. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>. Acesso em 16 de setembro de 2016.

ABNT. **Norma Brasileira ABNT NBR 5410 Instalações Elétricas de Baixa Tensão**. Brasília: ABNT, 2004.

ANEEL – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: **Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Revisão nº 6. 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo3_Revisao_6%20-%20LIMPO.pdf>. Acesso em 12 de setembro de 2016.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **IPCA – COPOM**. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/pt-br/#!/n/COPOM>>. Acesso em 25 de setembro de 2016.

_____. Resolução Normativa 482/2012. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2012.

BRAGA, R.P.; **Energia solar fotovoltaica: Fundamentos e Aplicações**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2008.

CANADIAN SOLAR. **CS6P-260 | 265 | 270P**. 2015. Disponível em: <www.canadiansolar.com/downloads.html>. Acesso em 08 de setembro de 2016

CARNEIRO, J. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos**. Universidade do Minho: 2009. Disponível em: <<https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16965/1/DIMENSIONAMENTO%20D E%20SISTEMAS%20FOTOVOLTAICOS.pdf>>. Acesso em 11 de setembro de 2016.

CEMIG. **Alternativas Energéticas: Uma visão Cemig**. Belo Horizonte: CEMIG, 2012.

_____. **Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D – Média Tensão**. Belo Horizonte: CEMIG, 2016. Disponível em: <<https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Documents/Normas%20T%C3%A9cnicas/ND.5.31.pdf>>. Acesso em 17 de setembro de 2016

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA - CEPEL - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito - CRESESB. **Energia Solar - Princípios e**

aplicação. Tutorial de Energia Solar Fotovoltaica, 2008. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/solar/>>. Acesso em: 10 Set. 2015

ENERGYSHOP. PLACA SOLAR. Disponível em: <<http://www.energyshop.com.br/produto/listar/placa-solar>>. Acesso em 08 de setembro de 2016

EPE. Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica. EPE: Rio de Janeiro, 2016.

_____. **Análise de Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira.** Nota Técnica. Rio de Janeiro, Maio. 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf>. Acesso em 15 de Setembro de 2016.

_____. **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos.** Nota técnica DEA 19/14. Rio de Janeiro, 2014.

FRONIUS SYMO. Inversor Fronius Symo 15.0.M. 2014. Disponível em: <http://www.fronius.com/cps/rde/xbcr/SID-A378DDB5-0A86F0ED/fronius_international/SE_DOC_DBL_Fronius_Symo_M_06_0092_EN_320473_snapshot.pdf>. Acesso em 08 de setembro de 2016.

GAZOLLI, J. R.; VILLALVA, M. G.; GUERRA, J. Energia solar fotovoltaica - Sistemas conectados à rede elétrica: requisitos para a conexão e proteções. O Setor Elétrico, Ed. 83, 2012. Disponível em: <http://www.osestoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed83_fasc_energia_renovavel_cap11.pdf>. Acesso em 28 de Setembro de 2016.

GREENPRO. Energia Fotovoltaica: Manual sobre tecnologias, projecto e instalação. 2004. Disponível em: <<http://www.greenpro.de/po/fotovoltaico.pdf>>. Acesso em 10 outubro 2016.

Grupo de Trabalho de Energia Solar – GTES (CRESESB/CEPEL). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Edição Especial PRC – PRODEEM: Rio de Janeiro, 2004.

_____. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Edição Especial PRC – PRODEEM: Rio de Janeiro, 2014.

HODGE, B. K. Sistemas e aplicações de energia alternativa. Rio de Janeiro (RJ): LTC, 2011.

JOÃO, P. E. T. V. **Análise técnico econômica de uma minigeração fotovoltaica em um galpão logístico em Contagem-MG**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio de Janeiro – Rio de Janeiro, 2016.

JÚNIOR, O. L. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede: Estudo de caso – 3kWp instalados no estacionamento do IEE-SP**. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo – São Paulo, 2005.

MINHA CASA SOLAR. **Painel Solar de 265W Canadian Solar - CS6P-265P** <<http://www.minhacasasolar.com.br/produto/painel-solar-de-265w-canadian-solar-cs6p-265p-78863>> Acessado em 08 de setembro de 2016

MME/EPE – **Balanco Energético Nacional 2016**. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2016.pdf>. Acessado em 05 de outubro de 2016.

MOLINA JR, W.F.; ROMANELLI, T.L. **Recursos energéticos e ambiente**. 1ª Ed. Curitiba: InterSaberes, 2015.

NAKABAYASHI, R. **Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Viabilidade Econômica**. 2015. Dissertação de Mestrado, Instituto de Energia e Ambiente da USP, São Paulo. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf>>. Acessado em 28 de setembro de 2016.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L.; RÜTHER, R. **Atlas brasileiro de energia solar**. INPE: São José dos Campos, 2006. Disponível em: <http://sonda.ccst.inpe.br/publicacoes/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf>, Acesso em: 26 de Setembro de 2015.

PRYSMIAN. **Dimensionamento: Baixa tensão – Uso Geral**. 2011. Disponível em: <http://br.prysmiangroup.com/br/files/dimensionamento_bt.pdf>. Acesso em 12 de setembro de 2016.

PVGIS. **Photovoltaic Solar Potential in European Countries**. European Union, 2012. Disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu_cmsaf_opt/PVGIS_EU_201204_publication.png>. Acesso em 02 de outubro de 2016.

RADIASOL 2 (s.d.). Disponível em <www.solar.ufrgs.br>. Acesso em 09 de setembro de 2015.

REIS, L. B.; SANTOS, E. C. **Energia elétrica e sustentabilidade: aspectos tecnológicos, socioambientais e legais**. 2ª Ed. Barueri, SP:Manole,2014.

SANTANA, F. S. **Projeto de um Sistema de Geração Fotovoltaica para a UFRJ**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2014.

SCHNEIDER. **Manual e catálogo do eletricitista**. <<http://www.schneider-electric.com.br/documents/electricians/manual-residencial.pdf>>. Acessado em 10 de setembro de 2016.

SOUZA, C.; CLEMENTE, A. **Decisões Financeiras e Análise de Investimentos: fundamentos, técnicas e aplicações**. 6ª ED. São Paulo: Atlas, 2009.

SPADUTO, R. R.; MELO, F. C.; CARVALHO, R. A.; FREITAS, L. C. G. **Projeto de um sistema fotovoltaico de 2,16 kWp conectado à rede elétrica**. XI CEEL - XI Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica, Uberlândia, 2013.

SUBMARINO. **Inversor Fronius Centrium 15000**. Disponível em: <<http://www.submarino.com.br/produto/15072223/inversor-fronius-centrium-energy-4210052-symo-15.0-3-m-potencia-15-00-kw-trifasico-380v?> > Acessado em 08 de setembro de 2016.

SWERA. Disponível em: <<https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=ME4NNK%255Bv%255D%3Dt%26z0JMes%255Bv%255D%3Dt%26z0JMes%255Bd%255D%3D1&bL=groad&cE=0&lR=0&mC=-20.44529022831967%2C-44.76563930511474&zL=15>>. Acesso em 04 de abril de 2016.

ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. **Sistema Fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. 1ª Ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

APÊNDICE A – CONSUMO DIÁRIO DAS LÂMPADAS

TENSÃO (V)	POTÊNCIA (W)	QUANT.	Pot. Inst	Horas (H)	Consumo (KWh/dia)	LOCAL
220	110	32	3.520	8	20.114,3	MANUTENÇÃO
220	40	6	240	8	1.371,4	MANUTENÇÃO
220	20	2	40	1	28,6	MANUTENÇÃO
220	46	2	92	1	65,7	MANUTENÇÃO
220	400	2	800	2	1.142,9	MANUTENÇÃO
220	110	6	660	8	3.771,4	ALMOXARIFADO
220	150	4	600	1	428,6	ALMOXARIFADO
220	46	4	184	1	131,4	ALMOXARIFADO
220	400	9	3.600	2	5.142,9	ARMAZENAGEM ESTOQUE DE PRODUTO
220	85	4	340	2	485,7	ARMAZENAGEM ESTOQUE DE PRODUTO
220	250	1	250	2	357,1	ARMAZENAGEM ESTOQUE DE PRODUTO
127	40	12	480	2	548,6	AUDITÓRIO
220	56	100	5.600	7	33.600,0	GALPÃO 2 (PINT/BEM/SOLD A/PERF)
220	56	160	8.960	4	25.600,0	GALPÃO 2 (PINT/BEM/SOLD A/PERF)
220	400	4	1.600	6	6.857,1	GALPÃO 2 ESTOQUE DE PRODUTO
220	56	8	448	6	1.920,0	GALPÃO 2 ESTOQUE DE PRODUTO
220	32	32	1.024	0,5	365,7	SUBESTAÇÃO/ GERADOR/ GALPÃO 2
220	400	6	2.400	10	17.142,86	ARMAZENAGEM MATÉRIA PRIMA
220	56	16	896	10	6.400,0	ARMAZENAGEM MATÉRIA PRIMA
220	85	90	7.650	10	54.642,86	G1-ESTAMPARIA
220	250	10	2.500	9	16.071,4	G1-ESTAMPARIA

CONTINUAÇÃO

TENSÃO (V)	POTÊNCIA (W)	QUANT.	Pot. Inst	Horas (H)	Consumo (KWh/dia)	LOCAL
220	46	4	184	2	315,4	G1-ESTAMPARIA/BANHEIRO 2
220	85	1	85	2	145,7	G1-ESTAMPARIA/BANHEIRO 2
127	20	4	80	2	114,3	G1-BANHEIRO 1
127	40	6	240	2	342,9	G1-BANHEIRO 1
220	85	29	2.465	6	10564,3	G1-PINTURA
220	250	4	1.000	6	4285,7	G1-PINTURA
220	46	2	92	6	394,3	G1-PINTURA
220	400	2	800	6	3428,6	G1-PINTURA
127	40	4	160	4	457,1	EXPEDIÇÃO
220	400	4	1.600	4	4.571,4	EXPEDIÇÃO
220	150	2	300	4	857,1	EXPEDIÇÃO
220	85	8	680	4	1.942,9	EXPEDIÇÃO
127	40	4	160	9	1.028,6	DP
127	32	4	128	9	822,9	RH
127	20	1	20	1	14,3	SALA DE REUNIÃO
127	20	2	40	1	22,9	SERVIDOR
127	20	4	80	9	514,3	SALA DA SEGURANÇA
127	46	1	46	9	295,7	SALA DA SEGURANÇA
127	20	6	120	3	360,0	ESCADAS (BANHEIRO)
127	20	6	120	3	257,1	BANHEIRO PROX. ESCADA
127	40	12	480	3	1.028,6	BANHEIRO MASC.
127	20	18	360	3	771,4	BANHEIRO MASC.
127	40	10	400	3	857,1	BANHEIRO FEM.
127	20	2	40	1	28,6	BANHEIRO FEM.
127	20	4	80	1	57,1	BANHEIRO PNE
127	40	44	1.760	6	7.542,9	REFEITÓRIO

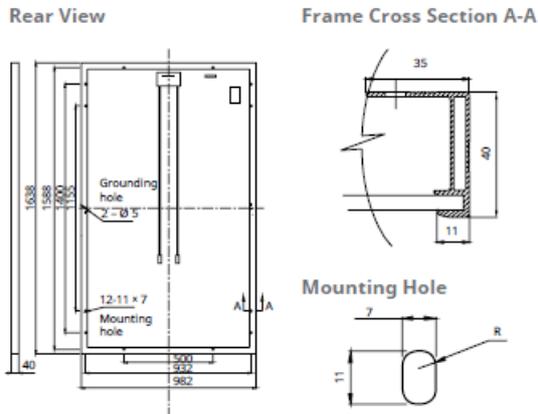
CONTINUAÇÃO

TENSÃO (V)	POTÊNCIA (W)	QUANT.	Pot. Inst	Horas (H)	Consumo (KWh/dia)	LOCAL
127	20	7	140	6	600,0	REFEITÓRIO
220	110	4	440	0,5	125,7	GERADORES
220	85	1	85	1	48,57	COMPRESSORES
220	110	12	1.320	8	7.542,9	DESENVOLVIMENTO
127	20	2	40	0,5	14,3	BANHEIRO MOTORISTA
127	20	8	160	8	914,3	RECEPÇÃO
127	20	18	360	0,5	77,1	MOSTRUÁRIO
127	20	4	80	1	57,1	BANHEIRO ADM
127	40	22	880	8	5.028,6	FINANCEIRO
127	20	4	80	8	457,1	FINANCEIRO
127	40	14	560	8	3.200,0	2º PISO
127	40	16	640	8	3.657,1	3º PISO
127	20	2	40	1	28,6	BANHEIRO ADM
127	20	4	80	18	1.440,0	GUARITA
127	40	2	80	18	1.440,0	GUARITA
220	150	5	750	10	7.500,0	FAIXADA
220	400	15	6.000	8	48.000,0	ÁREA EXTERNA
Total		838	65.139		317.341,09	

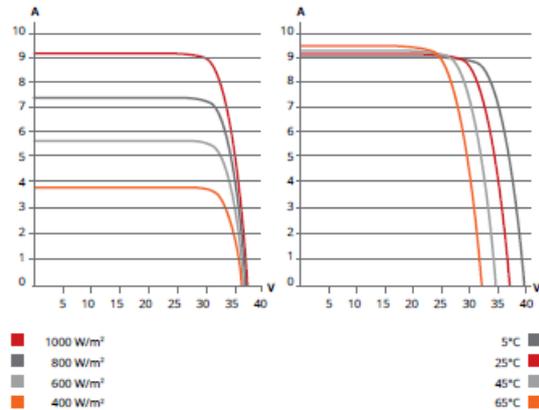
Fonte: Próprio autor.

ANEXO A – ESPECIFICAÇÕES DO PAINEL SOLAR

MODULE / ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6P-260P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

Electrical Data CS6P	260P	265P
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	265 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.4 V	30.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.56 A	8.66 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.5 V	37.7 V
Short Circuit Current (Isc)	9.12 A	9.23 A
Module Efficiency	16.16%	16.47%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C	
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)	
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)	
Max. Series Fuse Rating	15 A	
Application Classification	Class A	
Power Tolerance	0 ~ + 5 W	

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

ELECTRICAL DATA | NOCT*

Electrical Data CS6P	260P	265P
Nominal Max. Power (Pmax)	189 W	192 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	27.7 V	27.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.80 A	6.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.5 V	34.7 V
Short Circuit Current (Isc)	7.39 A	7.48 A

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

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Industry leading performance at low irradiation, average 96.5% relative efficiency from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

Fonte: CANADIAN SOLAR, 2015.

MODULE | MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6 x 10)
Dimensions	1638 x 982 x 40 mm (64.5 x 38.7 x 1.57 in)
Weight	18 kg (39.7 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in) (650 mm (25.6 in) is optional)
Connectors	Friends PV2a (IEC), Friends PV2b (IEC / UL)
Standard	26 pieces, 515 kg (1135.4 lbs)
Packaging	(quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	728 pieces (40' HQ)

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

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

PARTNER SECTION



ANEXO B – ESPECIFICAÇÕES DO INVERSOR FRONIUS

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 ($\cos\ \phi_{ac,r}$)	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.

Fonte: FRONIUS SYMO, 2014.

ANEXO C - TABELA PARA DIMENSIONAMENTO DOS CABOS - 0,6/1kV

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.

Fonte: PRYSMIAN, 2011.

ANEXO B - TABELA PARA DIMENSIONAMENTO DOS CABOS - 750V

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.

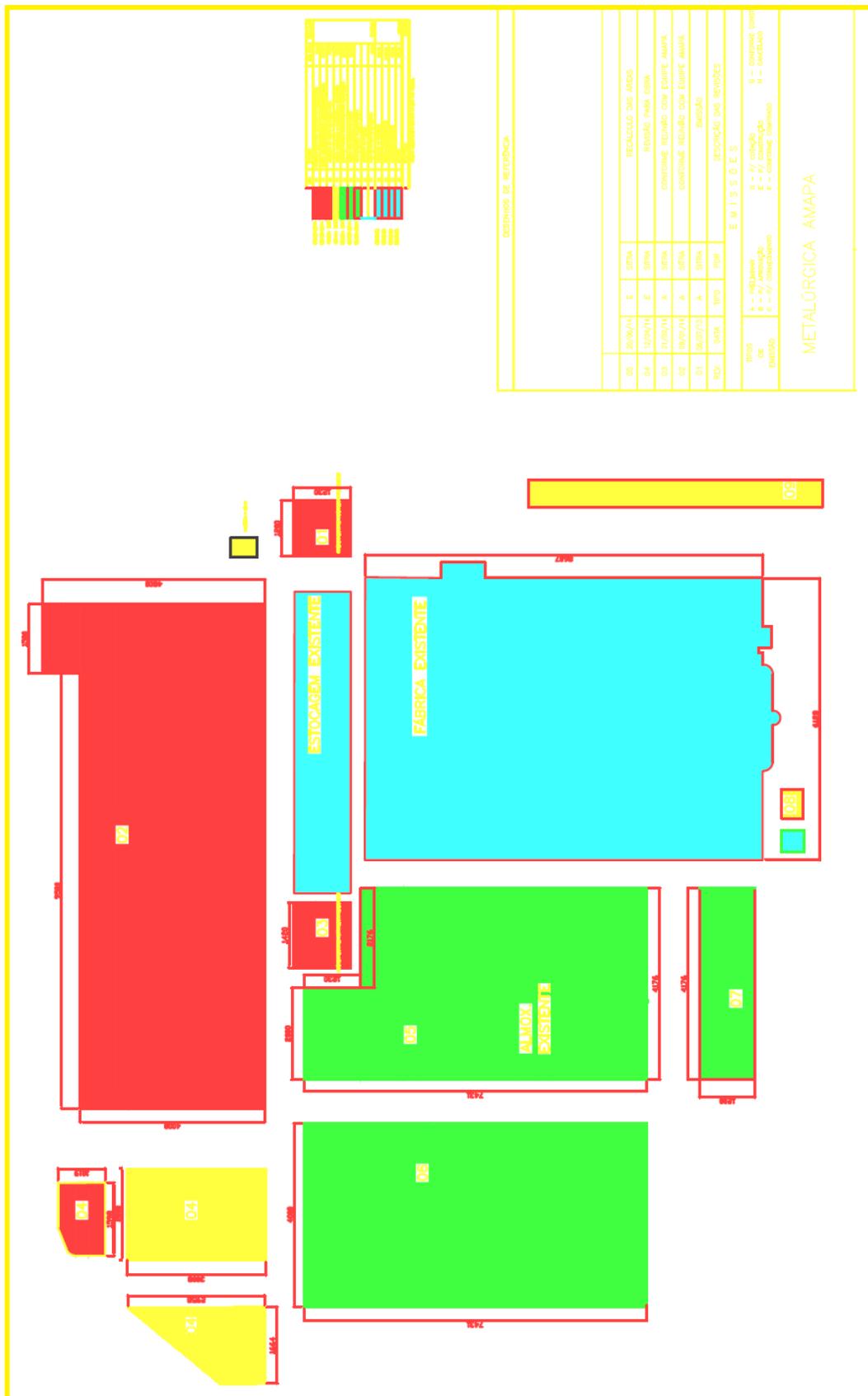
- Cabo Superastic, Cabo Superastic Flex, Fio Superastic, Cabo Sintenax, Cabo Sintenax Flex e Afumex 750V;
- 2 e 3 condutores carregados;
- Temperatura no condutor: 70 °C;
- Temperaturas: 30 °C (ambiente) e 20 °C (solo).

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.

Fonte: PRYSMIAN, 2011.

ANEXO D - PLANTA BAIXA DA EMPRESA



Fonte: Acervo disponibilizado pela empresa.