

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE CAMPINAS

**CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS, AMBIENTAIS E DE
TECNOLOGIAS**

FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

BRUNA MORAES LOPES

**DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO
PARA O RESTAURANTE UNIVERSITÁRIO DA
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS**

CAMPINAS

2020

BRUNA MORAES LOPES

**DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO
PARA O RESTAURANTE UNIVERSITÁRIO DA
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS**

Trabalho de conclusão de curso apresentado como exigência para obtenção de diploma de graduação no curso de engenharia elétrica, do Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de Tecnologias, da Pontifícia Universidade Católica de Campinas.

Orientador: Prof. Dr. Carlos A. Castro

CAMPINAS

2020

**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE CAMPINAS
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS, AMBIENTAIS E DE
TECNOLOGIAS – FACULDADE DE ENGENHARIA
ELÉTRICA**

BANCA EXAMINADORA

Presidente da Banca e Orientador Prof. Dr. Carlos A. Castro

Examinadora Profa. Dra. Marina Lavorato de Oliveira

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais e amigos, por sempre estarem presentes, principalmente nos momentos mais difíceis enfrentados.

Aos orientadores Ralph Heinrich e Carlos A. Castro, pelo trabalho excepcional de encaminhamento deste trabalho, com ideias inovadoras e construtivas.

Aos professores Marcelo Villalva e Tatiane Costa, pelos cursos ministrados sobre geração fotovoltaica e pelo suporte exemplar concedido no desenvolvimento deste trabalho, que foram cruciais para seu êxito.

RESUMO

Este trabalho envolve o dimensionamento técnico e financeiro de um sistema fotovoltaico para o Restaurante Universitário da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), utilizando o *software* PVsyst. Foram tratados aspectos de topologia, com a conexão entre os módulos fotovoltaicos, inversores e os demais elementos do sistema, assim como foi realizada também a análise financeira do investimento, englobando indicadores econômicos como VPL, *ROI*, *payback* e *LCOE*. Por fim, faz-se um balanço das atividades realizadas, destacando a importância do projeto e as observações realizadas pela própria autora.

Termos de indexação: Sistema fotovoltaico, módulo, inversor, *MPPT*, *payback*, análise financeira, análise técnica, elemento de proteção, topologia, *on-grid*, *off-grid*, irradiância, Sol, PVsyst, dimensionamento, simulação, *ROI*, *LCOE*, VPL, sombreamento, *by-pass*, projeto, cabo, norma, relatório, tarifa, tributo, geração, fonte renovável, IPCA, dado solarimétrico, azimute, inclinação, fluxograma, desenho 3-D.

ABSTRACT

This work involves the technical and financial design of a photovoltaic system for the restaurant of the Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), through the software PVsyst. Topology aspects were dealt with, such as the connection between the photovoltaic modules, inverters and the other elements of the system, as well as the financial analysis of the investment, including economic indicators such as NPV, ROI, payback, and LCOE. Finally, the activities carried out are evaluated, highlighting the importance of the project and the observations made by the author herself.

Indexing Terms: Photovoltaic system, module, inverter, MPPT, payback, financial analysis, technical analysis, protection element, topology, on-grid, off-grid, irradiance, Sun, PVsyst, sizing, simulation, ROI, LCOE, VPL, shading, by-pass, project, cable, standard, report, tariff, tax, generation, renewable source, IPCA, solarimetric data, azimuth, inclination, flow chart, 3-D design

LISTA DE FIGURAS

Figura 1:	(a) e (b) Vila Solar de Freiburg. [5].....	18
Figura 2:	Perspectivas de geração por fontes no Brasil em 2050. [6].....	20
Figura 3:	Fluxo de potência global, em W/m ² . [4].....	22
Figura 4:	Componentes da radiação solar. [4].....	23
Figura 5:	Mapa de irradiação solar em média anual. [4].....	24
Figura 6:	Canadian CS6U-335P Max Power. [10].....	27
Figura 7:	Circuito interno da célula fotovoltaica de Silício. [4].....	28
Figura 8:	Curvas I-V e P-V, para R _s = 5 mΩ e R _p = 7 Ω. [11].....	30
Figura 9:	Operação do diodo de <i>by-pass</i> . [4].....	36
Figura 10:	Inversor (a) meia ponte e (b) ponte completa monofásica. [4].....	38
Figura 11:	Fusível GPV de 15A. [35].....	39
Figura 12:	DPS da marca Clamper. [12].....	40
Figura 13:	Chave seccionadora. [16].....	41
Figura 14:	<i>String box</i> CC. [17].....	41
Figura 15:	<i>String box</i> CA. [19].....	42
Figura 16:	Disjuntor. [20].....	43
Figura 17:	Métodos de cabeamento em corrente e em “ <i>leapfrog</i> ”. [22].....	44
Figura 18:	Fluxograma geral do projeto.	52
Figura 19:	Dimensionamento do sistema.....	54
Figura 20:	Dados de entrada e saída da avaliação econômica.	56
Figura 21:	Refeitório Universitário – UNICAMP. [33].....	58
Figura 22:	Medidor do refeitório universitário.....	59
Figura 23:	Temperaturas de operação dos painéis ao longo do ano.	60
Figura 24:	Imagem do telhado do refeitório universitário, com sua angulação.	61
Figura 25:	Vista aérea do refeitório universitária, Helioscope.....	62
Figura 26:	Dados de posicionamento e dimensão dos <i>sheds</i>	63
Figura 27:	Gráfico de otimização de inclinação.	64
Figura 28:	Indicação do ângulo azimutal.	64
Figura 29:	Informações de orientação do sistema.	65
Figura 30:	Diferentes visões do desenho 3-D do refeitório universitário.....	66
Figura 31:	Configurações dos <i>sheds</i> do desenho 3-D.....	66
Figura 32:	Trajectoria solar e influência de sombras.	67
Figura 33:	Trajectoria solar e influência de sombras atualizadas.	68
Figura 34:	Disposição das <i>strings</i> nos <i>sheds</i>	71
Figura 35:	Representação do cabeamento no edifício.....	72
Figura 36:	Parâmetros financeiros da análise do PVsyst.....	74
Figura 37:	Investimento feito por fundos próprios.	75
Figura 38:	Tarifa fixa de energia utilizada como base de comparação.	76
Figura 39:	Resultados financeiros.....	76
Figura 40:	Estrutura de bandas de energia. [4].....	92
Figura 41:	Estrutura da junção pn com polarização direta. [42].....	94

Figura 42:	Caso 1 – subarranjo com quatro <i>strings</i> em paralelo.....	109
Figura 43:	Caso 2 – subarranjo com cinco <i>strings</i> em paralelo	110
Figura 44:	Topologia proposta pela norma 16690. [44]	111
Figura 45:	Dimensionamento de fusíveis por <i>string</i> [44]	112
Figura 46:	Dimensionamento de fusíveis por subarranjo [44]	112
Figura 47:	Cálculo dos elementos de proteção do sistema, lado CC.....	113
Figura 48:	Métodos de cabeamento solar indicados na norma NBR 5410 [45] ..	113
Figura 49:	Tabela 39, retirada da norma NBR 5410 [45]	114
Figura 50:	Tabela 47, retirada da norma NBR 5410 [45]	115
Figura 51:	Tabela C.2, retirada da norma NBR 16612 [46].....	116
Figura 52:	Seção C.1, retirada da norma NBR 16612 [46]	116
Figura 53:	Tabela 40, retirada da norma NBR 5410 [45]	117
Figura 54:	Tabela 42, retirada da norma NBR 5410 [45]	118
Figura 55:	Cálculos de cabeamento da zona 1	118
Figura 56:	Tabela 33, retirada da norma NBR 5410 [45]	119
Figura 57:	Cálculos de cabeamento da zona 2.....	120
Figura 58:	Tabela 37, retirada da norma NBR 5410 [45]	121
Figura 59:	Item 4.3.10, da norma NBR 16690 [44]	122
Figura 60:	Indicação de ohm/km para cada bitola de cabo [50].....	122
Figura 61:	Vista aérea das distâncias utilizadas do telhado.....	123
Figura 62:	Custo total de energia considerando impostos	125
Figura 63:	Cálculo da demanda e do custo total de energia anual	126

LISTA DE TABELAS

Tabela 1:	Melhores eficiências registradas em células. [4].....	26
Tabela 2:	Subgrupos da categoria A. [23].....	47
Tabela 3:	Resultados das simulações dos quatro sistemas.	57
Tabela 4:	Consumo mensal de cada faixa horária.....	59
Tabela 5:	Dados de irradiância e temperatura.....	60
Tabela 6:	Custos e fretes dos principais itens do sistema.	72
Tabela 7:	Custos e fretes de dispositivos de proteção e cabos do lado CC.	73
Tabela 8:	Custos e fretes de dispositivos de proteção e cabos do lado CA.	73
Tabela 9:	Custos de seguro, manutenção, instalação e total.	73
Tabela 10:	Níveis de energia de ionização para dopantes tipo p e n. [4]	94
Tabela 11:	Valores mensais de consumo de 2019, em kWh.....	103
Tabela 12:	Valores mensais de consumo de 2019, em kWh.....	104
Tabela 13:	Relação entre consumo de ponta e consumo total da faixa horária ..	108
Tabela 14:	Energia consumida por faixa horária para o mês e ano.....	108
Tabela 15:	Relação de bandeiras tarifárias e impostos para 2019.....	125
Tabela 16:	Média dos impostos da tabela 14 e TUSD e TE.	125
Tabela 17:	Custo total de energia considerando bandeiras.....	125

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1:	Produção de Energia por Fonte no Mundo. [1]	15
Gráfico 2:	Produção de Energia por Fonte no Brasil. [1]	16
Gráfico 3:	Geração Fotovoltaica instalada de 1990-2017 [GWp]. [1]	17
Gráfico 4:	Instalações fotovoltaicas no Brasil. [1]	19
Gráfico 5:	Curva IV x Curva PV. [4]	29
Gráfico 6:	Curva I-V com os cálculos de R_s e R_p explícitos. [4]	30
Gráfico 7:	FF é a razão entre a área dos dois retângulos. [4]	32
Gráfico 8:	Associação em série da curva I-V de silício. [4]	33
Gráfico 9:	Associação em paralelo da curva I-V de silício. [4]	34
Gráfico 10:	Influência da variação de irradiação solar no módulo fotovoltaico. [4]	35
Gráfico 11:	Influência da variação de temperatura no módulo fotovoltaico. [4]	35
Gráfico 12:	Curvas I-V do sistema fotovoltaico com e sem diodo <i>by-pass</i> . [4]	37
Gráfico 13:	Médias de temperatura em 2019 e de 1990 a 2019. [35]	61
Gráfico 14:	Gráfico de características elétricas dos componentes do sistema	69
Gráfico 15:	Otimização de dimensionamento do inversor.	70
Gráfico 16:	Gráfico de consumo com erro acumulativo	102
Gráfico 17:	Padrão de consumo mensal para 2019	103
Gráfico 18:	Padrão de consumo mensal de 2019 corrigido	104
Gráfico 19:	Padrão de consumo energético para setembro de 2019, em kWh	105
Gráfico 20:	Gráfico de consumo energético da primeira semana de setembro	105
Gráfico 21:	Gráfico de consumo energético da segunda semana de setembro ...	106
Gráfico 22:	Gráfico de consumo energético da terceira semana de setembro	106
Gráfico 23:	Gráfico de consumo energético da quarta semana de setembro	107
Gráfico 24:	Gráfico de consumo energético da quinta semana de setembro	107

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	15
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	22
2.1 Conceitos Básicos.....	22
2.1.1 Radiação solar sobre a Terra.....	22
2.1.2 Distribuição da irradiação solar média diária no Brasil.....	23
2.1.3 Potencial solar e sua avaliação.....	24
2.1.4 Condições-padrão de ensaio (STC).....	25
2.1.5 Fatores limitantes da eficiência de conversão de uma célula PV.....	25
2.1.6 Melhores células fotovoltaicas quanto à eficiência.....	26
2.2 Sistemas fotovoltaicos.....	27
2.3 Módulos fotovoltaicos.....	27
2.3.1 Curvas IV/PV.....	28
2.3.2 Parâmetros elétricos	30
2.3.3 Tensão de circuito aberto (Voc)	31
2.3.4 Corrente de curto-circuito (Isc).....	31
2.3.5 Fator de forma (FF)	31
2.3.6 Eficiência (n)	32
2.3.7 Associações de células e módulos fotovoltaicos.....	32
2.3.8 Associação em série	33
2.3.9 Associação em paralelo	33
2.3.10 Características externas que afetam os parâmetros elétricos.....	34
2.3.11 Influência da irradiância	34
2.3.12 Influência da temperatura.....	35
2.3.13 Efeito de sombreamento	36
2.3.14 Diodo de desvio (<i>by-pass</i>).....	36
2.4 Inversores	37
2.4.1 Tipos de inversores.....	38
2.4.1.1 Comutado pela rede (em SFCR).....	38
2.4.1.2 Auto comutado	38
2.5 <i>MPPT</i> (do inglês <i>Maximum Power Point Tracking</i>)	38
2.6 Elementos de proteção	39
2.6.1 Fusível.....	39

2.6.2	DPS.....	40
2.6.3	Chave Seccionadora	41
2.6.4	<i>String box</i> CC.....	41
2.6.5	<i>String box</i> CA	42
2.6.6	Disjuntor	43
2.6.7	Cabo.....	43
2.7	Estruturas de fixação.....	44
2.8	Indicadores financeiros	44
2.8.1	Valor presente líquido (VPL)	44
2.8.2	Taxa de desconto ou taxa mínima de atratividade (TMA)	45
2.8.3	Taxa interna de retorno (TIR).....	45
2.8.4	Índice nacional de preços ao consumidor amplo (IPCA).....	45
2.8.5	<i>Payback</i> descontado	45
2.8.6	<i>LCOE</i> (do inglês <i>Levelized cost of energy</i>)	46
2.8.7	<i>ROI</i>	46
2.9	Estrutura tarifária.....	46
2.9.1	Tarifa horo-sazonal verde	47
2.9.2	Tributos	47
2.9.2.1	Tributos Estaduais e municipais.....	48
2.9.2.2	Tributos Federais	48
3.	OBJETIVO	49
4.	METODOLOGIA	50
4.1	Procedimentos técnicos	52
4.2	Procedimentos econômicos	54
4.2.1	Listagem de custos	55
4.2.2	Utilização da tarifa de energia da concessionária	55
4.2.3	Utilização de parâmetros financeiros	55
5.	RESULTADOS	57
5.1	Determinar a localização (bloco 1)	57
5.2	Obter dados relevantes do projeto (bloco 2)	58
5.2.1	Dados de consumo energético.....	58
5.2.2	Irradiância e temperatura	60
5.3	Determinar módulos e sua orientação (bloco 3).....	61

5.4	Desenho em 3-D (blocos 4, 5 e 6)	65
5.5	Sistema (bloco 7)	68
5.6	Disposição dos módulos (bloco 8)	70
5.7	Análise de perdas detalhadas (bloco 9)	71
5.8	Avaliação econômica (bloco 10)	72
6.	CONCLUSÃO	78
7.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	79
8.	BIBLIOGRAFIA	86
9.	ANEXOS	92
9.1	ANEXO A – SEMICONDUTORES, EFEITOS E JUNÇÃO PN	92
9.1.1	Conceitos relacionados a semicondutores	92
9.1.2	Efeitos fotoelétrico e fotovoltaico	93
9.1.3	Processo de junção p-n	94
9.2	ANEXO B – MODELAGEM MATEMÁTICA DAS CURVAS IV/PV	95
9.3	ANEXO C – MODELAGEM MATEMÁTICA DA INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NA CURVA IV	96
9.4	ANEXO D – CARACTERÍSTICAS ESPECÍFICAS DE INVERSORES	97
9.5	ANEXO E – NORMAS	100
9.6	ANEXO F – CÁLCULO DO CONSUMO ENERGÉTICO	102
9.7	ANEXO G – CÁLCULOS DE CABEAMENTO	109
9.8	ANEXO H – CÁLCULO DA TAXA DE ENERGIA ELÉTRICA	124
9.9	ANEXO I – RELATÓRIO DO PVSYS 7.0	127

1. INTRODUÇÃO

Sustentabilidade, uma palavra que toma espaço em diversos contextos, seja ele econômico, ambiental ou social. A consciência da sociedade em relação a viver de forma sustentável vem se tornando cada vez maior, consequência de efeitos como o aquecimento global e outros decorrentes do excesso de poluentes que são lançados no mundo inteiro. A partir dessa consciência, diversas iniciativas foram tomadas nos últimos anos. Acordos entre as nações e diversas discussões de abrangência mundial, como por exemplo a Rio+20, o acordo de Paris e a agenda 2030, da qual surgiram os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), os quais abrangem aspectos que no futuro nos permitirá viver de forma sustentável. Entre esses objetivos alguns possuem correlação com o trabalho que será desenvolvido nesse projeto final, quais sejam:

- Energia limpa e sustentável;
- Cidades e comunidades sustentáveis;

Uma fonte de poluição importante é a geração de energia elétrica, já que em grande parte é realizada através de fontes não renováveis como carvão, gás natural e combustíveis derivados do petróleo, como pode ser visto no gráfico 1.

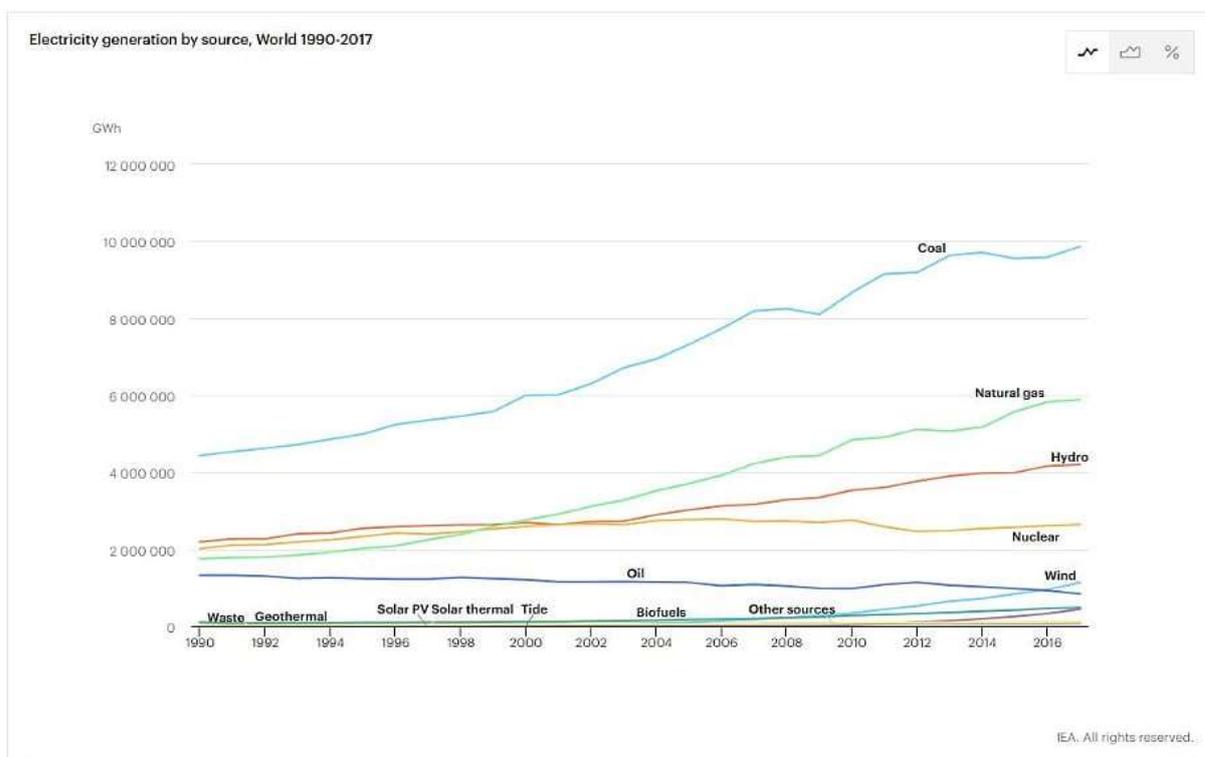


Gráfico 1: Produção de Energia por Fonte no Mundo. [1]

Pode-se ver que o cenário mundial conta, em sua grande maioria, com fontes não limpas ou não renováveis para geração de energia. O Brasil possui um cenário significativamente melhor, já usinas hidrelétricas são largamente utilizadas para a geração de energia, como mostrado no gráfico 2.

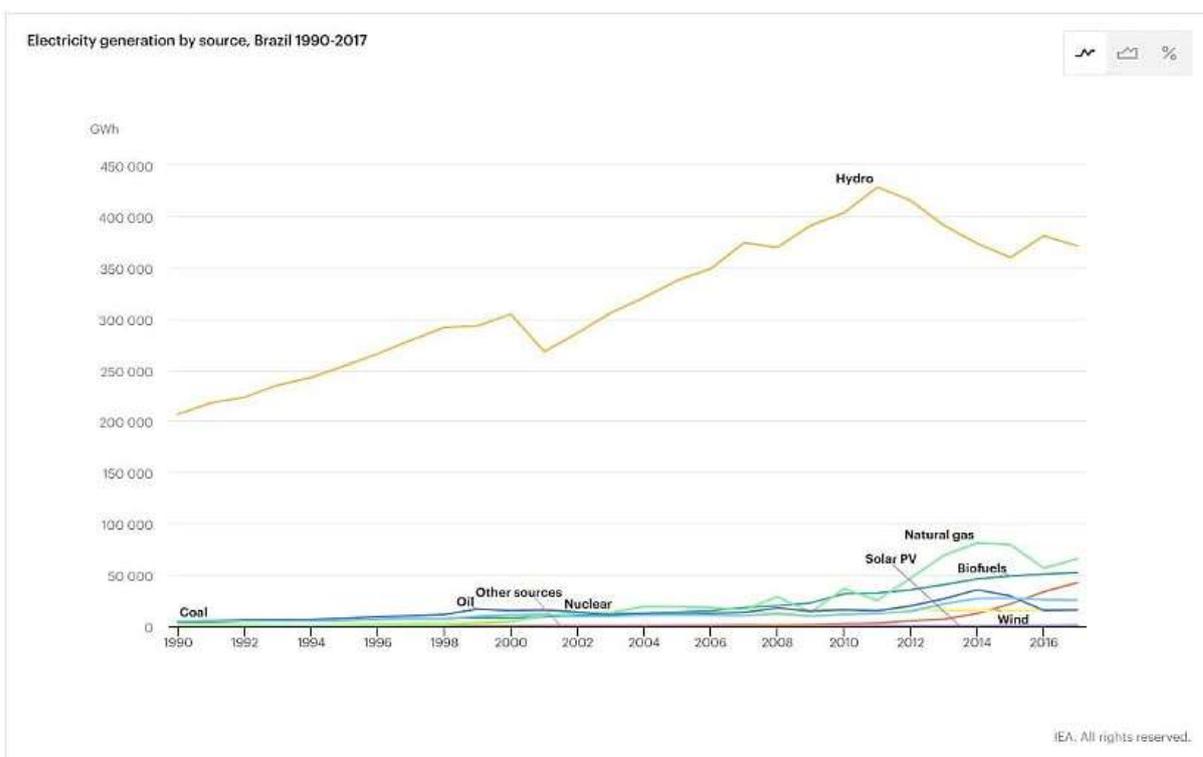


Gráfico 2: Produção de Energia por Fonte no Brasil. [1]

Uma das melhores, se não a melhor solução atual para reduzir a geração de energia através de fontes não renováveis, é a geração de energia através do sol. De acordo com [2], a utilização do sol como fonte de energia vem desde o século VII a.c., porém, a utilização do Sol como fenômeno fotovoltaico foi descoberta em 1839. Apenas em 1883 é que foram produzidas as primeiras células fotovoltaicas a partir do selênio, e contavam com cerca de 1% de eficiência. As primeiras células de silício, como as que são utilizadas hoje em dia, foram desenvolvidas em 1954 e possuíam cerca de 6% de eficiência.

Em 1999 o mundo chegou ao marco de 1GWp de geração solar instalada, o que continuou evoluindo com os anos conforme pode-se ver no gráfico 3.

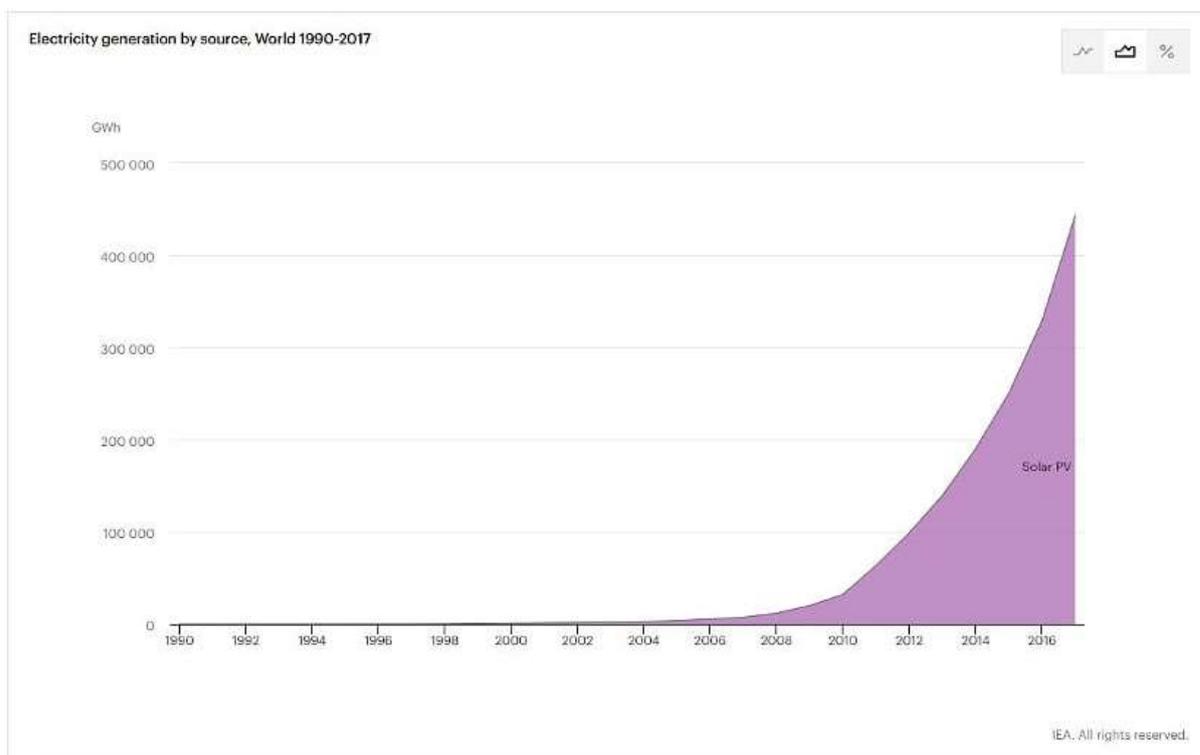


Gráfico 3: Geração Fotovoltaica instalada de 1990-2017 [GWh]. [1]

A evolução da tecnologia possui um impacto significativo nesse processo, já que os componentes utilizados pelos sistemas de geração solar foram se tornando cada vez mais eficientes, mesmo que para sua real utilização nem sempre seja utilizado o melhor recurso, já que fatores como o custo têm impacto significativo quando se realiza o investimento. Atualmente, há placas com eficiência que atingem 26% [3], assim como inversores de frequência que fazem uma conversão CC-CA (corrente contínua para corrente alternada) de forma mais limpa e eficiente, e também a evolução dos controladores de carga que passam do *PWM (Pulse Width Modulation)* para os controladores *MPPT (Maximum Power Point Tracking)* [4]. Porém, algo que ainda pode representar uma das maiores dificuldades quando se trata de energia é o armazenamento da mesma, pois em sua grande maioria os dispositivos de armazenamento ainda deixam a desejar no que se refere a capacidade de armazenamento e geram uma grande quantidade de resíduos serem descartados, o que pode tornar complicada a visão sustentável desse modelo de geração. Ainda assim, a evolução desses componentes foi significativa nas últimas décadas.

Em meados do ano 2000, a Alemanha, por determinação do governo inseriu no país a política de se devolver em créditos o excedente de energia gerada por instalações fotovoltaicas. A partir disso ocorreram construções de diversas vilas e condomínios que eram totalmente supridas por módulos solares instalados nelas próprias, como por exemplo na figura 1, a vila solar de Freiburg.



Figura 1: (a) e (b) Vila Solar de Freiburg. [5]

O Brasil é um país que possui uma grande vantagem para utilização desse modelo de geração, já que conta com índices excelentes de irradiação solar, muito maior que a média dos países europeus. Porém, a sua tecnologia ainda está em fase de desenvolvimento.

Como verificado em [4], nos anos 50, iniciou-se desenvolvimento de PVs (painéis fotovoltaicos) no INT (Instituto Nacional de Tecnologia) e CTA (Centro Tecnológico de Aeronáutica) e, em 1958, ocorre o Primeiro Simpósio Brasileiro de Energia Solar, marco na linha histórica do crescimento dessa tecnologia no país. Além disso, na mesma época, na Universidade de São Paulo (USP), foi iniciado o desenvolvimento de lingotes de silício monocristalino, através do método de Czochralski, para a fabricação de células fotovoltaicas, resultando em equipamentos com eficiência de aproximadamente 12,5%, que ultrapassava expectativas na época [4].

Nos anos 70, o ritmo de desenvolvimento tecnológico no Brasil no setor de geração solar equiparava-se aos países de vanguarda, devido à crise internacional do petróleo, sendo que, ao final dos anos 70 e começo dos anos 80, foram inauguradas duas fábricas de módulos fotovoltaicos no país. Porém, devido à falta de incentivos, grupos de pesquisas abandonaram aos poucos o setor, ocasionando na redução drástica da produção, ou até mesmo na extinção das fábricas, restando apenas uma, localizada em Campinas [4].

Durante o 2º Simpósio Nacional de Energia Solar Fotovoltaica, em 2005 no Cepel (RJ), ressurgiu a ideia de reorganizar a ABENS, fundada em 1978 e temporariamente suspensa devido à falta de atividade no setor, para que o país pudesse retomar o crescimento de sua tecnologia. Deste modo, ocorreram, até 2012, três novos congressos organizados pela ABENS [4].

Nos anos 80 e 90, houve grandes avanços nas pesquisas relativas à purificação do silício para a confecção de células fotovoltaicas, tanto em universidades e centros de pesquisa, quanto em empresas privadas. Nos anos 90, células fotovoltaicas de silício cristalino foram feitas para testes no primeiro satélite brasileiro, sendo mantido esse tipo de pesquisa até os dias atuais, pelo INPE, porém com células de tripla junção [4].

Apesar dos avanços, ainda na década de 90, havia uma grande defasagem entre o avanço tecnológico no Brasil e nos países europeus, visto que na Alemanha, por exemplo, houve diversos programas para a construção de vilas e condomínios com geração fotovoltaica, focados nas moradias residenciais, como já mencionado [4].

Em 2001, o Governo Federal criou o Fundo Setorial de Energia (CT-ENERG), resultando no maior crescimento da pesquisa e desenvolvimento da energia solar fotovoltaica e na criação de mais grupos de pesquisa. Em 2004, foi criado o Centro Brasileiro de Desenvolvimento de Energia Solar Fotovoltaica (CB-Solar), através da cooperação entre a entidade governamental da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) e Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUC-RS), com o intuito de promover os futuros simpósios e de focar no desenvolvimento de células fotovoltaicas de silício cristalino e de módulos, visando produção em escala industrial [4].

A partir de 2002, já foram iniciadas medidas para regulamentar a tecnologia, de modo que fossem decretados incentivos relacionados ao acesso à energia pela população, especificações para equipamentos de geração, validação de laboratórios etc., tanto para sistemas conectados à rede (*on-grid*) quanto para desconectados (*off-grid*) [4].

De 2012 em diante houve uma evolução significativa nas instalações fotovoltaicas no país, conforme mostra o gráfico 4.

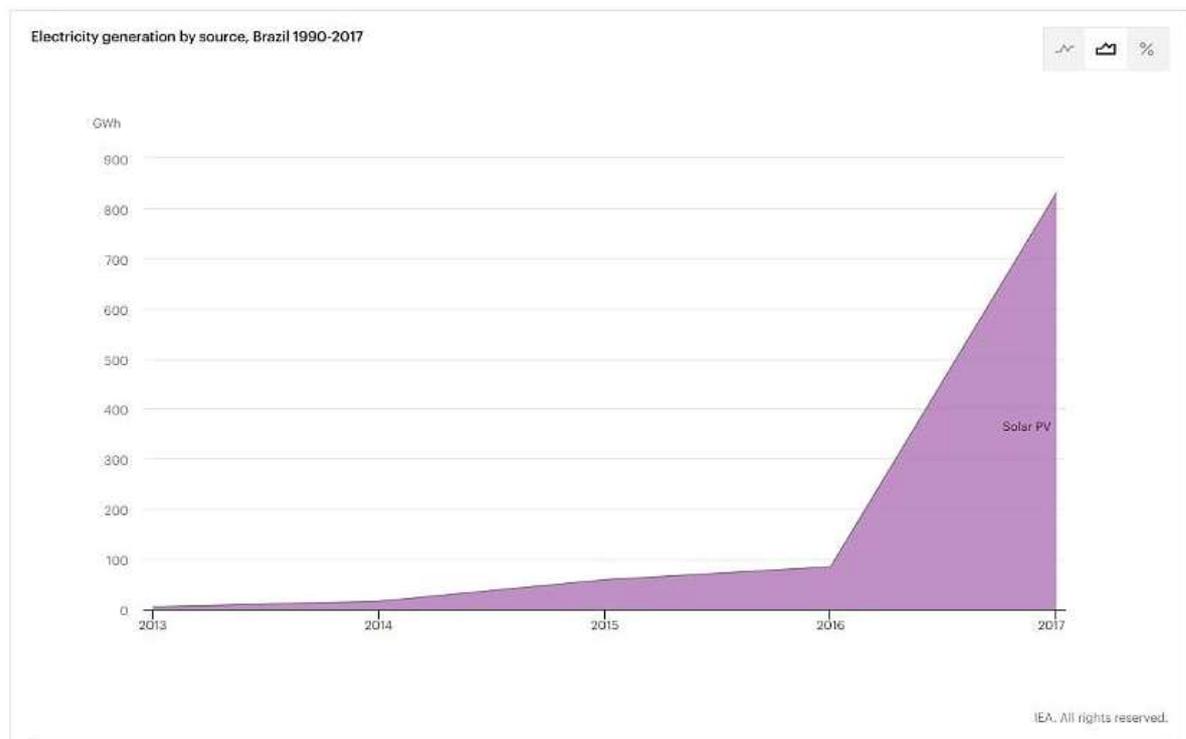


Gráfico 4: Instalações fotovoltaicas no Brasil. [1]

Segundo o *THE SOLUTION PROJECT*, utilizando dados da universidade de Stanford (2010), estima-se que no Brasil, até o ano de 2050, haja geração apenas em solar, eólica e hidroelétricas, suprimindo as necessidades energéticas de todo o país, conforme a figura 2.



Figura 2: Perspectivas de geração por fontes no Brasil em 2050. [6]

Ao contrário do que é visto em grande parte do mundo, o Brasil começou o processo de regulamentação tardiamente em relação à Alemanha, por exemplo, que fez esse processo nos anos 2000. Somente em 2012, por parte da ANEEL, foi oficializada a Resolução Normativa N° 482 [7], que determinou a obrigatoriedade, por parte das concessionárias de energia, em garantir que o consumidor gerasse e interagisse de forma ativa com a rede elétrica, aumentando a influência do povo brasileiro no papel de agente no sistema elétrico nacional. Nota-se que, no período anterior à resolução normativa mencionada, qualquer cidadão que gerasse energia e fornecesse excedentes à rede, não seria recompensado de alguma forma.

Já em 2015, a ANEEL oficializou a Resolução Normativa N° 687 [8], referente às leis solares. Nesta, foram incluídos na legislação as cooperativas de geração, consumo remoto, condomínios com microgeração, dentre outros tipos de geração que possuem auto-suficiência. Além disso, outra especificação notável foi o aumento do período para a utilização de créditos energéticos, e o consumidor, que possuía três anos para utilizá-los, passou a ter cinco.

Este trabalho de conclusão de curso se insere nesse contexto de aumento da utilização de fontes renováveis geração de energia, e em particular da geração fotovoltaica. O projeto como um todo consistiu em duas etapas:

- 1) dimensionamento técnico e financeiro de um sistema de geração fotovoltaica *on-grid* (sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica) utilizando o *software* PVsyst. Em particular, definiu-se como objeto de estudo as instalações do Restaurante Universitário (RU) da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Esta etapa será apresentada a seguir.

- 2) dimensionamento técnico e financeiro de um sistema de geração fotovoltaica híbrido (sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica e contando com baterias) através do *software* Homer Pro. Foram também utilizadas como objeto de estudo as instalações do Restaurante Universitário (RU) da Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Esta etapa é apresentada em [9].

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Conceitos Básicos

Nesta seção, serão apresentadas informações baseadas em [4], fundamentais para o entendimento de parâmetros mais avançados que serão tratados neste trabalho.

2.1.1 Radiação solar sobre a Terra

Em média, a densidade do fluxo de energia provido pela radiação solar anualmente, medido perpendicularmente no topo da atmosfera terrestre, é de aproximadamente 1.367 W/m^2 , e é denominada “constante solar”. Levando em consideração o raio da Terra (6.371 km), isso totaliza uma potência de 174.000 TW .

De acordo com o diagrama de fluxo de potência global, indicado pela figura 3, atualizado em 2009, cerca de 54% da irradiação solar incide na superfície terrestre (7% são refletidos e 47% absorvidos), o que corresponde a 94.000 TW .

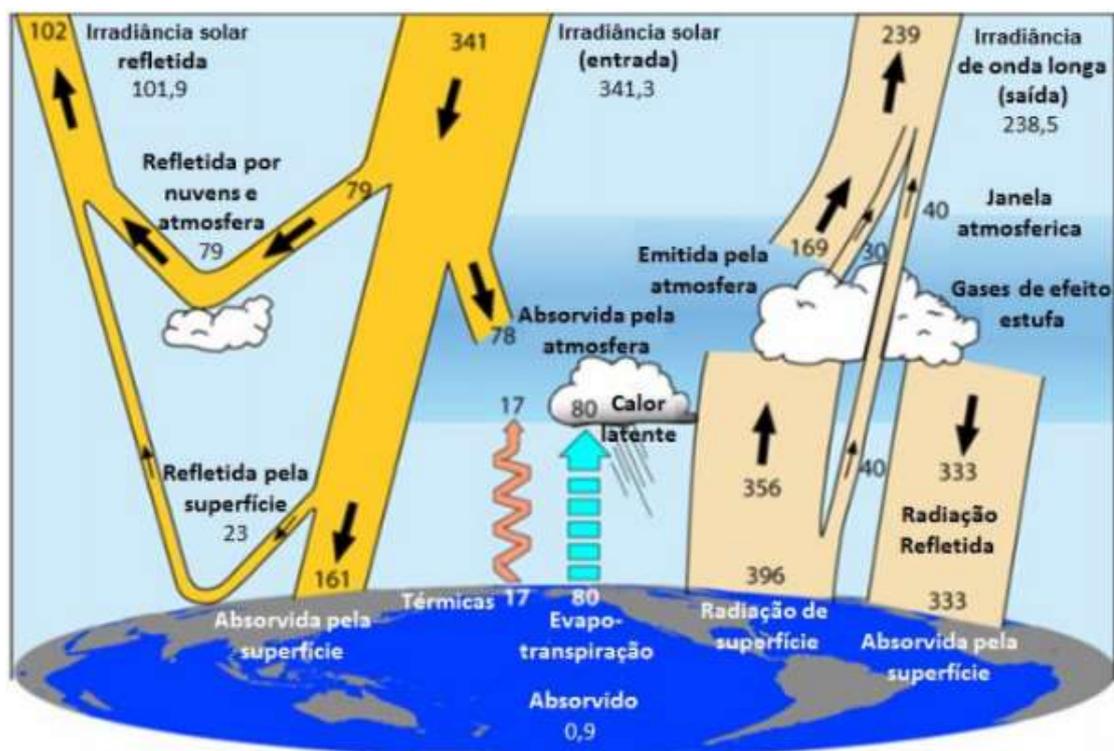


Figura 3: Fluxo de potência global, em W/m^2 . [4]

A componente da incidência da radiação solar na Terra, de acordo com a figura 4, é composta pela direta, que não sofre alteração em seu trajeto desde o Sol até a superfície terrestre, e a difusa, que é proveniente de todas as direções, ou seja, randômica, devido à refração na atmosfera. Deste modo, considerando um dia sem

nuvens, apenas 80% da incidência de radiação é direta, sendo que 20% é difusa, e, considerando um dia nublado, a radiação é 100% difusa.

Por fim, existe a terceira componente, obtida através da reflexão em elementos do ambiente ao redor (solo, neve, vegetação, etc), e seu coeficiente é denominado de *albedo*.

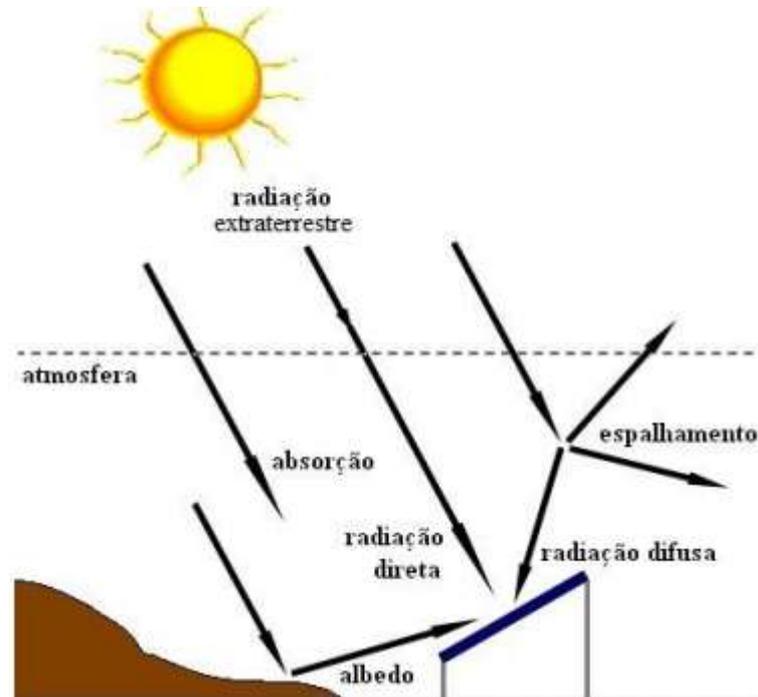


Figura 4: Componentes da radiação solar. [4]

A radiação global é a resultante da soma das parcelas direta, difusa e do albedo.

2.1.2 Distribuição da irradiação solar média diária no Brasil

O projeto de sistemas fotovoltaicos exige um nível de irradiação mínimo de 3 a 4 kWh/m².dia, equivalente de 125 a 166 W/m². No Brasil, o potencial disponível, de acordo com a figura 5, varia de 4,40 a 6,60 kWh/m², sendo considerado um país com uma enorme disponibilidade de potencial energético solar.

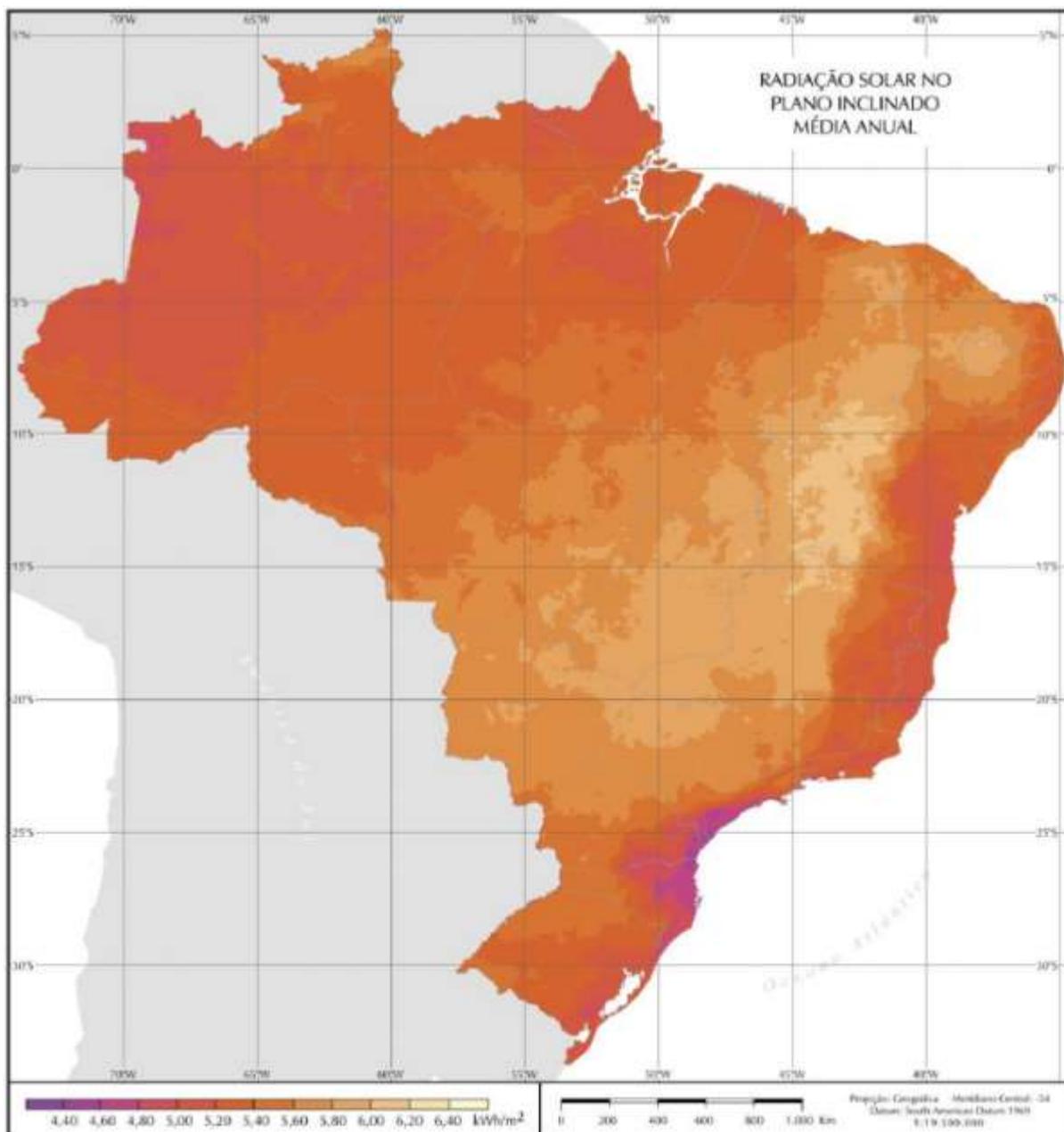


Figura 5: Mapa de irradiação solar em média anual. [4]

2.1.3 Potencial solar e sua avaliação

Normalmente, a aquisição de dados de insolação é organizada de acordo com valores totais diários, ou até mesmo médias mensais, pelas estações meteorológicas brasileiras.

O ideal para avaliação do potencial de conversão fotovoltaica seria a aquisição de dados em faixas horárias, visto que os módulos fotovoltaicos são instalados com determinada inclinação, de modo a captar a componente de irradiação solar em seu ponto máximo no dia, durante uma determinada faixa horária.

Um método para contornar situações como essa é a utilização de algoritmos computacionais para simular a incidência a partir de entradas como dados geográficos e média da incidência de radiação solar mensal. Assim, obtém-se dados horários de irradiação solar global em superfície horizontal, e, com a obtenção da correlação entre esta e a irradiação solar difusa, possibilita-se o cálculo de incidência anual em uma superfície qualquer, dada uma inclinação desejada, de modo a otimizar ou modelar um sistema de geração fotovoltaica.

Tal forma de medição de valores de incidência de radiação solar é levantada através de instrumentos de medição, modelos de estimativa por dados terrestres ou até mesmo por dados de imagem de satélites. Para a avaliação da qualidade dos dados obtidos na simulação de determinado modelo de instalação fotovoltaica, alguns critérios são considerados:

1. Comparação dos valores obtidos aos estimados por simulação ou por modelos prontos;
2. Análise de consistência histórica entre componentes direta, difusa e total;
3. Análise de consistência entre sensores diferentes;
4. Averiguar se o valor medido para determinada variável está dentro da faixa de valores aceitável fisicamente.

2.1.4 Condições-padrão de ensaio (STC)

As condições-padrão de ensaio (*STC*, do *inglês Standard Test Conditions*) consistem em fatores pré-determinados que foram definidos legalmente como a forma de expressar as informações técnicas dos produtos de geração fotovoltaica, como células e módulos fotovoltaicos. São caracterizadas pela irradiância solar de 1.000 W/m² e temperatura ambiente de 25 °C e massa de ar de 1,5. Desta forma, o modo padrão para realizar testes em células e módulos fotovoltaicos, independente de sua natureza, envolverá dados adquiridos em *STC*.

2.1.5 Fatores limitantes da eficiência de conversão de uma célula PV

Alguns fatores presentes na própria célula fotovoltaica que limitam a eficiência de conversão do dispositivo são:

- reflexão na superfície frontal;
- sombra proporcionada pela área da malha metálica na face frontal;
- absorção nula de fótons de energia menor do que o *gap*;
- baixa probabilidade de coleta, pela junção pn, dos portadores de carga gerados fora da zona de carga espacial;
- recombinação dos portadores de carga, isto é, o reencontro dos elétrons e lacunas em impurezas e defeitos do material;

- resistência elétrica no dispositivo e nos contatos metal-semicondutor, bem como possíveis caminhos de fuga de corrente elétrica.

2.1.6 Melhores células fotovoltaicas quanto à eficiência

Segundo pesquisas feitas em laboratórios até 2012, as células fotovoltaicas multijunção são as que possuem máxima eficiência, atingindo um valor de 37,7%. Apesar disso, nota-se que as células de silício monocristalino e policristalino apresentam também uma eficiência considerável e, por sinal, são os modelos com maior disponibilidade de mercado e custo-benefício. Tais eficiências estão indicadas na tabela 1.

Tecnologia		Eficiência (%)
Silício	Monocristalino	25,0 ± 0,5
	Policristalino	20,4 ± 0,5
	Filmes finos transferidos ⁴	20,1 ± 0,4
Compostos III A-VA (ou 13-15)	GaAs (filme fino)	28,8 ± 0,9
	GaAs (policristalino)	18,4 ± 0,5
	InP (monocristalino)	22,1 ± 0,7
Calcogênios Compostos II B-VI A (ou 12-16)	CIGS (CuIn _x Ga _(1-x) Se ₂) (filme fino)	19,6 ± 0,6
	CdTe (filme fino)	18,3 ± 0,5
Silício amorfo / nanocristalino	Amorfo (a-Si) (filme fino)	10,1 ± 0,3
	Nanocristalino (nc-Si)	10,1 ± 0,2
Células Sensibilizadas por Corantes (DSSC)		11,9 ± 0,4
Células Orgânicas (filme fino)		10,7 ± 0,3
Multijunção	InGaP/GaAs/InGaAs	37,7 ± 1,2
	a-Si/nc-Si/nc-Si (filme fino)	13,4 ± 0,4

Tabela 1: Melhores eficiências registradas em células. [4]

O aumento da eficiência dos módulos fotovoltaicos é um desafio que vem sendo enfrentado por vários grupos de pesquisa, por exemplo, no desenvolvimento e aplicação de novos materiais como a perovskita.

Apesar de ser um fator considerado importante, a análise da eficiência do módulo fotovoltaico não deve ser o principal critério de qualidade, visto que há diversos outros importantes fatores, como reputação do fabricante, preço, durabilidade etc. Deste modo, deve ser feita uma análise considerando a maior quantidade de fatores possível.

2.2 Sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados, basicamente, em três tipos diferentes: híbridos (*on-grid* ou *off-grid*), isolados (*off-grid*) e conectados à rede (*on-grid*). Neste trabalho será considerado o sistema conectado à rede.

2.3 Módulos fotovoltaicos

Como abordado em [4], os módulos fotovoltaicos são compostos de 36 a 216 células fotovoltaicas, associadas em série ou paralelo - a associação será dependente da tensão, corrente e potência mais adequadas ao módulo aplicado, cuja tensão pode variar de 0,5V a 0,8V no caso da célula de silício - a qual representou, em 2011, 87,9% do mercado mundial de células fotovoltaicas - e de modo que haja produção de tensão e corrente para a geração, armazenamento e utilização de energia elétrica. O silício utilizado no painel pode ser do tipo monocristalino (m-si) ou policristalino (p-si).

Seus valores de tensão devem ser escolhidos de acordo com a aplicação que o sistema terá, ou seja, com a estratégia de geração, armazenamento e utilização utilizada pelo proprietário, de modo que não comprometer a vida útil do dispositivo e a qualidade da própria energia gerada. Além disso, deve haver sintonia entre a tensão do painel e as especificações que uma possível bateria instalada pode apresentar.

Um módulo é comumente caracterizado pela sua potência de pico, medida em Watt-pico (Wp), porém, mais especificações são necessárias para sua escolha e aplicação.

Como mencionado anteriormente, os módulos podem ser do tipo monocristalino (m-Si) ou policristalino (p-Si). O primeiro apresenta eficiência média de 20%, e é a melhor escolha neste quesito, apesar de seu alto preço. Já o segundo, apesar de apresentar uma eficiência média de 15% e de possuir maior sensibilidade ao calor, tem apresentado nos últimos anos eficiências que podem ser equiparáveis a dos monocristalinos, além de apresentar um preço mais acessível.

Deste modo, considerando os fatores preço e eficiência, foi escolhido para este trabalho um modelo de painel policristalino denominado "Canadian CS6U-335P Max Power", cujas especificações em catálogo são [10]:



Figura 6: Canadian CS6U-335P Max Power. [10]

- Item: Canadian CS6U-335P Max Power
- Tipo: policristalino;
- Eficiência: acima de 17,23%;
- Vida útil: 25 anos;
- Especificações elétricas em STC ($G=1000\text{W/m}^2$; $T=25^\circ\text{C}$; A.M.=1,5):
 - P_{max} (potência máxima): 309Wp;
 - V_{mpp} (tensão de potência máxima): 37V;
 - I_{mpp} (corrente de potência máxima): 8,78A;
 - V_{oc} (tensão de circuito aberto): 45,5V;
 - I_{sc} (corrente de curto circuito): 9,34A;
- Número de células: 72;
- Dimensões do painel: 1960mm x 992mm x 35mm;
- Peso: 22,4kg;
- Certificações de qualidade: UL 1703, IEC 61215, IEC 61730.

2.3.1 Curvas IV/PV

Como descrito em [4], o arranjo fotovoltaico é composto por painéis, sendo que estes são formados por dezenas ou centenas de células fotovoltaicas interligadas, que são as menores unidades do sistema como um todo. O comportamento eletrônico destas células torna-se mais claro através da análise de um modelo equivalente, como o mostrado na figura 7.

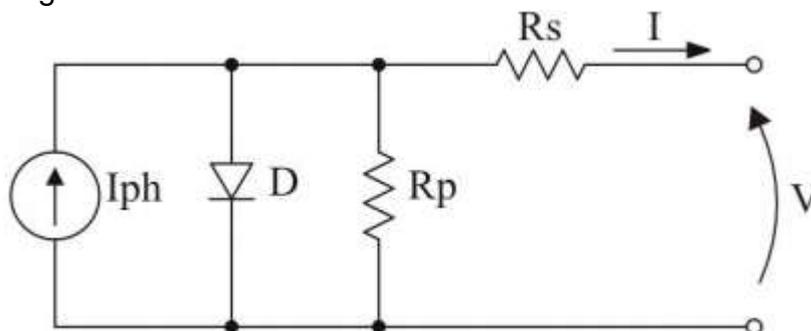


Figura 7: Circuito interno da célula fotovoltaica de Silício. [4]

Como é possível observar, o modelo é composto por uma fonte de corrente (I_{ph}) em paralelo com um diodo (D). Caso seja necessária maior precisão no modelamento, são incluídas duas resistências: R_p , em paralelo com a fonte, representando as impurezas e defeitos na estrutura, principalmente em suas bordas; R_s , em série com o conjunto, representando as junções metal-semicondutor, malhas metálicas, regiões dopadas etc.

A modelagem matemática das curvas I-V e P-V está descrita no anexo B.

Ao expressar graficamente o circuito mostrado pela figura 7, obtém-se a chamada *Curva I-V*, que expressa a relação entre a corrente e a tensão fornecidas pelo módulo ou célula. A curva está representada pelo gráfico 5, em azul.

A partir dos dados da Curva I-V, determina-se também a Curva P-V, que é a relação entre a potência nos terminais e a tensão fornecida pelo módulo ou célula. Tal curva também está indicada no gráfico 5, em vermelho.

Tanto em circuito aberto, quanto em curto-circuito, onde I e V são nulos, respectivamente, a potência também será nula. Neste processo, a máxima potência de carga (P_{mp}) ocorre para valores particulares de tensão (V_{mp}), corrente (I_{mp}) e resistência.

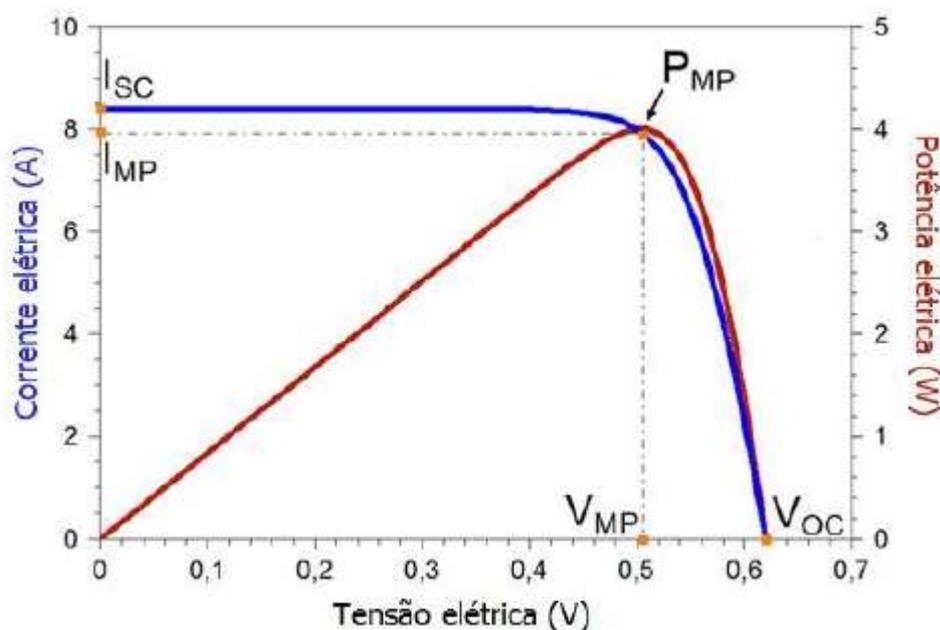


Gráfico 5: Curva IV x Curva PV. [4]

As resistências apresentam influência sobre a curva I-V, de modo que, quanto maior o valor de R_s , maior será a inclinação da curva no trecho à direita do ponto P_{mp} , trecho em que o módulo porta-se como uma fonte de tensão, enquanto que, quanto maior o valor de R_p , menor será a inclinação no trecho à esquerda do ponto P_{mp} , trecho no qual o módulo porta-se como uma fonte de corrente.

Como não há informações de catálogo pré-definidas para os parâmetros R_s e R_p , foi utilizada a referência [11] como base para se definir que:

- $R_s < 10 \text{ m}\Omega$;
- $R_p < 20 \Omega$.

Como é possível observar no gráfico 6, R_s e R_p são definidos a partir do cálculo da tangente da inclinação presente em ambos os trechos do gráfico da curva I-V.

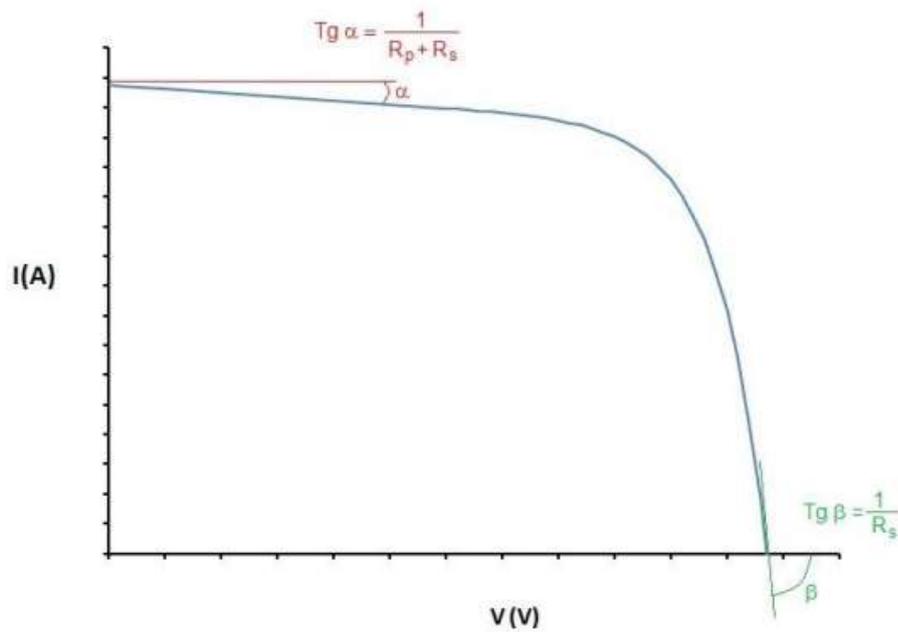


Gráfico 6: Curva I-V com os cálculos de R_s e R_p explícitos. [4]

Através de método de tentativa e erro, foram definidos em [11], através do uso de simulação, os valores adequados para R_s e R_p , tendo em vista os valores desejados de catálogo para P_{mp} e V_{mp} - 200Wp e 26,3V, respectivamente. Os valores obtidos foram $R_s = 5 \text{ m}\Omega$ e $R_p = 7 \Omega$.

A figura 8 mostra as curvas I-V e P-V obtidas para a condição especificada.

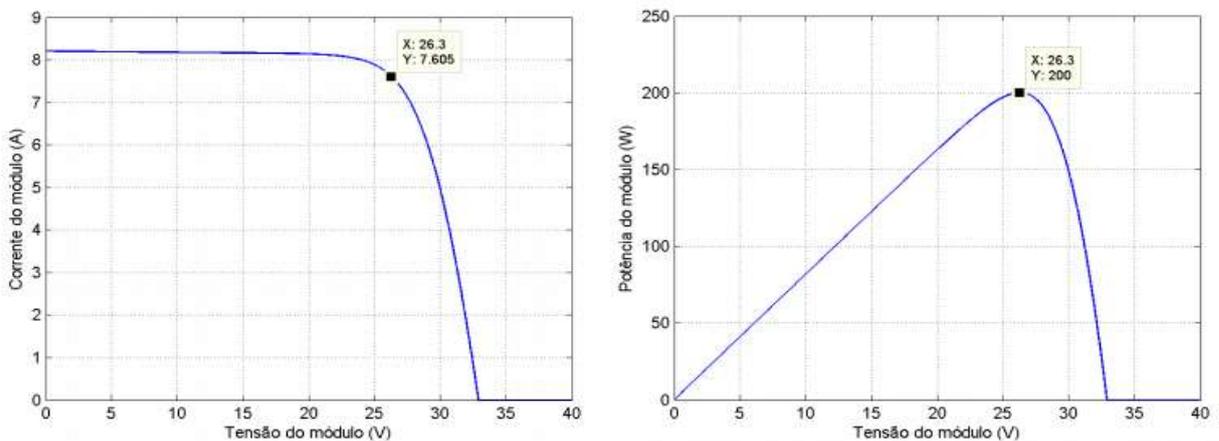


Figura 8: Curvas I-V e P-V, para $R_s = 5 \text{ m}\Omega$ e $R_p = 7 \Omega$. [11]

2.3.2 Parâmetros elétricos

Como abordado em [4], existem determinados parâmetros que caracterizam as células ou módulos fotovoltaicos, tais quais: tensão de circuito aberto (V_{oc}), corrente de curto-circuito (I_{sc}), fator de forma (FF), eficiência (η). Tais parâmetros serão apresentados nas seções a seguir.

2.3.3 Tensão de circuito aberto (V_{oc})

A tensão de circuito aberto (V_{oc}) corresponde à tensão medida nos terminais da célula em circunstâncias nas quais não há corrente elétrica circulante, e no caso, é a maior tensão que pode ser medida na célula fotovoltaica, visto que será igual à tensão da fonte, devido à falta de quedas de tensão do circuito interno. Tal parâmetro é influenciado pela corrente de saturação (I_r), corrente fotogerada (I_{ph}) e temperatura (T), de acordo com a equação 1.

$$V_{oc} = (k \cdot T/q) \cdot \ln[(I_{ph}/I_r) + 1] \quad (1)$$

Nota-se que o valor de V_{oc} , ao ser resolvida a equação, deverá variar conforme a tecnologia presente na célula. No caso deste trabalho, deve-se destacar que a tensão de circuito aberto da célula de silício irá variar entre 0,5 e 0,7V.

2.3.4 Corrente de curto-circuito (I_{sc})

A corrente de curto-circuito é a máxima corrente que pode ser medida na célula fotovoltaica, e ocorre ao reduzir a resistência entre os terminais a zero. Desta forma, se a resistência tende a zero, tem-se um curto-circuito, onde não há uma carga conectada, ou seja, a tensão nos terminais será nula.

2.3.5 Fator de forma (FF)

O fator de forma é a razão entre a máxima potência da célula (P_{mp}) e o produto entre a corrente de curto-circuito (I_{sc}) e a tensão de circuito aberto (V_{oc}), de acordo com a equação 2.

$$FF = (V_{mp} \cdot I_{mp}) / (V_{oc} \cdot I_{sc}) \quad (2)$$

Se, em um circuito, a carga entre os terminais é nula, não haverá queda de tensão na fonte, ou seja, para corrente nula, a tensão da fonte será igual à tensão de saída $V = V_{out}$. A exceção é quando há um curto, pois a tensão tende a zero. A curva $I \times V$, mostrada em azul no gráfico 7, pode ser aproximada por um retângulo, representando, respectivamente, o funcionamento da célula como fonte de tensão e fonte de corrente ideais. O caso descrito representa uma situação ideal, pois expressa perdas resistivas nulas (série ou paralelo), visto que não há distância entre os pontos P_{mp} e $V_{oc} \times I_{sc}$ e, deste modo, $FF = 1$. As resistências são os parâmetros que mais possuem influência sobre o fator de forma (FF), e seus valores dependem da tecnologia utilizada. Sendo assim, o silício apresentará uma faixa entre 80,9% e 82,8%.

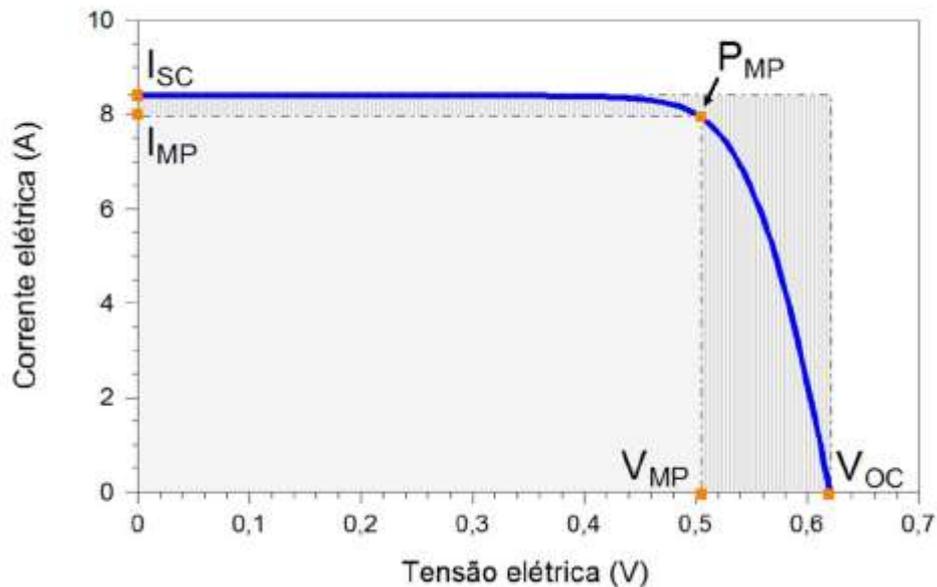


Gráfico 7: FF é a razão entre a área dos dois retângulos. [4]

2.3.6 Eficiência (η)

A eficiência irá definir o quão proveitoso e efetivo será o processo de conversão de energia solar em elétrica. Representa a relação entre a potência elétrica produzida pela célula e a potência solar incidente, e é representada pela equação 3.

$$\eta = (I_{sc} \cdot V_{oc} \cdot FF / (A \cdot G)) \cdot 100\% = (P_{mp} / A \cdot G) \cdot 100\% \quad (3)$$

sendo:

- A: área do painel, em m^2 ;
- G: irradiância solar incidente, em W/m^2 ;
- Pmp: potência máxima, em Wp.

2.3.7 Associações de células e módulos fotovoltaicos

A associação entre as células de um módulo, tanto em série quanto em paralelo, estão indicadas também em [4], e representam a estratégia utilizada. Como cada célula apresenta valores relativamente baixos de tensão e corrente, a associação em série, por exemplo, irá ampliar o valor de tensão das *strings* (conjunto em série de módulos) como um todo. Já no caso da associação em paralelo, a corrente gerada será maior. Deste modo, nota-se que, para a grande maioria dos painéis fotovoltaicos, ambas as associações são necessárias.

2.3.8 Associação em série

Neste tipo de associação, os terminais positivos das células são conectados aos negativos de suas subsequentes, ocasionando na soma das tensões de cada célula, de acordo com a equação 4. Já a corrente será mantida sem qualquer alteração. Tal relação está indicada no gráfico 8, e é normalmente aplicada em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, visto que tais sistemas necessitam de alta tensão, diferentemente de sistemas isolados.

$$V = V_a + V_b + \dots + V_n \quad (4)$$

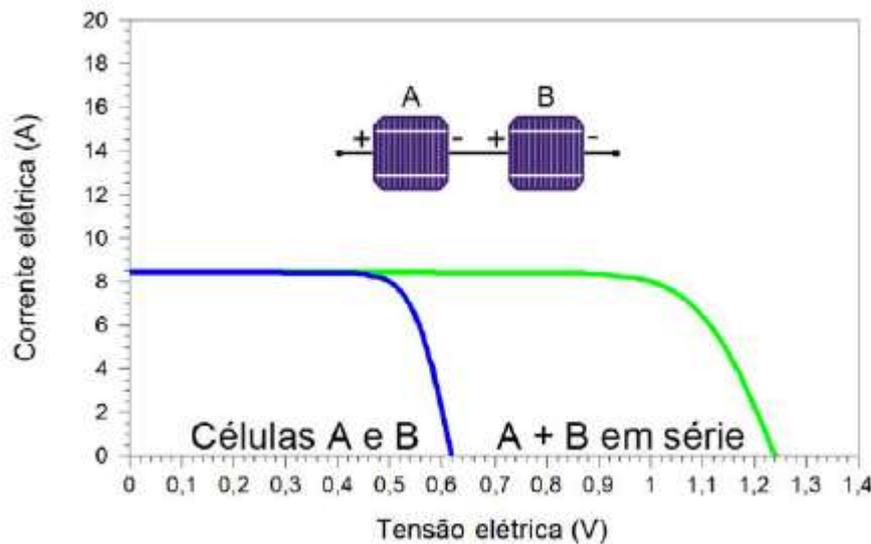


Gráfico 8: Associação em série da curva I-V de silício. [4]

2.3.9 Associação em paralelo

Já nesta associação, os terminais positivos das células são conectados entre si, assim como os negativos também. Deste modo, as correntes se somam, de acordo com a equação 17, e a tensão permanece a mesma. Tal relação está indicada no gráfico 9. Esta configuração é definida como mais apropriada em sistemas isolados, visto que é apenas um modo de aumentar a potência do sistema, sem interferir na tensão total.

$$I = I_a + I_b + \dots + I_n \quad (17)$$

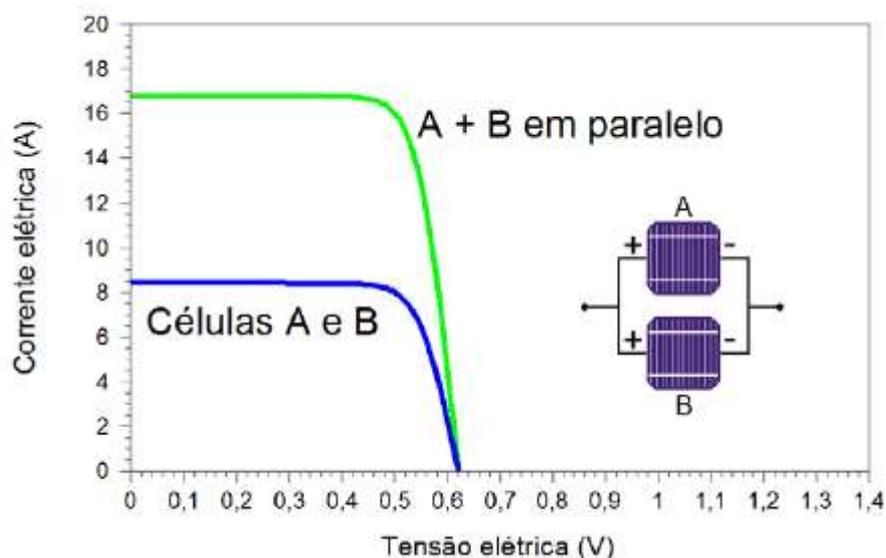


Gráfico 9: Associação em paralelo da curva I-V de silício. [4]

2.3.10 Características externas que afetam os parâmetros elétricos

O desempenho e eficiência de um módulo fotovoltaico é diretamente afetado por variáveis como a temperatura ambiente e a irradiância.

2.3.11 Influência da irradiância

A irradiância, medida em W/m^2 , quantifica a radiação solar em determinada área, ou seja, expressa unidade de potência por área, sendo que é apresentada em condições *STC* para avaliação dos componentes no sistema no valor de $1.000 W/m^2$.

Já a irradiação, medida em $W.h/m^2$, expressa a quantidade de energia proveniente da radiação solar que é obtida em determinada área em plano horizontal, para certo intervalo de tempo. É uma medida de energia que é utilizada principalmente para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, quando é necessário saber a média diária ou mensal de energia em determinados locais.

Se a temperatura for considerada constante, em condições *STC*, e a irradiância incidir na célula fotovoltaica, haverá influência em sua curva I-V, sendo que a corrente gerada aumenta linearmente com o aumento da irradiância, e V_{oc} aumenta logaritmicamente. Tal relação está indicada pelo gráfico 10.

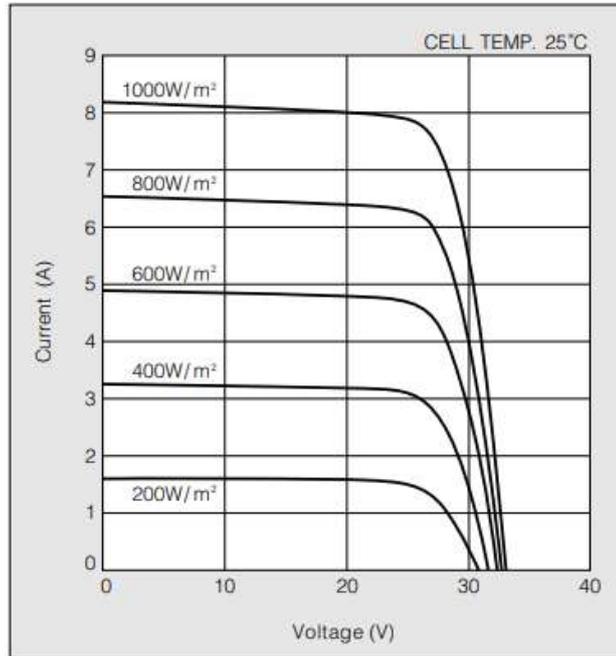


Gráfico 10: Influência da variação de irradiação solar no módulo fotovoltaico. [4]

2.3.12 Influência da temperatura

Como avaliado em [4], a oscilação da temperatura ambiente e da irradiância solar influem diretamente na temperatura de operação das células fotovoltaicas. Deste modo, quanto maior a temperatura de operação, menor será a tensão presente nos terminais da célula, enquanto que a corrente gerada sofrerá um aumento praticamente desprezível. Tal relação está indicada na no gráfico 11.

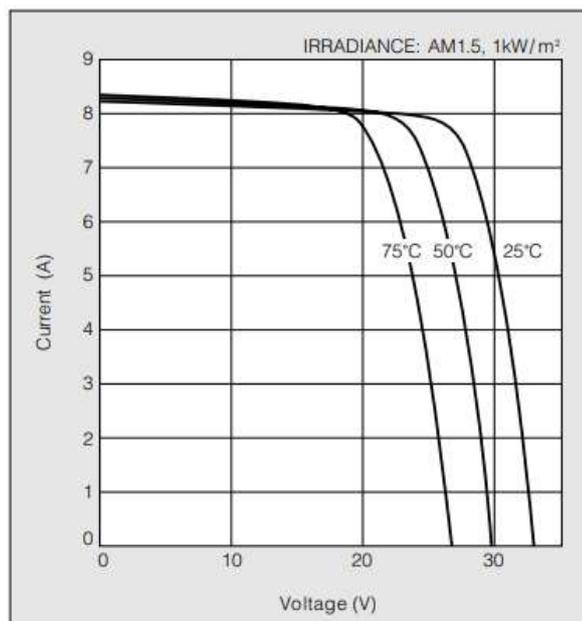


Gráfico 11: Influência da variação de temperatura no módulo fotovoltaico. [4]

2.3.13 Efeito de sombreamento

Fenômeno que ocorre no módulo fotovoltaico como resultado da falta de irradiância incidente, sujeira sobre o painel, ou qualquer outro motivo que reduza a produção de corrente em suas células. Deste modo, considerando módulos de silício de um sistema híbrido conectado à rede, o efeito de redução de corrente se propaga às outras células que estão conectadas à células sombreada, de acordo com [4].

Ocasionalmente, haverá perda de potência no gerador, que será convertida em dissipação de calor, geralmente, na célula sombreada, gerando possível ruptura de vidro, assim como fusão de polímeros e de metais, efeito chamado de *hotspot*.

2.3.14 Diodo de desvio (*by-pass*)

De acordo com [4], tal componente é utilizado para evitar as consequências do efeito de sombreamento se propagarem pelo painel todo. Deste modo, caso haja células sombreadas em um conjunto de células, tal parcela do módulo será isolada pelo diodo, e o caminho do circuito será percorrido pela corrente gerada, impedindo que a geração daquele aparelho sofra graves perdas, ou até mesmo danos. A figura 9, ilustra o funcionamento do diodo de *by-pass*.

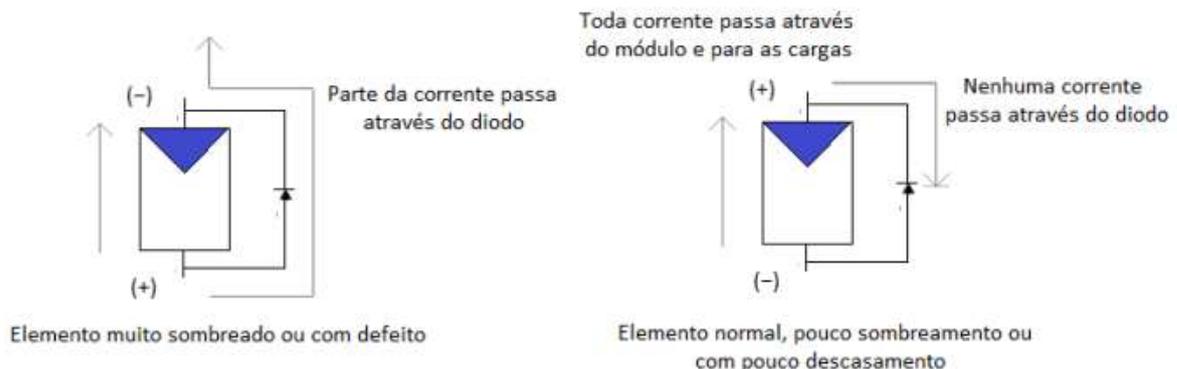


Figura 9: Operação do diodo de *by-pass*. [4]

Supondo que o sistema dispõe de 3 módulos, com 36 células e 36V em cada um, e 1 diodo de *by-pass* a cada 12 células. Assim, o efeito de sombreamento atinge as 3 primeiras células do primeiro módulo. Isso acarretará numa perda de potência de 33,3% daquele módulo. O papel do diodo de *by-pass* é de impedir que a desconexão dessas 12 células se propague para todo o sistema, desativando-o. Deste modo, para que o primeiro módulo não haja como uma carga em relação ao sistema - demandando tensão e corrente extras dos outros dois módulos, visto que sua tensão e corrente estão menores, todo o sistema igualará sua tensão com a do módulo atingido, que, para o caso utilizado de exemplo, será de 24V.

Esses componentes são, na prática, armazenados em funcionamento nas caixas de conexão, aparatos acoplados ao conjunto fotovoltaico. Nestas caixas são

mantidos também os pontos de conexão das células fotovoltaicas que, em sua grande maioria, são em série.

No gráfico 12, mostra-se o efeito do sombreamento em relação às células com e sem o uso do diodo de *by-pass*.

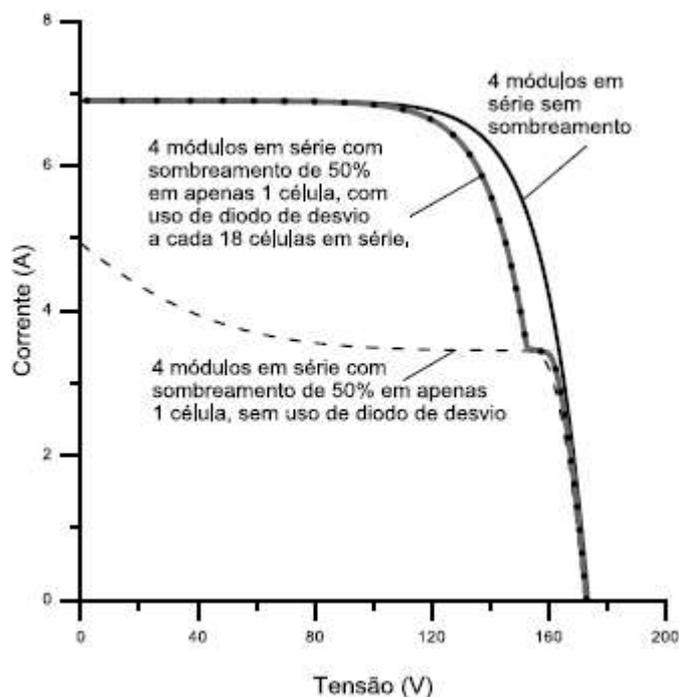


Gráfico 12: Curvas I-V do sistema fotovoltaico com e sem diodo *by-pass*. [4]

2.4 Inversores

Inversores são dispositivos elétricos responsáveis pela conversão de um sinal elétrico CC, proveniente, neste caso, da geração de um painel fotovoltaico, em CA, através do uso de chaves eletrônicas controladas por transistores, *MOSFETs*, *TRIACs*, ou outros componentes de eletrônica de potência. Tal chaveamento pode ser de dois tipos: de meia ponte ou de ponte completa, como indicado na figura 10, sendo que a última produzirá uma tensão variável com o dobro de amplitude da tensão que seria produzida pelo inversor meia ponte.

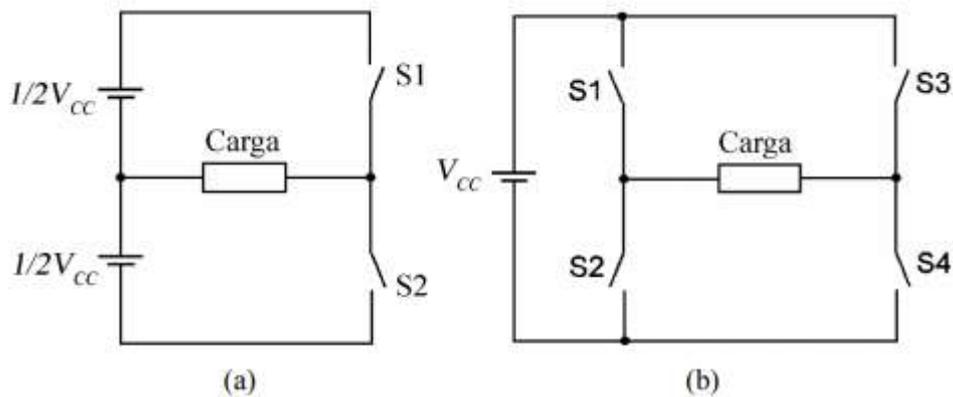


Figura 10: Inversor (a) meia ponte e (b) ponte completa monofásica. [4]

A alternância entre a ativação das chaves para a condução do sinal de saída é dada por propriedades do elemento eletrônico, e faz com que o sinal em corrente contínua seja convertido para corrente alternada.

2.4.1 Tipos de inversores

2.4.1.1 Comutado pela rede (em SFCR)

Estes inversores normalmente eram compostos internamente por *TRIACs* para o sistema de chaveamento, capazes de suportar altas tensões e correntes. Porém, devido ao fato de apresentarem baixa qualidade na sua tensão e corrente de saída, tais dispositivos não são mais tão utilizados em sistemas fotovoltaicos.

2.4.1.2 Auto comutado

Nestes dispositivos, são utilizados *MOSFETs* ou *IGBTs* para o sistema de chaveamento. Operando com modulação por largura de pulso (*PWM*), tais componentes permitem um ótimo controle na forma de onda e no valor da tensão de saída.

Os inversores mais utilizados em SFCRs (Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede) são do tipo fonte de corrente, devido a sua estabilidade perante distúrbios na rede e à facilidade em controlar corretamente o fator de potência. Por fim, vale ressaltar que os inversores auto comutados do tipo fonte de tensão são normalmente utilizados em SFIs (Sistemas Fotovoltaicos Isolados).

2.5 MPPT (do inglês *Maximum Power Point Tracking*)

Para contornar efeitos de sombreamento, é utilizado o algoritmo *MPPT* principalmente em sistemas conectados à rede. Está presente internamente no inversor, enquanto que, em sistemas isolados, tal algoritmo está presente no próprio

controlador de carga, dispositivo responsável pela estratégia de despacho de baterias, e que não será utilizado neste trabalho.

Sua função é fazer com que o módulo apresente sua maior potência na curva I-V, apesar das perdas. O algoritmo utilizado chama-se “perturbar e observar”, que consiste em perturbar a tensão e corrente constantemente, para que se possa identificar o melhor “joelho” da curva I-V, pois o efeito de sombreamento gera vários “joelhos” no seu gráfico.

Os micro inversores que possuem essa tecnologia isolam o módulo sombreado, permitindo que trabalhem em sua melhor performance.

2.6 Elementos de proteção

2.6.1 Fusível



Figura 11: Fusível GPV de 15A. [35]

São elementos de proteção contra sobrecorrente do circuito, e normalmente são utilizados apenas quando há três ou mais *strings* no mesmo arranjo fotovoltaico, devido ao risco de corrente reversa nos painéis, ou seja, caso uma *string* apresente algum defeito, ela será vista como uma carga pelo resto do sistema, e isso ocasionará a passagem de uma corrente igual à soma das correntes das outras duas ou mais *strings*. Tal evento pode ser evitado com a presença de um fusível em cada circuito de *string*.

No caso, para sistemas fotovoltaicos, deve ser feito o uso apenas de fusíveis *gPV*, designados em conformidade com as normas IEC 60269-6 e UL 2579.

2.6.2 DPS



Figura 12: DPS da marca Clamper. [12]

DPSs são dispositivos de proteção contra surtos, ou seja, contra descargas elétricas repentinas no sistema. Através do aterramento, tal elemento impede que altas correntes sejam propagadas indevidamente no sistema fotovoltaico como um todo, evitando posteriores queimas de equipamento e outros danos.

De acordo com [13], [14] e [15], tais dispositivos são classificados de acordo com as seguintes classes:

1) Classe I

Conectado em quadros gerais, o DPS classe I fornece proteção à rede elétrica CC/CA contra fontes de dano S1 e S3 – descargas atmosféricas diretas à estrutura do sistema, e aos fios e tubos condutores do sistema, respectivamente.

Apresentam alta capacidade de proteção contra corrente, apresentando capacidades que oscilam normalmente de 12 kA a 60 kA, de acordo com o tempo de condução de corrente.

2) Classe II

Conectados em quadros de distribuição, o DPS classe II fornece proteção também à rede elétrica CC/CA, mas no caso, contra fontes de dano S2 e S4 – descargas atmosféricas próximas à estrutura do sistema, e aos fios e tubos condutores do sistema, respectivamente. Além disso, também fornece proteção contra manobras na rede, providas da concessionária, chaveamentos, dentre outros fatores menos agressivos à rede.

Apresentam média capacidade de proteção contra corrente, visto que lida com surtos menos intensos. Sua capacidade pode oscilar comumente entre 5 kA e 50kA e pode suportar até 15 ocorrências.

3) Classe III

É um tipo mais refinado de DPS, com menos especificações normativas, e destinados a proteger outras possíveis entradas de energia, como sistemas de monitoramento e de dados, por exemplo.

2.6.3 Chave Seccionadora



Figura 13: Chave seccionadora. [16]

Componente essencial para a proteção do circuito, a chave seccionadora pode ser considerada um interruptor de desativação do sistema, cortando a energização do segmento de circuito quando desejado.

Deste modo, caso haja qualquer necessidade de manutenção do sistema fotovoltaico, basta ativar a chave seccionadora para que seja obtida uma situação segura de manuseio dos equipamentos, de forma geral.

2.6.4 String box CC



Figura 14: String box CC. [17]

Também conhecido como “caixa CC”, é um elemento do circuito fotovoltaico responsável majoritariamente pela unificação dos cabos das *strings* de entrada em apenas dois cabos na saída: positivo e negativo [18].

Tal dispositivo é conectado ao inversor do circuito, e apresenta internamente diversos elementos de proteção, como fusíveis, DPSs e chaves seccionadoras, de modo a impedir que sobrecargas, de modo geral, influenciem ou danifiquem o circuito como um todo.

2.6.5 *String box* CA



Figura 15: *String box* CA. [19]

Também conhecido como “caixa CA”, é um elemento do circuito fotovoltaico que, localizado entre o inversor e a rede geral, unifica todas as saídas de inversores presentes através de seus disjuntores. Deste modo, haverá apenas uma saída trifásica dessa caixa, realizando a conexão com a rede do imóvel.

Tal componente apresenta internamente, como já citado, diversos disjuntores, além de DPSs e possivelmente chaves seccionadoras.

2.6.6 Disjuntor



Figura 16: Disjuntor. [20]

Semelhante às aplicações do fusível, o disjuntor é um componente eletromecânico cuja função é proteger o circuito de sobrecargas dos mais diversos tipos. No caso dos sistemas fotovoltaicos, ele estará acoplado à *string box* CA, recebendo as saídas de um inversor.

Ao ser ativado, ele interrompe a passagem de corrente naquele trecho do sistema, impedindo propagação de corrente acima do permitido, e evitando possíveis danos ao sistema como um todo [21].

2.6.7 Cabo

Este componente do sistema apresenta grande importância, tanto na base teórica quanto no dimensionamento, visto que apresenta grande impacto na eficiência do sistema, no custo geral e na instalação do projeto.

Para o dimensionamento dos cabos, devem ser seguidas, no mínimo, as normas NBR 16612, NBR 16690 e NBR 5410, de modo a especificar o tipo de instalação que se trata; o modo de instalação dos cabos em cada trecho do circuito; sua bitola mínima e máxima; a faixa de corrente permitida; temperatura de operação dos mesmos; material isolante que compõe a região protetora e queda de tensão no cabo.

Além desses pontos, deve-se analisar também a disposição dos cabos na conexão dos módulos. Na figura 17, estão indicadas duas possibilidades de arranjo para o cabeamento de um sistema fotovoltaico tradicional, respectivamente o cabeamento em corrente e cabeamento com o método “*leapfrog*”.

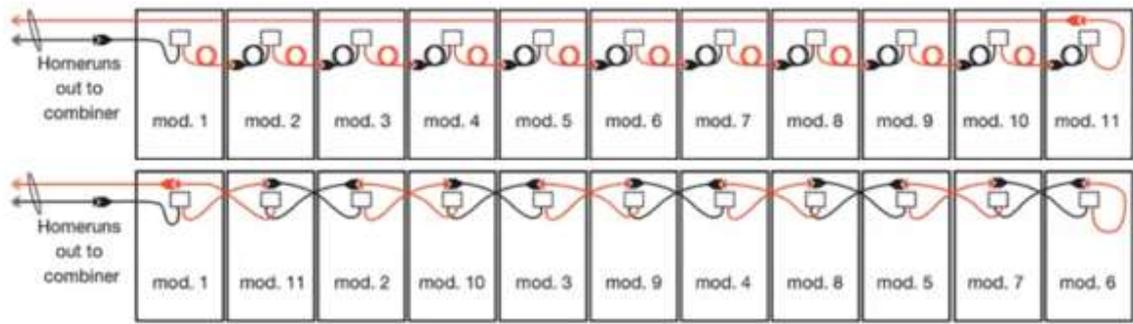


Figura 17: Métodos de cabeamento em corrente e em “leapfrog”. [22]

Como é possível observar, o método de corrente utiliza uma quantidade maior de cabos, visto que, ao final do circuito, o mesmo deve ser percorrido totalmente por um cabo negativo até o início do circuito. Já com o método “leapfrog”, o cabeamento intercala os módulos, de modo que não haja necessidade de um grande cabo percorrendo o circuito todo, e isso ocasiona em economia, tanto financeira quando em perdas ôhmicas.

2.7 Estruturas de fixação

Essenciais para o projeto fotovoltaico, as estruturas de fixação permitem a fixação dos painéis em determinada superfície. Podendo apresentar vários tipos diferentes, como para laje, telhado metálico, etc, as estruturas são adaptáveis a qualquer tipo de terreno ou telhado, garantindo segurança para a instalação.

Como são componentes chave para o sistema, deve ser escolhido um produto de qualidade, pois os prejuízos ocasionados por acidentes irão superar os gastos com fixações bem feitas.

2.8 Indicadores financeiros

2.8.1 Valor presente líquido (VPL)

O VPL corresponde à soma de todo o fluxo de caixa do projeto, incluindo desde o valor investido até futuros lucros e economias, trazidos ao valor presente da moeda considerada. Tal cálculo se dá pela fórmula:

$$V_{PL} = \frac{V_{F1}}{(1+Tx)^1} + \frac{V_{F2}}{(1+Tx)^2} + \dots + \frac{V_{Fn}}{(1+Tx)^n} \tag{5}$$

sendo:

- V_{PL} : valor presente líquido do investimento;
- V_{Fn} : valor futuro do lucro, economia ou gasto em questão, no valor condizente da moeda no mesmo período de tempo;
- T_x : taxa de desconto;
- t : tempo de vida total do projeto, podendo ser em meses ou anos.

2.8.2 Taxa de desconto ou taxa mínima de atratividade (TMA)

Assim como investimentos de banco, renda fixa, dentre outros, o projeto de um sistema fotovoltaico é um investimento a longo prazo, com determinado retorno ao longo do tempo. Tal retorno pode ser comparado justamente a um destes outros investimentos financeiros, assumindo que o prazo de resgate e perfil de risco sejam semelhantes.

Esta comparação é representada pela taxa de desconto, ou também chamada de TMA, e representa, basicamente, a comparação do investimento no sistema fotovoltaico com um segundo investimento à escolha do usuário, e isso é incluído nos cálculos do VPL e do *payback* descontado.

2.8.3 Taxa interna de retorno (TIR)

É a taxa que indica se o valor a ser investido em um projeto vale a pena ou não, através da igualdade do VPL a zero, de acordo com a fórmula:

$$\sum_{n=0}^t V_{PL} = \frac{V_{Fn}}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (6)$$

sendo:

- TIR: taxa interna de retorno;
- n : indicador de tempo, dado em meses ou anos;
- t : tempo de vida total do projeto.

2.8.4 Índice nacional de preços ao consumidor amplo (IPCA)

O IPCA é um indicador que mede a variação de preços de produtos e serviços para os consumidores, de modo geral. É o principal indicador de inflação atualmente no Brasil, e é representado de forma acumulativa, somado mês a mês.

2.8.5 Payback descontado

Cálculo feito de modo que seja representado o tempo necessário para que o valor investido em determinado projeto seja superado pelos seus lucros ou economias. Utiliza a mesma fórmula do VPL, com apenas uma diferença: é feito o somatório até que a soma dos valores supere o valor investido, e não até que o tempo de vida máximo do projeto seja atingido.

2.8.6 LCOE (do inglês *Levelized cost of energy*)

Indicador que representa a receita necessária, em R\$/kWh, para cobrir os gastos com operação, manutenção e investimento. É dado por:

$$LCOE = \sum \frac{C_t/(1+x)^t}{E_t/(1+x)^t} \quad (7)$$

sendo:

- C_t : custo anual, para cada t ;
- E_t : energia economizada ou produzida anual, para cada t ;
- x : taxa de desconto;
- t : tempo, em anos, tendo seu valor máximo na vida útil do projeto.

2.8.7 ROI

Indicador que mede o quanto a empresa lucrou ou perdeu com determinado investimento. Pode ser calculado da seguinte forma:

$$ROI = \frac{R-I}{I} \cdot 100\% \quad (8)$$

sendo:

- R : receita, ou lucro/prejuízo, proveniente do investimento;
- I : valor investido.

2.9 Estrutura tarifária

Segundo [23], a “estrutura tarifária é definida como o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de energia elétrica e/ou demanda de potência, de acordo com a modalidade de fornecimento”.

Os grupos de consumidores presentes no Brasil são do tipo A e B e se diferenciam pela faixa de potência instalada. Os clientes do grupo A são conectados em baixa e alta tensão e é este que será tratado neste projeto.

Este grupo é dividido em 6 subgrupos, que são diferenciados pela sua aplicação tarifária e intervalo de potência, assim como mostra a tabela 2 [23]. As tarifas são divididas entre convencional, horo-sazonal verde e horo-sazonal azul.

Subgrupo	Nível de Tensão
A1	Igual ou superior a 230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44 kV
A4	2,3 kV a 25 kV
AS	Sistema Subterrâneo

Tabela 2: Subgrupos da categoria A. [23]

Neste projeto, a instalação terá tensão de fornecimento inferior a 69kV na distribuição primária, antes do transformador, enquadrando-se na tarifa horo-sazonal verde, a qual incide apenas nos subgrupos A3a, A4 e AS. Este estudo, portanto, está enquadrado do subgrupo A4, visto que se trata de um estabelecimento comercial.

Outro detalhe importante é que as tarifas aplicadas no grupo A são caracterizadas como binômias, ou seja, possuem uma componente proporcional à demanda contratada (kW), e outra componente em relação ao consumo (KWh). Caso a instalação ultrapasse o valor contratado de demanda, há um processo de multas aplicadas sobre a empresa, o que caracteriza a demanda de ultrapassagem. Segundo [24], existe uma tolerância de 10% da demanda contratada para que se cobre a demanda de ultrapassagem.

2.9.1 Tarifa horo-sazonal verde

Essa tarifa é caracterizada por possuir duas parcelas diferentes no consumo e uma tarifa fixa na demanda contratada, ou seja, para o consumo é avaliado horários de ponta e fora da ponta, sendo que o primeiro possui um maior valor em R\$/KWh. Já na demanda contratada, não há distinção entre horário de ponta e fora da ponta, ou seja, o valor do R\$/KWh tem tributos menores em horário fora da ponta, e é nesse período que a demanda contratada é calculada. Desta forma, pode-se dizer que, de acordo com [24]:

$$Parcela\ consumo = Tarifa_{consumoP} * consumo_p + Tarifa_{consumoFP} * consumo_{FP} \quad (9)$$

$$Parcela\ contratada = Tarifa_{demanda} * demanda_{contratada} \quad (10)$$

2.9.2 Tributos

Os tributos são uma contribuição legal monetária que é exigida por cada país. Esses recursos são utilizados diretamente pelo governo federal, sendo parte dele

aplicada nas administrações de estados ou municípios. Desta forma, a concessionária cobra esses tributos para depois repassá-los aos cofres públicos. Os tributos se subdividem em federais, estaduais e municipais.

2.9.2.1 Tributos Estaduais e municipais

“No âmbito municipal, existe a cobrança da Contribuição para o custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP), prevista no artigo 149-A da Constituição Federal de 1988, cuja arrecadação é feita pela concessionária local de energia elétrica e repassado ao Poder Público Municipal. Assim sendo, a responsabilidade pelos serviços de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção da iluminação pública recaem aos municípios”. [23]

O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços é um indicador tributário que incide sobre movimentação de mercadorias, de modo geral, desde alimentos até eletrodomésticos. Neste caso, também incide no custo da energia elétrica provinda da rede [25].

Os únicos estados que ainda cobram ICMS sobre energia injetada na rede são: Paraná, Amazonas e Santa Catarina. Além disso, o imposto não é incidido sobre compra de equipamentos solares, desde que tal compra esteja vinculada a aquisição de um gerador solar fotovoltaico, envolvendo painéis e células solares.

2.9.2.2 Tributos Federais

O PIS e o COFINS são impostos cobrados pelo governo federal, cujos recursos são direcionados principalmente às áreas de seguro-desemprego e saúde, respectivamente. Na análise aqui feita, ambos incidirão sobre o custo da energia consumida da rede [26].

“O governo federal, para manter programas voltados ao trabalhador e para atender a programas sociais, realiza cobrança através da conta de luz do COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e do PIS (Programas de Integração Social)” [23]. Para 2020, segundo [27], o preço do KWh na CPFL Paulista para a tarifa A4 comercial será em torno de R\$0,80/KWh.

Havia, na Câmara dos Deputados, o PL 8322/2014, que basicamente isentava painéis solares de tais impostos, porém foi vetado em 2019. Além disso, de acordo com a lei nº 13.169/2015, qualquer energia gerada injetada na rede por micro ou minigerações está isenta dos impostos. Estão envolvidos nisso: consumidores residenciais, comerciais e industriais que produzem sua própria energia, de acordo com os termos das Resoluções Normativas Nº 482/2012 e Nº 687/2015.

3. OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é a elaboração de quatro dimensionamentos de sistema fotovoltaico, com inversores comuns, otimizadores, micro inversores e inversores com múltiplas entradas *MPPT* (do inglês *Maximum Power Point Tracking*, ou Rastreamento do Ponto de Máxima Potência), a fim de identificar qual sistema apresenta melhor custo-benefício. A partir disso, será realizada a análise financeira, levando em consideração os indicadores *LCOE*, *ROI*, *VPL* e *payback* descontado.

4. METODOLOGIA

A seção introdutória apresentou um estudo abrangente da geração fotovoltaica, de modo a fornecer os conceitos teóricos necessários para o dimensionamento do sistema, assim como para realizar a avaliação econômica do mesmo.

Informações relacionadas a painéis fotovoltaicos, inversores, dentre outros componentes do sistema, assim como a estruturas tarifárias, tributos, inflação e parâmetros de investimento, foram adquiridas através de intensa pesquisa utilizando as referências citadas ao final deste documento, de modo que fossem estruturados os conceitos fundamentais para este projeto.

Deste modo, algumas decisões precisaram ser tomadas, a fim de direcionar a execução do projeto na prática. Uma delas foi a escolha de quais tipos de sistema iriam ser simulados, para determinar o mais eficiente dos pontos de vista técnico e financeiro, ou seja, quais seriam as possíveis variações de tecnologias aplicadas ao sistema que seriam viáveis para simular.

Ao aplicar as possibilidades de variação para o circuito tratado, foi possível notar que a tecnologia que mais pode apresentar variações além do painel fotovoltaico, cuja gama de tipos diferentes é vasta, é o inversor. Atualmente, há diversas tecnologias que podem substituí-lo ou complementá-lo, de acordo com o tipo de sistema e com o objetivo do mesmo, como por exemplo otimizadores, micro inversores e inversores com múltiplas entradas *MPPT*. Assim, visto que todas as tecnologias citadas são utilizadas atualmente, e apresentam seus prós e contras, estas foram submetidas a simulações, de modo a analisar suas viabilidades financeira e técnica. Em resumo, foram selecionados sistemas fotovoltaicos com:

1. Inversores comuns;
2. Otimizadores;
3. Micro inversores;
4. Inversores com múltiplas entradas *MPPT*.

Foi necessário decidir quais ferramentas seriam utilizadas para que fosse possível atingir os objetivos estabelecidos. Após pesquisas, orientações e decisões tomadas pelo grupo, decidiu-se utilizar os *softwares* PVsyst 7.0 e o Helioscope.

De acordo com o estudo de caso que será apresentado adiante, o sistema com inversores comuns, através de análise baseada em custo-benefício, foi o escolhido, uma vez que a diferença de geração energética entre os quatro sistemas apresentou uma margem de variação de até 4MWh, sendo que a margem de variação de custo foi de até R\$ 1.000.000,00. Portanto, todo o procedimento aqui explicitado será baseado no sistema de inversores comuns.

O PVsyst 7.0 é um software vastamente empregado no mercado fotovoltaico por projetistas de sistemas majoritariamente *on-grid*, visto que o mesmo não é totalmente aplicável para o âmbito do armazenamento energético. Apresenta recursos fundamentais para um bom dimensionamento fotovoltaico, levando em consideração a localização, irradiância solar local, tipo de módulo, ventilação, temperatura, dentre outros fatores que serão exemplificados adiante. Além disso, apresenta também um recurso de análise financeira que será utilizado neste projeto.

Como exemplo de aplicação recente do PVsyst 7.0, pode-se mencionar o artigo “*Accuracy Analysis of PVSyst Software for Estimating the Generation of a Photovoltaic System at the Polo de Inovação Campos dos Goytacazes*”, no qual os autores realizam um estudo a respeito do desempenho do *software* em aplicações práticas, tomando por base a confiabilidade do *software* [28].

Já o Helioscope também executa o dimensionamento fotovoltaico de uma determinada localização. Porém, foi utilizado apenas para a medição real da estrutura predial do refeitório, a fim de realizar o desenho 3-D do local, assim como a distância a ser percorrida pelos cabos. Utilização semelhante deste *software* foi feita em [29].

Para que fosse possível realizar as simulações utilizando ambos os *softwares*, foi necessário o estudo de cada um deles. Através dos cursos de extensão disponibilizados pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP): “Introdução à Energia Solar Fotovoltaica – Sistemas Isolados e Conectados à Rede” e “Projeto e Dimensionamento de Usinas Solares e Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída”, ambos ministrados por membros da FEEC (Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação), os conceitos teóricos já tratados aqui foram reforçados, e novos conhecimentos foram adquiridos, principalmente na questão de simulações e testes.

Com isso, foi possível dar início à parte prática do projeto. A linha lógica para o desenvolvimento do dimensionamento e do projeto, de forma geral, está indicada pelo fluxograma mostrado na figura 18.

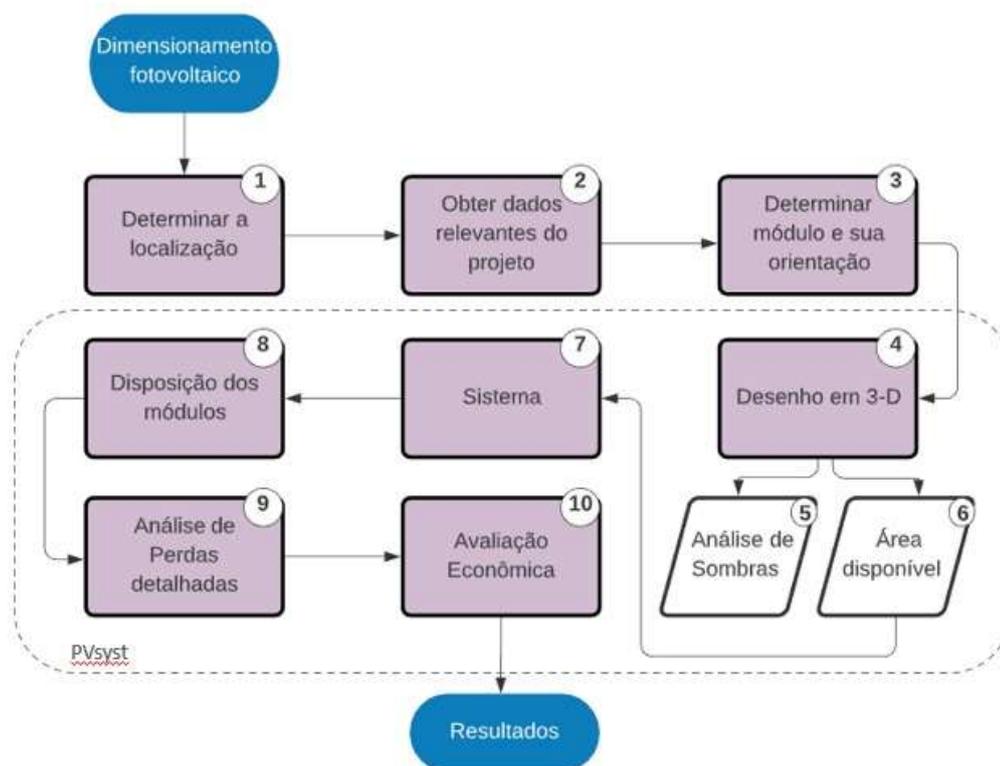


Figura 18: Fluxograma geral do projeto.

4.1 Procedimentos técnicos

Como visto nos cursos, um fator importante para a simulação de um sistema fotovoltaico é sua localização, como mostrado no bloco 1. Nele, estão contidas informações de suas coordenadas geográficas.

Com tal informação, serão obtidos os dados relevantes do projeto, conforme mostrado no bloco 2, que diz respeito à avaliação do potencial energético solar do local. Isso representa a irradiância global incidente sobre os módulos, assim como a temperatura ambiente da região, informação que pode ser obtida através da estação meteorológica do CEPAGRI - UNICAMP [30], fonte que, através de dados reais de medição, realiza uma média comparativa do período de 1990 a 2020.

Existem vários bancos de dados meteorológicos disponíveis no PVsyst 7.0, como:

1. NASA - SSE;
2. Meteonorm 7.3, utilizado no projeto;
3. PVGIS TMY.

Outro dado relevante incluído no bloco 2 é a curva de consumo energético do estabelecimento. É uma informação fundamental para o dimensionamento do sistema,

ou seja, para determinar o número de módulos necessários para suprir o local, além de facilitar a decisão de quais faixas horárias possuem maior demanda energética.

Após a aquisição dos dados de projeto, deve-se escolher os painéis a serem utilizados, conforme o bloco 3, além da definição da inclinação e azimute dos mesmos.

Através do *Google Maps*, foi possível encontrar o azimute, que é definido pelo ângulo entre a linha frontal dos painéis e a linha do Norte. Além disso, com a mesma ferramenta, foi possível obter imagens específicas do telhado, de modo que fosse realizada uma análise de inclinação do mesmo. Para a obtenção deste ângulo, fez-se uso da ferramenta Transferidor Online [31].

Tais informações são importantes pois influenciam o impacto da irradiância incidente sobre os módulos, o que pode aumentar ou reduzir a geração de energia. Por isso, a angulação dos painéis foi otimizada pelo próprio *software* PVsyst 7.0, para uma melhor adequação do sistema e de sua geração energética, uma vez que o azimute é fixo.

A partir do desenho 3-D da instalação, o bloco 4 consiste na determinação da área disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos, uma vez que tal área restringe a potência máxima instalada no local, assim como permite uma análise de sombras, que ilustra as trajetórias do Sol em dada região ao longo do ano e indica a influência de sombras de objetos nos períodos horários do dia (bloco 6). Assim, é possível analisar a influência das árvores, dos detalhes arquitetônicos e de possíveis edifícios na geração fotovoltaica.

Vale ressaltar que a escolha do tipo de módulo influencia na área disponível para instalação, visto que cada tipo possui suas próprias dimensões (bloco 5).

De acordo com o bloco 7, ao utilizar a área disponível como dado de entrada, assim como o tipo de módulo pré-definido, o *software* propõe uma organização dos módulos em determinado número de *strings*, assim como também proporciona a opção de dimensionamento dos inversores utilizados, para realizar a análise de “*clipping*”. O processo de dimensionamento é mostrado de maneira geral na figura 19.

Nome e orientação do sub-grupo

Nome:

Orientação: **Plano inclinado fixo**

Inclinação: **22°**
Azimute: **-79°**

Ajuda para o dimensionamento

Sem pré dim. Introduza Pnom desejado kWp ?

Resize ... ou superfície disponível(módulos) m²

Seleção do módulo FV

Disponíveis: Nr. de módulos máximo: **488**

Canadian Solar Inc. 335 Wp 32V Si-poly CS6U - 335P Since 2017 Manufacturer 2017

Use optimizer

Dimens. das tensões : Vmpp (54°C) **32.7 V**
Vco (12°C) **47.8 V**

Seleção do inversor

Disponíveis: 50 Hz
 60 Hz

Fronius International 27 kW 580 - 850 V TL 50/60 Hz ECO 27.0-3-S Since 2015

N.º de inversores: Tensão de funcionamento: **580-850 V** Potência global inv.: **135 kWac**
Tensão máxima entrada: **1000 V** **Inversor string com 6 entradas**

Dimensionamento do grupo

Número de módulos e strings

Mod. em série: entre 18 et 20

Nr. strings: entre 20 et 24

Perdas sobre-pot.: **0.0 %** ?

Rácio Pnom: **1.14**

Nr. módulos: **460** Superfície: **894 m²**

Condições de funcionamento

Vmpp (54°C) 655 V
Vmpp (49°C) 671 V
Vco (12°C) 956 V

Irradiância no plano: **1000 W/m²**

Imp (STC) 207 A
Isc (STC) 219 A
Isc (em STC) 219 A

Max. dados **STC**

Potênc. Máx. em funcionamento: **138 kW**
em 1000 W/m² e 50°C)

Potência nom. grupo (STC) 154 kWp

Figura 19: Dimensionamento do sistema.

Ao finalizar o dimensionamento do sistema, foi feita a disposição dos módulos, de acordo com o bloco 8, em relação aos *sheds* disponibilizados pelo desenho 3-D, superfícies estruturais dos módulos. Tal processo foi feito a partir da disposição sequencial das *strings* nos *sheds*, minimizando a distância entre elas, e em consequência diminuindo gastos com cabeamento.

De acordo com o bloco 9, para a simulação, é necessário também que seja feita a avaliação das perdas ôhmicas do sistema, e isso é feito após a definição do cabeamento, com suas respectivas distâncias, dos cabos CC dos módulos até as *string boxes*, e das *string boxes* até os inversores. Para esta avaliação, foram utilizadas as normas NBR 5410, 16690 e 16612. Ressalta-se que o PVsyst 7.0 faz uso de normas IEC (em inglês *International Electrotechnical Commission*, Comissão Eletrotécnica Internacional em português), além de realizar análise de diversas outras perdas.

4.2 Procedimentos econômicos

De acordo com o bloco 10, foi realizada a análise financeira do projeto. Tal etapa foi subdividida em três passos apresentados a seguir.

4.2.1 Listagem de custos

Nesta etapa, foram listados todos os possíveis itens relacionados a *CAPEX* (investimento em bens de capital adquiridos fisicamente), como por exemplo módulos fotovoltaicos, inversores, fusíveis e cabos, assim como seus respectivos fretes. Em seguida, foram listados os gastos com *OPEX* (despesas operacionais), que representa o custo anual de operação e manutenção do sistema, e que engloba serviços de engenharia, planejamento, limpeza, reposição de equipamento, entre outros.

Dada a complexidade de se calcular o custo relacionado a *OPEX*, definiu-se que o mesmo seria equivalente a 1,5% do custo total de *CAPEX*. Tal relação foi extraída de [32], porém de forma mais conservadora.

4.2.2 Utilização da tarifa de energia da concessionária

Para que fosse possível que o PVsyst 7.0 comparasse o custo de energia da concessionária – no caso, CPFL Paulista – ao custo de energia do projeto, seria necessária a aquisição do custo do kWh. Como o estabelecimento é comercial, suprido por média tensão, o mesmo se encaixa no subgrupo A4. Além disso, verificou-se que tal subgrupo apresenta tarifação horo-sazonal verde, com potência demandada única.

Deste modo, foi verificado que, de acordo com [27], a tarifa a ser paga em estabelecimentos comerciais é de R\$0,80/kWh para o ano de 2020.

4.2.3 Utilização de parâmetros financeiros

O PVsyst 7.0 aceita como parâmetros de entrada, como já explicado no capítulo 2, os seguintes dados:

- Inflação (IPCA): foi utilizado o IPCA acumulado de 12 meses, até maio de 2020;
- Taxa de desconto: obtida a partir do comparativo com o papel Tesouro IPCA 2045, do Tesouro Nacional;
- Vida útil: o quanto o projeto irá durar. No caso, definido como 25 anos;
- Depreciação linear: foi considerada uma depreciação de 0,8% ao ano para o sistema em questão.

Ao utilizar tais dados de entrada, é possível obter os seguintes parâmetros, também já detalhados no capítulo 2:

- *LCOE*;
- *Payback* descontado;
- *VPL*.

A relação entre os dados de entrada e saída está na figura 20.

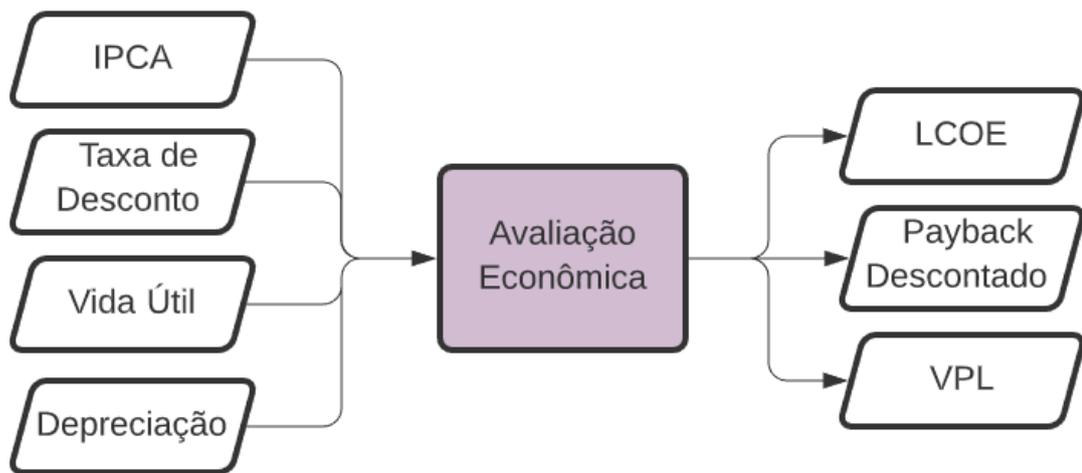


Figura 20: Dados de entrada e saída da avaliação econômica.

5. RESULTADOS

Conforme já especificado, foram realizadas quatro simulações de sistemas fotovoltaicos, apresentando: inversores comuns, micro inversores, otimizadores e inversores de múltiplas entradas *MPPT*. Os principais resultados técnicos e financeiros estão indicados na tabela 3.

Sistema	Produção Anual (MWh)	Índice de Performance	Valor Investido	Payback (anos)	ROI
Inversor	196	0,752	R\$ 957.555,65	6,8	232,3%
Micro inversor	205	0,784	R\$ 1.807.523,61	14,5	60,50%
Otimizador	202	0,772	R\$ 1.145.572,39	8,6	161,40%
Inversor MPPT	197	0,755	R\$ 980.417,53	7,4	207,00%

Tabela 3: Resultados das simulações dos quatro sistemas.

Nesta seção, os resultados serão apresentados conforme a lógica contida no fluxograma da figura 18.

5.1 Determinar a localização (bloco 1)

Como visto na seção 4, um fator mandatório para a simulação de um sistema fotovoltaico é sua localização. O local escolhido para esse projeto foi o Refeitório Universitário (RU), localizado na Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), com coordenadas de -22.8176085 (S) e -47.0725907 (O), assim como altitude de 599m acima do nível do mar, parâmetro importante para dados solarimétricos, e que interferirá nos níveis de irradiância e temperatura mensais. Na figura 21, está indicada a localização do refeitório.

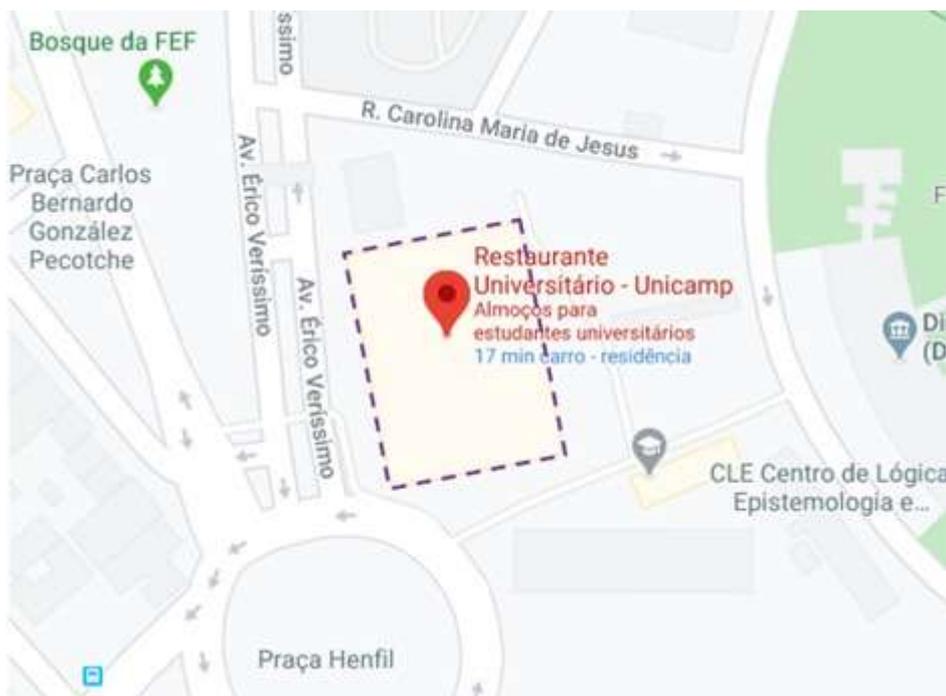


Figura 21: Refeitório Universitário – UNICAMP. [33]

5.2 Obter dados relevantes do projeto (bloco 2)

Foi necessária a aquisição de dados de consumo energético, irradiância e temperatura. Cada procedimento será explicado a seguir.

5.2.1 Dados de consumo energético

Para simulação, são necessários dados de consumo de energia do estabelecimento, de modo a obter a energia gerada pelo arranjo fotovoltaico. O portal proveniente do projeto Campus Sustentável (parceria entre UNICAMP e diversas outras entidades) apresenta informações de todos os medidores de consumo no campus de Barão Geraldo, incluindo do RU, sinalizado em vermelho na figura 22.

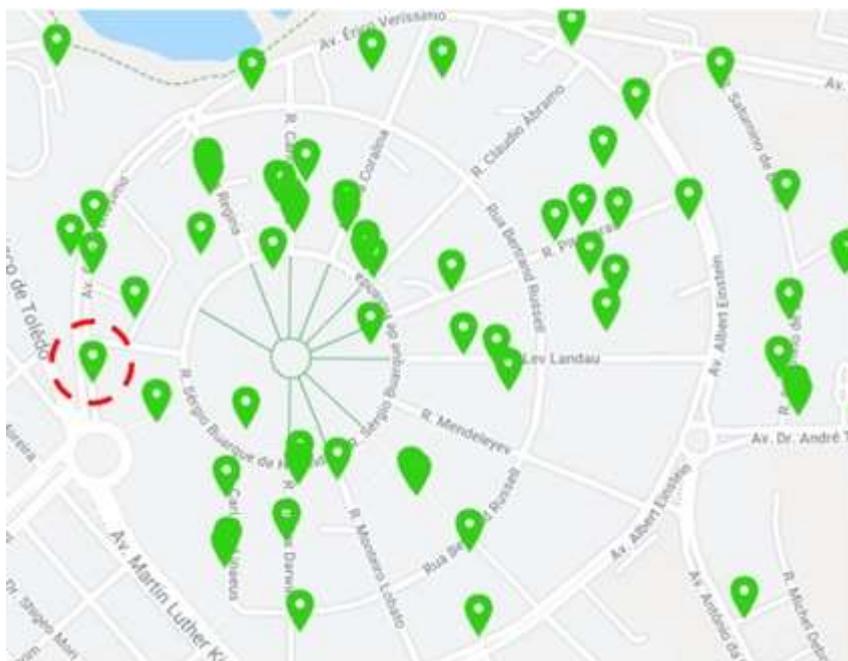


Figura 22: Medidor do refeitório universitário.

Em relação ao medidor indicado pela figura 22, foram obtidos os dados de tensão e corrente e consumo energético, sendo este o foco do trabalho apresentado aqui.

Para maiores explicações sobre o método de obtenção do consumo energético indicado na tabela 4, verificar anexo F.

Na tabela 4, o consumo de energia do estabelecimento foi dividido em horário de ponta (Cons. P), de fora de ponta (Cons. FP) e de pico (Cons. Pico), que corresponde à faixa horária das 12:00 às 17:59, como verificado no anexo F. Deste modo, os horários de ponta e de pico foram escolhidos para serem supridos pelo sistema projetado.

Mês	Consumo (kWh)	Cons. P	Cons. FP	Cons. Pico
Janeiro	32187,57	4953,67	15340,60	11896,53
Fevereiro	27055,42	4163,83	12894,61	9999,68
Março	6315,23	971,91	3009,84	2334,11
Abril	0,00	0,00	0,00	0,00
Mai	77901,12	11988,98	37127,67	28792,25
Junho	29553,52	4548,29	14085,21	10922,98
Julho	27028,25	4159,65	12881,66	9989,64
Agosto	33679,08	5183,21	16051,45	12447,79
Setembro	32329,48	4975,51	15408,23	11948,98
Outubro	34245,93	5270,45	16321,61	12657,30
Novembro	33418,16	5143,05	15927,10	12351,35
Dezembro	27596,75	4247,14	13152,61	10199,76
	361310,51	55605,69	172200,59	133540,36

Tabela 4: Consumo mensal de cada faixa horária.

5.2.2 Irradiância e temperatura

Todos os dados referentes a irradiância e temperatura foram extraídos da base de dados Meteonorm 7.3, já implementada no PVsyst. Deste modo, obteve-se os dados indicados pela tabela 4.

	Irradiação global horizontal kWh/m ² /dia	Irradiação difusa horizontal kWh/m ² /dia	Temperatura °C	Velocidade do vento m/s	Linke turbidity [-]	Relative humidity %
Janeiro	5.13	2.71	23.3	3.90	3.377	80.5
Fevereiro	5.54	2.64	23.7	3.69	3.384	78.2
Março	4.77	2.38	23.7	3.80	3.224	76.6
Abril	4.30	2.02	22.1	3.91	3.042	75.7
Mai	3.74	1.40	18.9	3.79	2.901	75.5
Junho	3.41	1.46	18.3	3.50	2.936	73.6
Julho	3.79	1.26	17.5	3.90	3.070	72.0
Agosto	4.39	1.79	19.7	4.10	3.409	65.8
Setembro	4.73	2.06	20.4	4.69	4.399	68.8
Outubro	5.09	2.44	22.7	4.50	3.895	71.0
Novembro	5.94	2.34	22.3	4.59	3.662	77.0
Dezembro	5.46	2.92	23.1	4.09	3.457	77.3
Ano	4.68	2.12	21.3	4.0	3.396	74.3

Tabela 5: Dados de irradiância e temperatura.

Além disso, foram incluídas informações extras relacionadas a temperatura, que detalham as condições de operação dos painéis em determinados períodos do ano, como indicado na figura 23.

Parâmetros da localização

Reference temperatures for array design with respect to the inverter input voltages ?

Pré-definido

Lower temperature for Absolute Voltage limit °C

Winter operating temperature for VmppMax design °C

Usual operating temperature under 1000 W/m² °C

Summer operating temperature for VmppMin design °C

Figura 23: Temperaturas de operação dos painéis ao longo do ano.

A primeira temperatura foi obtida de [34], enquanto que as demais foram obtidas através do gráfico 13 indicado abaixo, de [35], que representa a média mensal da temperatura, em graus Celsius, em comparação à média de temperatura registrada no período de 1990/2019, da Estação Meteorológica do Cepagri/Unicamp.



Gráfico 13: Médias de temperatura em 2019 e de 1990 a 2019. [35]

5.3 Determinar módulos e sua orientação (bloco 3)

A medida de 36° da inclinação do telhado do refeitório estimada através de uma imagem obtida no *Google Maps*, utilizando um transferidor online [31], visto que, devido à pandemia do novo Covid-19, não foi possível realizar uma visita ao local para registrar as devidas medidas.



Figura 24: Imagem do telhado do refeitório universitário, com sua angulação.

Na ferramenta PVsyst 7.0, na opção “Orientação”, há diversos tipos de campo dos módulos, e o escolhido para o projeto é o “Plano inclinado fixo”. Porém, para uma análise mais apurada em relação ao sombreamento que um módulo ocasiona no

outro, foi definido para o tipo de campo a opção “*Sheds* ilimitados”, que mostra ao sombreamento entre *sheds*.

Portanto, de acordo com a figura 25, foi medido o espaçamento entre cada *shed*, de acordo com a visão aérea proporcionada pelo *software* online Helioscope.



Figura 25: Vista aérea do refeitório universitária, Helioscope.

Tais medições foram registradas para serem utilizadas como dado de entrada na configuração “*Sheds* ilimitados”. Nesta opção, também é necessária a altura de cada painel, através de seu catálogo, já que cada um deles foi instalado em posição retrato, compatibilizando as dimensões com o local de instalação.

O painel CS6U-335P apresentou em seu *datasheet* [10] altura de 1,98m, enquanto que as medições entre cada *shed* feitas no Helioscope foram de 4,8m.

As bandas inativas superior e inferior fazem referência ao espaço que sobra no topo ou embaixo, devido à diferença de tamanho entre módulos e *shed*. Porém, visto que os módulos serão instalados diretamente no telhado, ambos os preenchimentos foram zerados, de acordo com a figura 26.

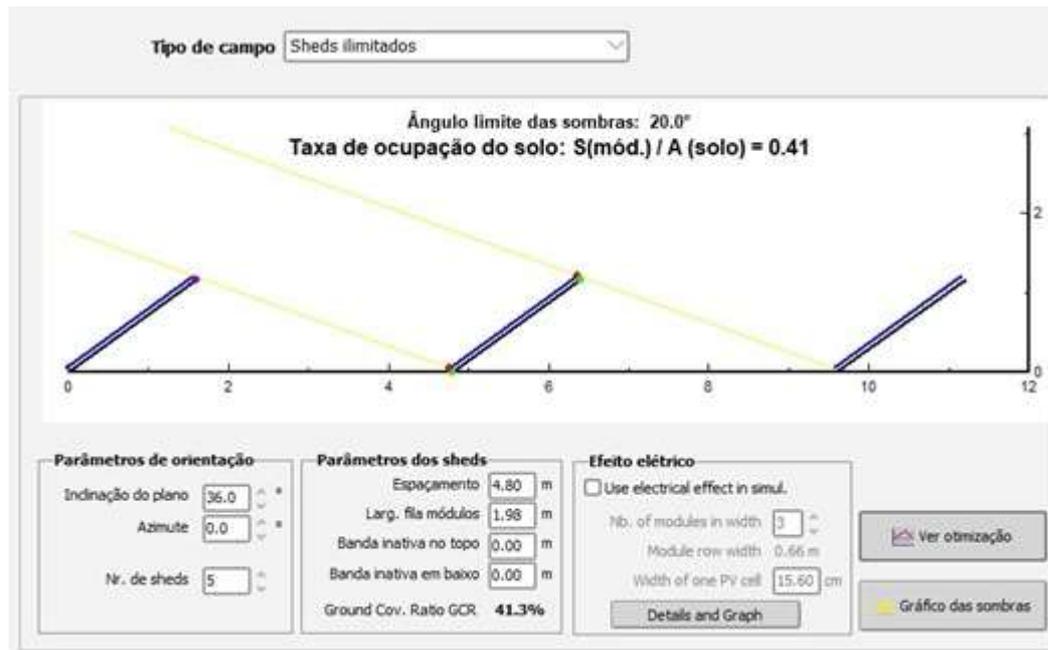


Figura 26: Dados de posicionamento e dimensão dos sheds.

Após registradas as dimensões, foi observado o gráfico de otimização dos sheds, de acordo com a figura 27.

A melhor inclinação, que apresenta menor perda por sombreamento, encontra-se no pico do gráfico laranja, que expressa a influência de sombras em um conjunto de módulos. Ou seja, o ângulo desejado vale 21,5°, determinado através do método de tentativa e erro, e justificando a necessidade de se utilizar estruturas de fixação para suportar os módulos nessa inclinação específica.

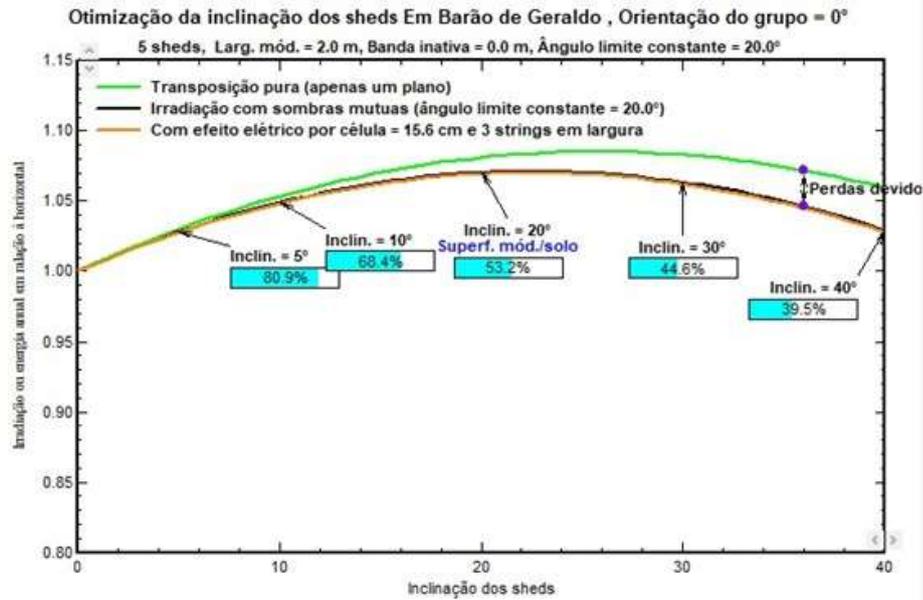


Figura 27: Gráfico de otimização de inclinação.

Para a escolha do azimute do sistema, foi utilizado o *Google Maps*, junto à ferramenta Transferidor Online [31], concluindo-se que o ângulo azimutal equivale a -79°, conforme figura 28.



Figura 28: Indicação do ângulo azimutal.

Como já explicado anteriormente, a escolha por *sheds* ilimitados foi feita apenas para otimizar a inclinação dos módulos. Portanto, o tipo de campo foi atualizado para “plano inclinado fixo”, assim como foram utilizados o azimute obtido e a nova inclinação definida, de acordo com a figura 29.

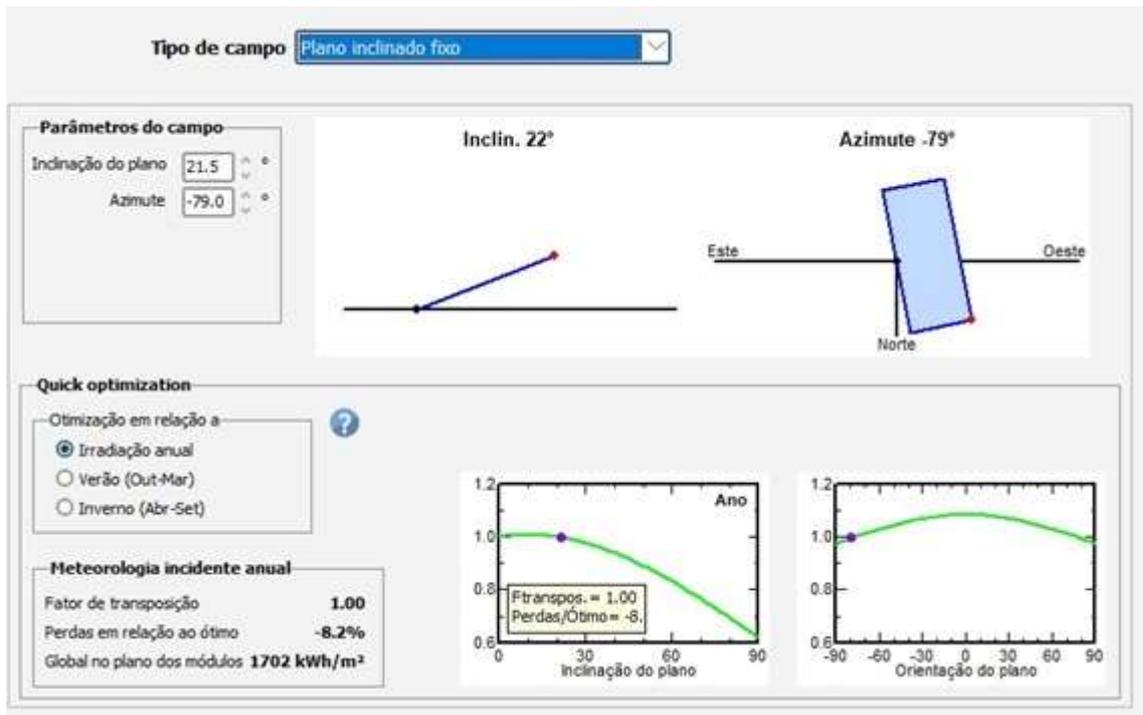


Figura 29: Informações de orientação do sistema.

Os resultados obtidos na figura 29 são o fator de transposição, igual a um, indicando que não houve ganho nem perda na captação de energia solar e perdas em relação ao ótimo, que apresentou um resultado ruim, porém fixo, valendo -8,2%, visto que o azimute do local também é fixo.

5.4 Desenho em 3-D (blocos 4, 5 e 6)

O PVsyst disponibiliza o recurso de pré-dimensionamento, para determinar a potência nominal do sistema. Porém, devido ao prédio possuir área limitada em seu telhado, a estratégia utilizada foi simular a geração energética a partir da área disponível, de modo que se possa concluir se tal geração suprirá as horas de ponta e pico, indicadas na tabela 4.

O desenho construído no PVsyst é mostrado na figura 30.

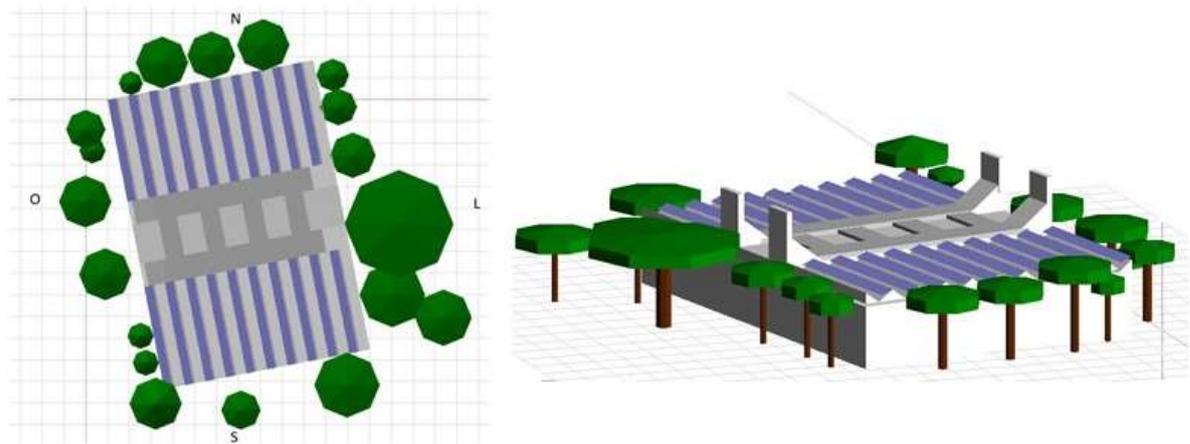


Figura 30: Diferentes visões do desenho 3-D do refeitório universitário.

A área disponível para instalação de módulos é de 948m², e corresponde aos *sheds* azuis da figura 30. Neles, foram definidos os espaçamentos entre módulos como 0,05m no eixo horizontal e 0,02m no eixo vertical. Além disso, foi realizado o reajuste dos painéis à área disponível, otimizando o espaço. Tais fatores ocasionaram numa área livre de 54m² e numa área ocupada de 894m².

A figura 31 especifica as dimensões de catálogo dos módulos, o número de módulos por *shed*, seu posicionamento em retrato, ou seja, com altura maior que largura (para melhor conexão entre os painéis de uma *string*), inclinação, dentre outros fatores de medição.

Módulos por retângulo		Disposição		Superfície sensível FV	
Selected module CS6U - 335P		Nome Campo em sheds #1			
Largura do módulo	0.992 m	Nr. de sheds	10	Largura	1.98 m
Altura do módulo	1.960 m	Inclin. Sheds	21.5 °	Comprimento	23.94 m
Orientação	Retrato	Inclin. shed a shed	0.0 °	Superfície total	473.9 m ²
Número de módulos X	23	Inclin. base do shed	0.0 °	Superfície necessária	894.4 m ²
Número de módulos Y	1	Espaçamento N-S	4.80 m	Cabotinho	
Espaçamento X	0.05 m	Misalign	0.00 m	Esquerda/direita	0.02 0.02 m
Espaçamento Y	0.02 m	Ângulo limite	14.0 °	Cima/baixo	0.02 0.02 m
Adjust to modules		GCR	41.3%	Origem	Centro inferior

Figura 31: Configurações dos *sheds* do desenho 3-D.

O desenho da figura 30 foi confeccionado não só para obter a área utilizada, como também para se obter uma análise de sombra, averiguando-se a energia perdida pelas árvores, estruturas do edifício, localização, etc. A figura 32 ilustra as trajetórias do Sol na região de Barão Geraldo, assim como a influência das sombras dos objetos mencionados anteriormente.

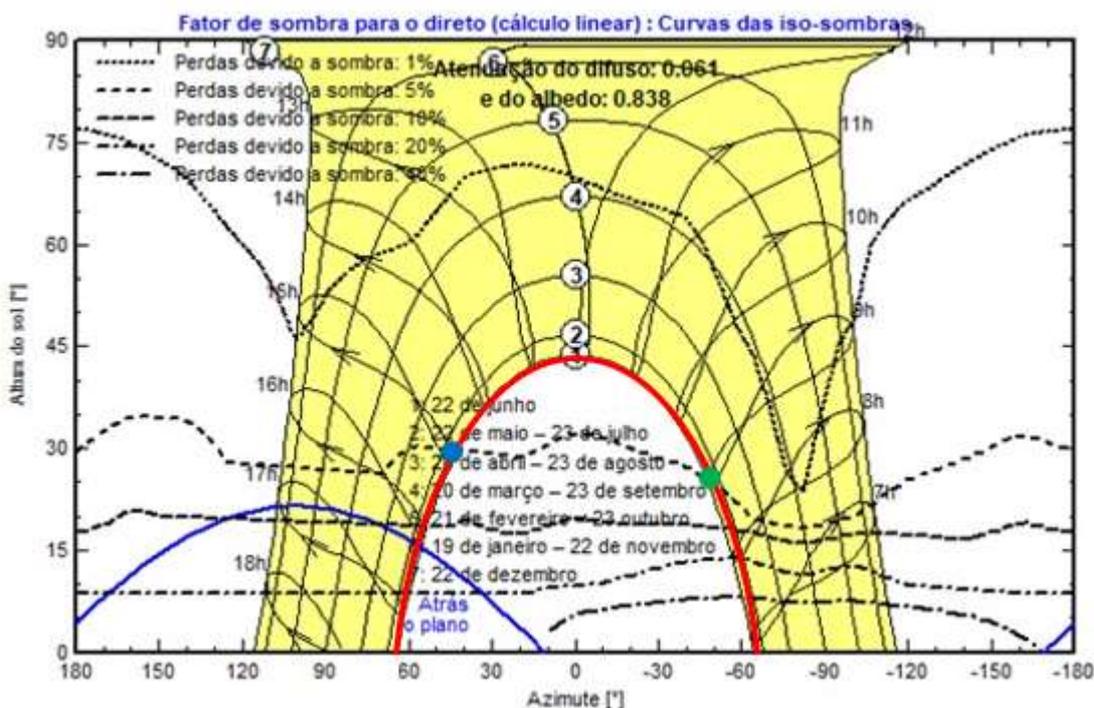


Figura 32: Trajetória solar e influência de sombras.

No eixo horizontal, tem-se o azimute solar, sendo que, se o Sol estiver alinhado ao norte, isso estará indicado no azimute 0°. No solstício de inverno, quando o Sol apresenta sua menor altura, nascendo aproximadamente em -60° e se pondo em 60°, como mostrado pela linha vermelha. Neste caso, a maior altura que o Sol atinge é de 45°, representada no eixo vertical. Além disso, a área amarela apresenta todas as possíveis posições do Sol ao longo dos 365 dias do ano.

Considerando ainda solstício de inverno, as perdas maiores de 1% devido à sombra influenciam o dia todo, visto que toda a área abaixo da respectiva linha tracejada apresenta perdas mínimas de 1%. Já as perdas mínimas de 5% influenciam do nascer do Sol até às 9h, como indicado pelo ponto verde, e em seguida, voltam a influenciar a partir das 15h até o pôr-do-Sol, como indicado pelo ponto azul.

Foi realizado o teste de desabilitar todas as sombras produzidas pelas estruturas físicas presentes no desenho, como a região central do telhado e as

árvores. Deste modo, apenas para parâmetros comparativos com a figura 32, segue abaixo a nova influência hipotética das sombras, de acordo com a figura 33.

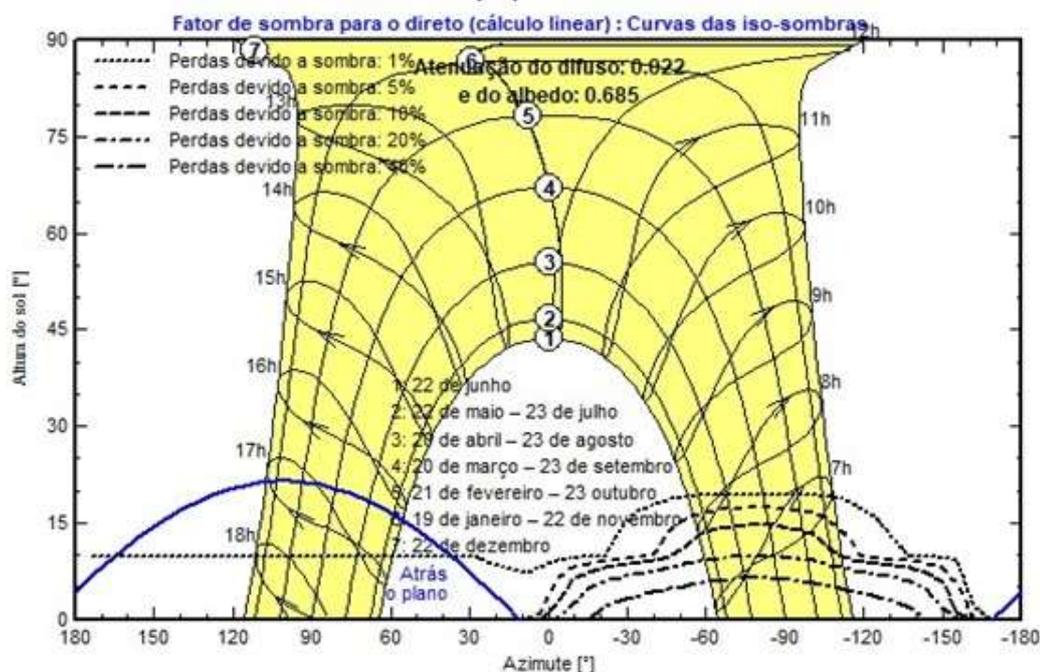


Figura 33: Trajetória solar e influência de sombras atualizadas.

5.5 Sistema (bloco 7)

Nesta etapa, serão dimensionadas as quantidades de módulos e inversores, usando como dado de entrada a área disponível do desenho 3-D.

O *software* recomendou para o projeto 23 *strings*, com 20 módulos cada, totalizando 460 painéis CS6U-335P, como ilustrado na figura 19.

De acordo com o conteúdo ministrado no curso de extensão mencionado anteriormente, recomenda-se que a potência dos inversores não ultrapasse a potência nominal total dos painéis, pois os painéis só atuam em sua potência máxima em condições *STC*. Portanto, foram escolhidas 5 unidades do inversor ECO 27.0-3-S, da Fronius [36], também indicado na figura 19.

O *software* também simula a relação entre módulos e inversores, através do botão “Ver Dimens.”, presente na figura 19. Tal resultado é mostrado nos gráficos 14 e 15.

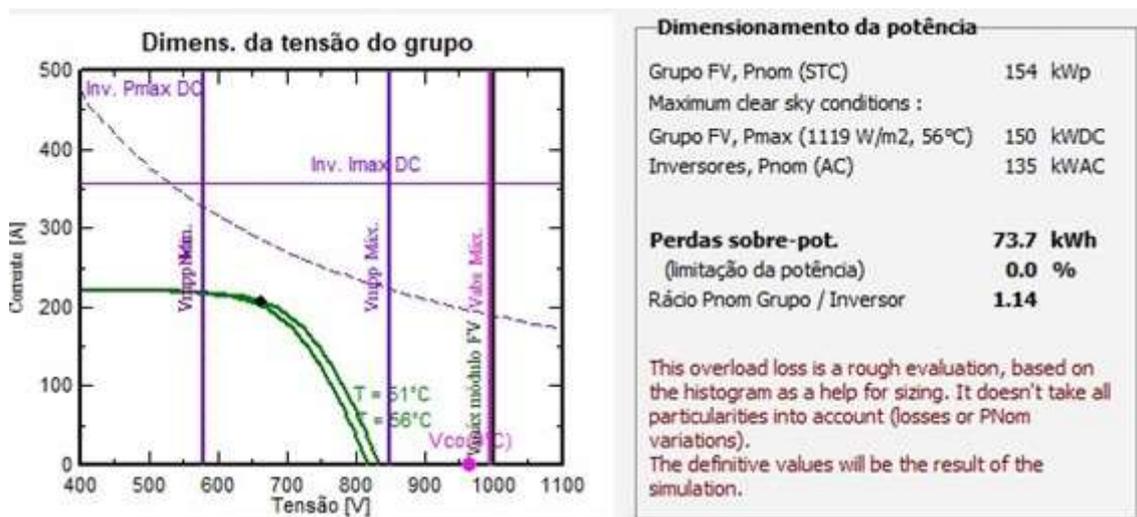


Gráfico 14: Gráfico de características elétricas dos componentes do sistema.

O gráfico 14 apresenta as características elétricas das *strings* de módulos e do inversor. As curvas $I \times V$, representadas em verde, referem-se às temperaturas de operação no inverno (51°C) e a temperatura de operação no verão (56°C). Cada uma dessas curvas corresponderá a uma tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito, como já explicado no capítulo 2. Além disso, quanto menor a temperatura, maior será a tensão de circuito aberto. Neste caso, a menor temperatura vale 9°C, que corresponderá a menor tensão de circuito aberto, valendo aproximadamente 960V. Vale notar que a linha vertical rosa representa a tensão máxima que o inversor suporta.

Como a maior tensão de circuito aberto é menor que a tensão máxima suportada, o dimensionamento está correto.

Um outro fator para avaliar o correto dimensionamento do sistema é o posicionamento do ponto de máxima potência, que deve estar entre as duas linhas roxas verticais, que correspondem à faixa de tensão operacional do inversor. Além disso, deve estar abaixo da linha horizontal roxa, que representa a corrente máxima que o inversor suporta.



Gráfico 15: Otimização de dimensionamento do inversor.

O gráfico 15 ilustra a distribuição de energia, em relação à potência. Com a mudança de temperatura e irradiância, a potência dos módulos se altera, e para cada valor de potência, é produzido um valor correspondente de energia.

A seta verde indica a potência nominal do conjunto dos módulos na condição STC, sendo que neste ponto, a energia é zerada, pois é improvável que o módulo alcance sua potência nominal. A seta roxa representa a potência nominal do inversor, e indica um bom dimensionamento quando a mesma se encontra próxima à esquerda da seta verde, já que a potência nominal do módulo nunca é atingida.

Vale ressaltar que o melhor resultado será dado após a simulação final, visto que no mesmo é gerado um relatório que indica as perdas no inversor, e caso tais perdas forem altas, o valor nominal da potência do inversor deve ser aproximado da potência dos módulos. Mais à frente será mostrado que, no relatório final da simulação, a perda nos inversores foi de 2,23%, o que correspondeu a um bom dimensionamento nesse aspecto.

5.6 Disposição dos módulos (bloco 8)

A disposição foi realizada conectando as *strings* de forma sequencial nos *sheds*, minimizando a distância entre elas, para minimizar gastos com cabeamento. Nota-se que a ligação entre as primeiras dez *strings* e as últimas dez *string* foi longa, devido ao fato de estarem localizadas em faces diferentes do telhado. Além disso, como há 23 *strings* para apenas 5 inversores, foi realizada, pelo próprio PVsyst, a seguinte disposição:

- Três inversores receberam cinco *strings* cada;
- Dois inversores receberam quatro *strings* cada.

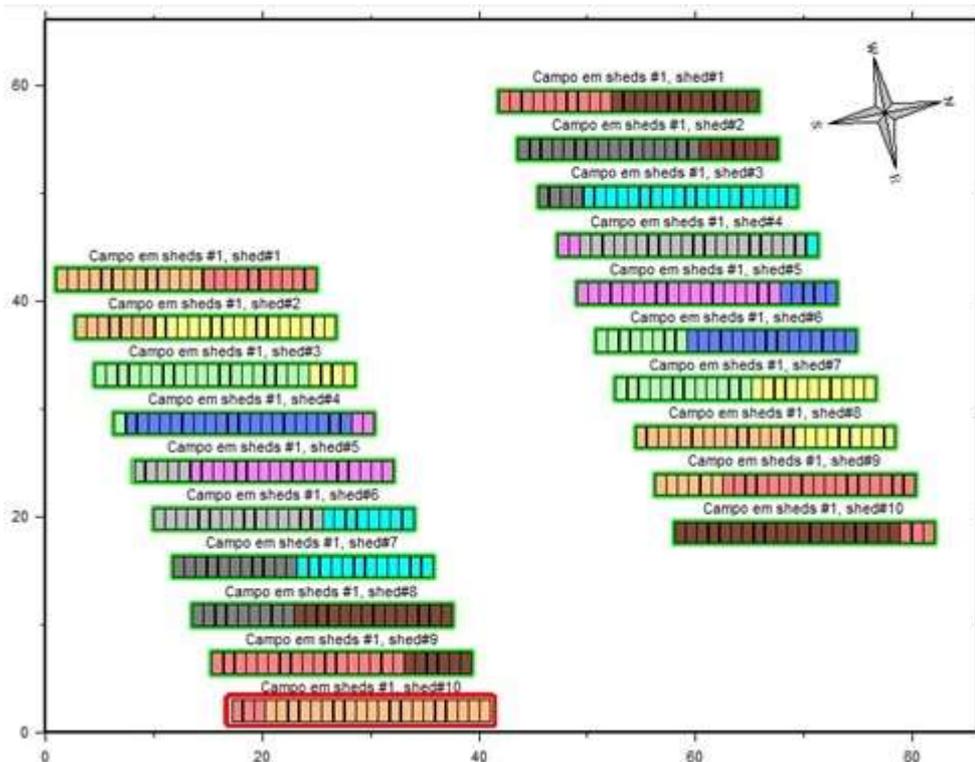


Figura 34: Disposição das strings nos sheds.

5.7 Análise de perdas detalhadas (bloco 9)

É necessário que seja feita a avaliação das perdas ôhmicas do sistema, e isso foi feito calculando o cabeamento, com suas respectivas distâncias, dos módulos até as *string boxes*, e das string boxes até os inversores. Para esta avaliação, foram utilizadas as normas: NBR 5410, 16690 e 16612. De acordo com as normas, foi possível realizar os cálculos do lado CC utilizando os métodos da queda de tensão e da capacidade de corrente, que serão apresentados no anexo G. Também foi realizada uma análise do lado CA do sistema, fazendo uso das mesmas normas, também demonstrada no mesmo anexo.

Utilizando os valores encontrados de bitola de 2,5mm², de acordo com as normas, e simulando-os, constata-se que há perda ôhmica de 11,74%, valor muito alto em relação aos limites mencionados em norma, e em relação à própria simulação, visto que o próprio PVSystem alertou que tais perdas resistivas estavam muito grandes.

Deste modo, de acordo com o *software*, a melhor bitola para a aplicação de 1975m seria de 10mm², ao invés de 2,5mm², enquanto que a distância de 20m permaneceu bem suportada pela bitola de 16mm², o que gerou perdas ôhmicas de apenas 3,09%, valor dentro do especificado da norma, e sem qualquer tipo de aviso ou alerta nas simulações.

A figura 35 ilustra o trajeto de cada bitola de cabo no sistema.

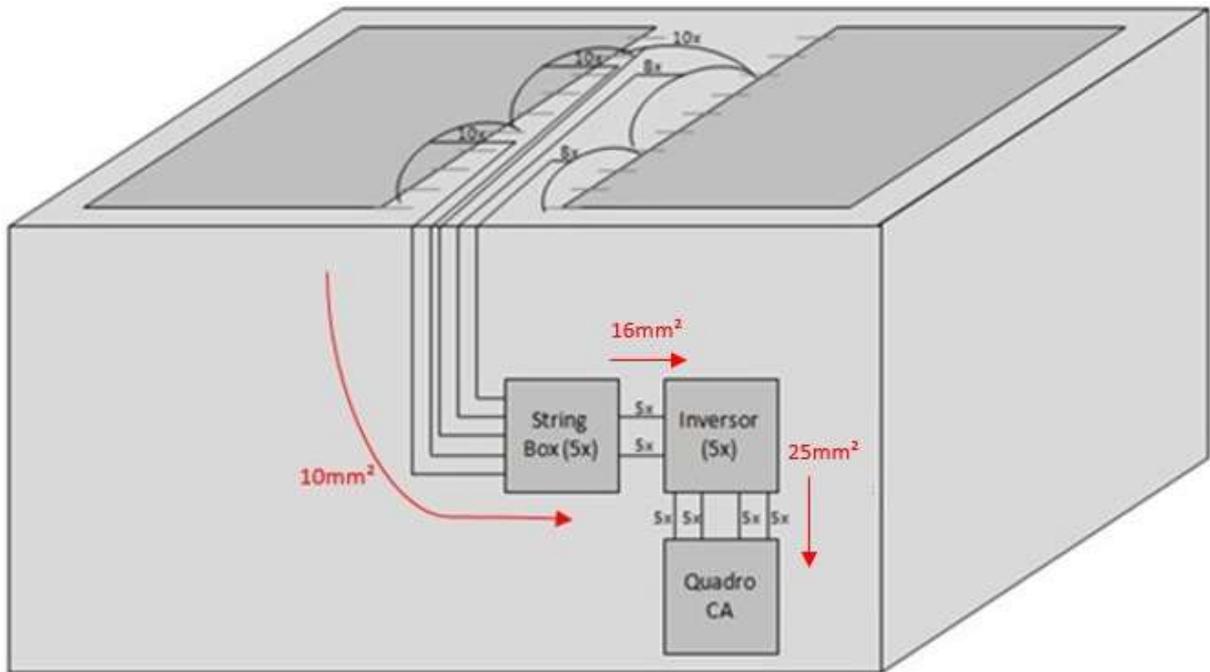


Figura 35: Representação do cabeamento no edifício.

5.8 Avaliação econômica (bloco 10)

A primeira etapa está relacionada a todos os custos do projeto, levando em consideração desde a mão-de-obra de instalação até os custos relacionados a dispositivos de proteção, painéis e inversores, cada um vinculado a seu respectivo frete. As tabelas 6, 7, 8 e 9 representam tais custos.

Itens Principais					
Item	Valor Un.	Quantid.	Total	Vida Útil	Reposição
Painel	R\$ 814,00	460	R\$ 374.440,00	25	Não há
Inversor	R\$ 26.132,00	5	R\$ 130.660,00	13	R\$ 130.660,00
Estrutura Sup.	R\$ 280,00	460	R\$ 128.800,00	25	Não há
Frete (Painel)	R\$ 47,90	460	R\$ 22.034,00	-	Não há
Frete (Inversor)	R\$ 195,90	5	R\$ 979,50	-	Não há
Frete (Estrutura)	R\$ 10,23	460	R\$ 4.705,80	-	Não há

Tabela 6: Custos e fretes dos principais itens do sistema.

Neste caso tendo em vista que, de acordo com o catálogo do inversor sua vida útil é de 13 anos foi considerada uma reposição desses componentes por conta da vida útil do projeto que equivale a 25 anos.

Lado CC			
Item	Valor Un.	Quantid.	Total
String box CC	R\$ 1.199,00	5	R\$ 5.995,00
Fusível 15A	R\$ 19,90	46	R\$ 915,40
Fusível 25A	R\$ 29,17	26	R\$ 758,42
Chave Sec. 40A	R\$ 216,00	4	R\$ 864,00
Chave Sec. 50A	R\$ 543,97	6	R\$ 3.263,82
DPS II CC 20/40	R\$ 199,00	5	R\$ 995,00
Cabo 10mm ²	R\$ 9,26	1975	R\$ 18.288,50
Cabo 16mm ²	R\$ 11,80	20	R\$ 236,00
Fretes CC			
String box CC	R\$ -	1	R\$ -
Fusível 15A	R\$ 24,90	1	R\$ 24,90
Fusível 25A	R\$ 20,28	1	R\$ 20,28
Chave Sec. 40A	R\$ -	1	R\$ -
Chave Sec. 50A	R\$ 20,00	1	R\$ 20,00
DPS II CC 20/40	R\$ -	1	R\$ -
Cabo 6mm ²	R\$ -	1	R\$ -
Cabo 16mm ²	R\$ -	1	R\$ -

Tabela 7: Custos e fretes de dispositivos de proteção e cabos do lado CC.

Lado CA			
Item	Valor Un.	Quantid.	Total
Disjuntor	R\$ 274,80	5	R\$ 1.374,00
DPS II CA 20/40	R\$ 87,00	5	R\$ 435,00
Cabo 25mm ²	R\$ 13,00	40	R\$ 520,00
Fretes CA			
Disjuntor	R\$ 21,36	1	R\$ 21,36
DPS II CA 20/40	R\$ 18,90	1	R\$ 18,90
Cabo 25mm ²	R\$ 48,51	1	R\$ 48,51

Tabela 8: Custos e fretes de dispositivos de proteção e cabos do lado CA.

Outros & Total	
Serviço Inst.	R\$ 98.100,00
Seguro	R\$ 33.377,26
Total Investido	R\$ 957.555,65
Manutenção/ano	R\$ 10.013,18

Tabela 9: Custos de seguro, manutenção, instalação e total.

Na tabela 8, o custo de manutenção foi considerado como 1,5% de todos os custos de materiais envolvidos enquanto que o custo de seguro equivaleu a 5% dos custos desses mesmos materiais, segundo o que é normalmente feito em empresas que promovem a instalação de painéis fotovoltaicos.

Para o serviço de instalação, de acordo com [37], a potência instalada do sistema fotovoltaico equivale a um custo de R\$ 98100,00. Já para os custos mencionados tabelas 5, 6 e 7, os valores utilizados seguem as referências de [38] a [39].

Após a listagem de todos os custos envolvidos no projeto, foram especificados alguns parâmetros financeiros, como indicado abaixo nas figuras 36 e 37.

The screenshot shows the 'Financial parameters' tab in the PVsyst software. The interface is organized into four main sections:

- Simulation period:** Project lifetime is set to 25 anos, and the Start year is 2020.
- Projected variations:** Inflation is 2.13 %/ano, Taxa de desconto is 5.74 %/ano, Production variation is Linear at -0.8 %/ano, and Aging tool results is unselected.
- Income dependent expenses:** Income tax is 0.00 %/ano, Other income tax is 0.00 %/ano, and Dividends is 5.00 %/ano.
- Depreciation:** The method is set to 'Nenhum' (None). Depreciable assets are 633'900.00 BRL, Salvage value is 0.00 BRL, Total redeemable is 633'900.00 BRL, and the Depreciation period is 20 anos.

Figura 36: Parâmetros financeiros da análise do PVsyst.

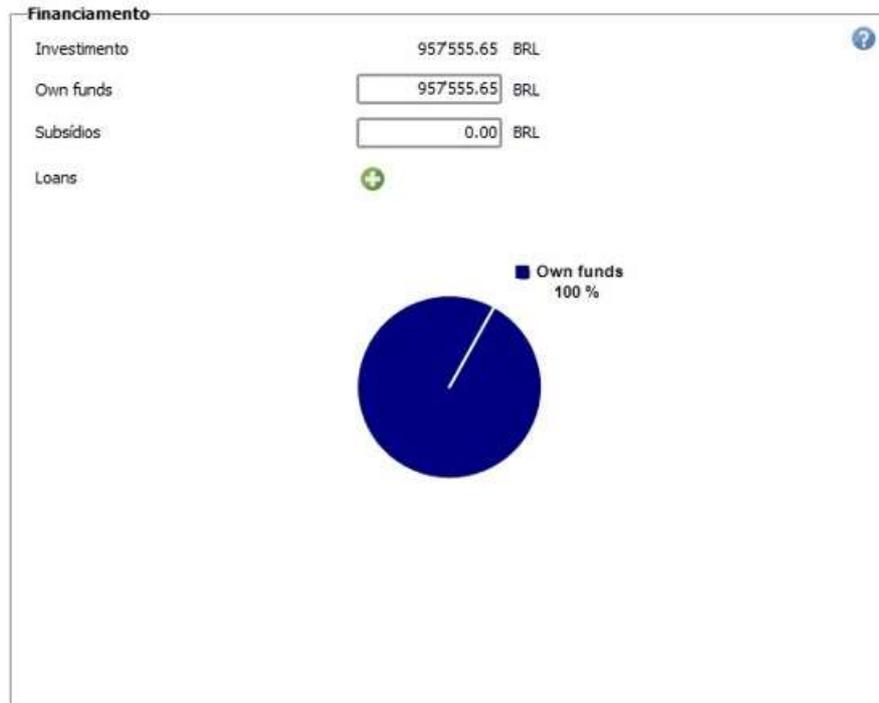


Figura 37: Investimento feito por fundos próprios.

Os parâmetros da figura 36 são explicados na fundamentação teórica. Neste caso, foi considerada uma inflação nacional de 2,13% ao ano de acordo com [40], visitado em junho de 2020. Além disso, foi considerada uma taxa de desconto do investimento de 5,74% de acordo com [41], visto que o investimento a ser comparado com o sistema fotovoltaico foi o Tesouro IPCA 2045, que apresenta riscos semelhantes e mesmo prazo em relação ao investimento tratado neste trabalho. Por fim, foi utilizada uma degradação anual de 0,8% para o sistema, de maneira linear o que impacta diretamente a geração de energia, assim como o retorno do investimento.

Para o ano de início do projeto foi considerado 2020, com duração de 25 anos do sistema. Paralelamente a isto, todos os gastos do projeto não levaram em conta financiamentos bancários ou simulares, mas sim fundos próprios de R\$ 957.555,65, como mostrado na figura 37.

Segundo a referência [27], para o ano de 2020 a nova tarifa comercial da CPFL Paulista será de R\$0,80/kWh, o que está aproximadamente de acordo com o calculado para este projeto (R\$ 0,79), conforme anexo H, e utilizado para a simulação.

Pricing strategy

Fixed tariff
 Variable tariff

Hourly peak/off-peak tariff
 Seasonal tariff
 Tariff from CSV file

Feed-in tariff

Fixed feed-in tariff BRL/kWh

Figura 38: Tarifa fixa de energia utilizada como base de comparação.

Após a simulação da avaliação econômica, obtém-se os resultados indicados na figura 39.

Installation costs (CAPEX)	
Total installation cost	957'555.65 BRL
Depreciable asset	633'900.00 BRL

Financiamento	
Own funds	957'555.65 BRL
Subsídios	0.00 BRL
Loans	0.00 BRL
Total	957'555.65 BRL

Expenses	
Operating costs(OPEX)	13'044.18 BRL/ano
Loan annuities	0.00 BRL/ano
Total	13'044.18 BRL/ano
LCOE	0.45 BRL/kWh

Return on investment	
Net present value (NPV)	865'001.71 BRL
Payback period	6.8 anos
Return on investment (ROI)	232.3 %

Figura 39: Resultados financeiros.

Nela são observados os valores a seguir:

- *LCOE* de R\$ 0,45/kWh, custo expressivamente menor do que a tarifa de energia da concessionária;
- *VPL* de R\$ 865.001,71, ou seja, o investimento apresentou alto retorno líquido;
- *Payback* descontado de 6,8 anos, próximo da faixa esperada;
- *ROI* de 232,3%, valor considerado alto em relação a investimentos de mesmo risco.

O PVsyst 7.0 gera um relatório informando todos os resultados presentes no dimensionamento do sistema, e este será apresentado no anexo I.

Para fins de comparação, foi realizada a simulação do mesmo sistema, porém considerando tarifa composta em horário de ponta e fora ponta. Para o horário de ponta, foi considerada uma tarifa de R\$1,64/kWh, e para o horário fora de ponta R\$0,49/kWh. Deste modo, foram obtidos os resultados financeiros abaixo.

- *Payback* descontado: 11,8 anos;
- Valor presente líquido (*VPL*): R\$ 109.314,12;
- *LCOE*: R\$ 0,45/kWh;
- Retorno do investimento (*ROI*): 93,4%.

6. CONCLUSÃO

O objetivo inicial deste trabalho foi realizar o dimensionamento de quatro sistemas fotovoltaicos distintos, de modo a escolher o que apresenta o menor custo em relação à geração de energia para, posteriormente, realizar a análise financeira. Após a obtenção dos resultados através do *software* PVsyst 7.0, foi possível concluir que tais objetivos foram atingidos com êxito. Apesar de o sistema apresentar um ângulo azimutal muito desfavorável, ele resultou em parâmetros financeiros positivos, mostrando vantagens em realizar o investimento, ou seja, foi observado que vale a pena investir o capital inicial em um sistema fotovoltaico para a localização selecionada, apesar de ela não resultar em indicadores financeiros com todo o potencial que um sistema fotovoltaico pode apresentar. O mesmo pode ser concluído a respeito da simulação com tarifa composta.

Como projetos futuros, é válida a implementação de um banco de baterias, como forma de avaliação do aprimoramento do sistema e de seu desempenho técnico e econômico.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] DATA and statistics. [S. l.], 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=Coal%20production%20by%20type>. Acesso em: 30 abr. 2020

[2] ORIGEM da Energia Solar: Uma Breve História Do Sol Como Fonte Energética do Mundo. [S. l.], 30 jul. 2019. Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/origem-da-energia-solar/>. Acesso em: 1 jul. 2020.

[3] PAINEL solar de alto desempenho: pesquisas inovam a tecnologia. [S. l.], 6 abr. 2017. Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/painel-solar-de-alto-desempenho/>. Acesso em: 1 ago. 2020

[4] MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS. [S. l.: s. n.], 2014

[5] VILA Solar de Friburgo. [S. l.], 2019. Disponível em: <https://thesolutionsproject.org/why-clean-energy/#/map/countries/>. Acesso em: 30 abr. 2020

[6] THE SOLUTIONS Project. [S. l.], 2020. Disponível em: <https://thesolutionsproject.org/why-clean-energy/#/map/countries/>. Acesso em: 30 abr. 2020

[7] RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. [S. l.], 17 abr. 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 1 ago. 2020

[8] RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015. [S. l.], 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 3 jun. 2020

[9] ANÁLISE ECONÔMICA DE SISTEMA HÍBRIDO COM BATERIAS. 2020. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Pontifícia Universidade Católica de Campinas, [S. I.], 2020.

[10] CANADIAN Solar CS6U-335P. [S. I.], 2020. Disponível em: <http://www.solardesigntool.com/components/module-panel-solar/Canadian-Solar/4473/CS6U-335P/specification-data-sheet.html>. Acesso em: 30 abr. 2020

[11] MODELO DE ARRANJO FOTOVOLTAICO DESTINADO A ANÁLISES EM ELETRÔNICA DE POTÊNCIA VIA SIMULAÇÃO. Eletrônica de Potência, Santa Catarina, p. 1-6, 2 abr. 2008. Disponível em: <http://www.dee.ufrj.br/FAE/download/rvol13no3p2.pdf>. Acesso em: 17 jun. 2020

[12] PROTETOR Surto Elétrico Dps Clamper Anti Raio Vcl 275v 15ka. [S. I.], 2020. Disponível em: https://produto.mercadolivre.com.br/MLB-1359166136-protetor-surto-eletrico-dps-clamper-anti-raio-vcl-275v-15ka-_JM?matt_tool=82322591&matt_word&gclid=Cj0KCQjw6575BRCQARIsAMp-ksNjATJJA2pNUsUgHC6QUWjcoXpOlccb_tjPafiVcbPEPj3g2-R6qVYaApqNEALw_wcB&quantity=1. Acesso em: 17 jun. 2020

[13] ABNT NBR 5410:2004. [S. I.], 2004. Disponível em: <https://docente.ifrn.edu.br/jeangaldino/disciplinas/2015.1/instalacoes-eletricas/nbr-5410>. Acesso em: 17 jun. 2020

[14] PROTEÇÃO de estruturas contra descargas atmosféricas. [S. I.], 2001. Disponível em: <http://www.comservicefire.com.br/docs/Para-raios/NBR%205419%20-%20Para-raios.pdf>. Acesso em: 17 jun. 2020

[15] ABNT NBR IEC 61643-1:2007. [S. I.], 2007. Disponível em: <https://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=1604>. Acesso em: 17 jun. 2020

[16] CHAVE SECCIONADORA TRIPOLAR PARA MONTAGEM DE PAINEL 32A METALTEX. [S. I.], 2020. Disponível em: <https://www.eletrorastro.com.br/produto/chave-seccionadora-tripolar-para-montagem-de-painel-32a-metaltex-83980>. Acesso em: 17 jun. 2020

[17] STRING Box CC, 01 ou 02 Strings, 01 Saída / 01 ou 02 Entrada ECOSOLYS - ECOSTRING. [S. I.], 2020. Disponível em: <https://www.minhacasasolar.com.br/produto/string-box-cc-01-ou-02-strings-01-saida-01-ou-02-entrada-ecosolys-%E2%80%93-ecostring-79179>. Acesso em: 17 jun. 2020

[18] STRING Box: o que é e como funciona?. [S. I.], 2019. Disponível em: <https://www.solarvoltenergia.com.br/blog/string-box-o-que-e-e-como-funciona/>. Acesso em: 17 jun. 2020

[19] STRING Box CA Tri 63A Para Sistemas Fotovoltaicos. [S. I.], 2020. Disponível em: <https://www.solarinove.com.br/string-box-ca-tri-63a-para-sistemas-fotovoltaicos>. Acesso em: 17 jun. 2020

[20] DISJUNTOR Bipolar 10A 3Ka Curva C Din Mini Tramontina. [S. I.], 2020. Disponível em: <https://www.carrefour.com.br/Disjuntor-Bipolar-10A-3Ka-Curva-C-Din-Mini-Tramontina/p/MV10861230>. Acesso em: 17 jun. 2020

[21] O QUE é um disjuntor e qual sua aplicação?. [S. I.], 2020. Disponível em: <https://www.mundodaeletrica.com.br/o-que-e-um-disjuntor-e-qual-sua-aplicacao/>. Acesso em: 17 jun. 2020

[22] MÉTODOS de conexão dos módulos solares. [S. I.], 2019. Disponível em: <https://www.linkedin.com/pulse/m%C3%A9todos-de-conexão-dos-módulos-solares-berm%C3%BAdez-rodr%C3%ADguez-pmp/>. Acesso em: 17 jun. 2020

[23] ESTUDO comparativo da viabilidade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, através do software Homer. In: PREÇO da energia elétrica CPFL 2020. 2011. Dissertação (Graduação) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, [S. I.], 2011. Disponível em: <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10003924.pdf>. Acesso em: 30 jun. 2020

[24] MANUAL DE TARIFAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA. In: MANUAL DE TARIFAÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA. [S. I.]: Eletrobrás, 2001. Disponível em: <http://professor.pucgoias.edu.br/SiteDocente/admin/arquivosUpload/7502/material/A>

postila%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%20II%20Manual%20de%20Tarifacao.pdf. Acesso em: 30 jun. 2020

[25] O QUE é o ICMS?. [S. I.], 2019. Disponível em: <https://blog.cefis.com.br/icms/#:~:text=ICMS%20%C3%A9%20a%20sigla%20referente,ser%20tabelados%20referentes%20aos%20mesmos>. Acesso em: 17 jun. 2020

[26] O QUE É PIS E COFINS?. [S. I.], 2019. Disponível em: <https://www.contabilidadenobrasil.com.br/pis-e-cofins/#:~:text=2%C2%BA%20da%20Lei%209.718%2F1998,Cofins%20nos%20t%C3%B3picos%20a%20seguir>). Acesso em: 17 jun. 2020

[27] PREÇO da energia elétrica CPFL 2020. [S. I.], 25 mar. 2020. Disponível em: <https://www.ngsolar.com.br/single-post/preco-kwh-cpfl>. Acesso em: 30 jun. 2020

[28] ACCURACY Analysis of PVSyst Software for Estimating the Generation of a Photovoltaic System at the Polo de Inovação Campos dos Goytacazes. 2020. Artigo (Artigo Científico) - Instituto Federal Fluminense - IFF, Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <https://ieeetdla2020.org/accepted-papers>. Acesso em: 24 jun. 2020

[29] COMPARISON of Different Hybrid Renewable Energy Systems With Optimized PV Configuration to Realize the Effects of Multiple Schemes. 2019. Artigo (Artigo Científico) - Department of Electrical & Electronic Engineering Khulna University of Engineering & Technology, Bangladesh, 2019. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/332866288_Comparison_of_Different_Hybrid_Renewable_Energy_Systems_With_Optimized_PV_Configuration_to_Realize_the_Effects_of_Multiple_Schemes. Acesso em: 24 jun. 2020

[30] GRÁFICOS Clima. [S. I.]. Disponível em: <https://www.cpa.unicamp.br/gr%C3%A1ficos>. Acesso em: 24 jun. 2020

[31] TRANSFERIDOR Online. [S. I.], 1 maio 2020. Disponível em: https://www.ginifab.com/feeds/angle_measurement/online_protractor.pt.php. Acesso em: 24 jun. 2020

[32] ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO GRID-TIE EM UMA EMPRESA DE PEQUENO PORTE DO SETOR METAL-MECÂNICO. 2018. Dissertação (Especialista) - Universidade Federal de Santa Maria - UFSM, [S. l.], 2018. Disponível em: https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/19404/TCCE_EEAPP_EaD_2018_JES_US_PABLO.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 30 jun. 2020

[33] MAPA UNICAMP. [S. l.], 1 jan. 2020. Disponível em: <https://www.google.com.br/maps/place/Restaurante+Universit%C3%A1rio+-+Unicamp/@-22.8176085,-47.0725907,18z/data=!4m5!3m4!1s0x94c8c14cb3b166ef:0x21d9dab5b4cf75ea!8m2!3d-22.8175139!4d-47.0721963>. Acesso em: 2 jul. 2020

[34] TEMPERATURA despenca e Campinas tem novo recorde de frio. [S. l.], 5 jun. 2019. Disponível em: <https://www.acidadeon.com/campinas/cotidiano/regiao/NOT,0,0,1427247,temperatura+despenca+e+campinas+tem+novo+recorde+de+frio.aspx>. Acesso em: 2 jul. 2020

[35] CEPAGRI. [S. l.], 1 jan. 2020. Disponível em: <https://www.cpa.unicamp.br/gr%C3%A1ficos>. Acesso em: 2 jul. 2020

[36] FRONIUS ECO. [S. l.], 1 jan. 2020. Disponível em: <https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos/comercial/inversor/fronius-eco/fronius-eco-27-0-3-s>. Acesso em: 2 jul. 2020

[37] QUANTO Custa para Instalar Energia Solar. [S. l.], 1 jan. 2020. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-para-instalar-energia-solar.html>. Acesso em: 2 jul. 2020

[38] PAINEL Solar 335W Canadian. [S. l.], 1 jan. 2020. Disponível em: <https://www.energiatotal.com.br/painel-solar-335w-canadian>. Acesso em: 2 jul. 2020

[39] FUSÍVEL Solar Dc Gpv 15a 1000vcc Cerâmico 10x38mm. [S. l.], 1 jan. 2020. Disponível em: <https://produto.mercadolivre.com.br/MLB-1096532849-fusivel-solar-dc-gpv-15a-1000vcc-cermico-10x38mm->

_JM?matt_tool=82322591&matt_word&gclid=Cj0KCQjwyJn5BRDrARIsADZ9ykEDtX8tpVJfuZ8OeKhKLI4f88Y_exnx5mIGH0EFqK7ckruOfV-2UOMaAi4WEALw_wcB&quantity=1. Acesso em: 9 jul. 2020

[40] INFLAÇÃO. [S. l.], 1 jan. 2020. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php>. Acesso em: 9 jul. 2020

[41] PREÇOS E TAXAS DOS TÍTULOS PÚBLICOS. [S. l.], 1 jan. 2020. Disponível em: <https://www.tesourodireto.com.br/titulos/calculadora.htm>. Acesso em: 9 jul. 2020

[42] JUNÇÃO P-N. [S. l.], 2020. Disponível em: https://pt.wikipedia.org/wiki/Jun%C3%A7%C3%A3o_PN#/media/Ficheiro:Diodo_pn_Polarizaci%C3%B3n_directa.PNG. Acesso em: 30 abr. 2020

[43] MINIGERAÇÃO distribuída. [S. l.], 2017. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2F&_101_assetEntryId=15050927&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=minigeracao-distribuida&inheritRedirect=true. Acesso em: 3 jun. 2020

[44] INSTALAÇÕES elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projeto. [S. l.], 1 jul. 2019. Disponível em: <https://www.solarize.com.br/downloads/manual-energia-solar/NBR-16690-2019-consulta-publica.pdf>. Acesso em: 9 jul. 2020

[45] INSTALAÇÕES elétricas de baixa tensão. [S. l.], 1 set. 2004. Disponível em: <https://docente.ifrn.edu.br/jeangaldino/disciplinas/2015.1/instalacoes-eletricas/nbr-5410>. Acesso em: 9 jul. 2020

[46] PROJETO ABNT NBR 16612. [S. l.], 1 mar. 2017. Disponível em: <https://www.passeidireto.com/arquivo/60304791/abnt-cabos-para-sistemas-fotovoltaicos>. Acesso em: 16 jul. 2020

[47] DIMENSIONAMENTO de cabos e proteções em sistemas fotovoltaicos. [S. I.], 16 out. 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/artigos/artigos-tecnicos/item/164-dimensionamento-de-cabos-e-protecao>. Acesso em: 1 jul. 2020.

[48] DIMENSIONAMENTO de cabos e proteções em sistemas fotovoltaicos. [S. I.], 16 out. 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/artigos/artigos-tecnicos/item/164-dimensionamento-de-cabos-e-protecao>. Acesso em: 16 jul. 2020

[49] ESTUDO de caso: queda de tensão no circuito de corrente contínua de acordo com a NBR 16690. [S. I.], 25 jul. 2020. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/artigos/artigos-tecnicos/item/761-estudo-de-caso-queda-de-tensao>. Acesso em: 16 jul. 2020

[50] SOLARCOM 0,6/1kV (CA) ou 1,8kV (CC). [S. I.], 1 jan. 2020. Disponível em: <http://www.cobrecom.com.br/cabos-aplicacao-fotovoltaica/cabo-solarcom-06-1kv-ca-ou-18kv-cc/>. Acesso em: 16 jul. 2020

[51] TARIFAS Consumidores. [S. I.], 24 fev. 2016. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/modalidade/654800?inheritRedirect=false. Acesso em: 16 jul. 2020

8. BIBLIOGRAFIA

[52] M. K. Deshmukh and S. S. Deshmukh, "Modeling of hybrid renewable energy system" *Renew. Sustain. Energy Rev.*, pp. 235–249, 2006.

[53] SISTEMAS Individuais. [S. I.], 2020. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2F&_101_assetEntryId=15056339&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=sistema-individual-de-geracao-de-energia-eletrica-com-fonte-intermitente-sigfi&inheritRedirect=true. Acesso em: 30 abr. 2020.

[54] ESTUDO e simulação de sistemas fotovoltaicos híbridos para aplicação autônoma e conectada à rede. 2019. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas - SP, 2019. Disponível em: http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/345514/1/Costa_TatianeSilva_M.pdf. Acesso em: 17 jun. 2020.

[55] LEIS sobre energia solar conectada a rede no Brasil. [S. I.], 2018. Disponível em: <https://luzsolar.com.br/leis-sobre-energia-solar/>. Acesso em: 30 abr. 2020.

[56] ENTENDA o que é a taxa solar que Bolsonaro pretende vetar. [S. I.], 2019. Disponível em: <https://exame.abril.com.br/economia/entenda-o-que-e-a-taxa-solar-que-bolsonaro-pretende-vetar/>. Acesso em: 30 abr. 2020.

[57] INFOGRÁFICO Absolar. [S. I.], 2019. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>. Acesso em: 30 abr. 2020.

[58] WIND Hybrid Power Systems. [S. I.], 2015. Disponível em: http://www.scielo.org.za/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1021-447X2015000400007&lang=pt. Acesso em: 15 maio 2020.

[59] FUTURE OF SOLAR PHOTOVOLTAIC. [S. I.], 2019. Disponível em: <https://www.irena.org/>

/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_2019.pdf. Acesso em: 15 maio 2020.

[60] EVOLUÇÃO das placas solares fotovoltaicas: Uma análise histórica. [S. l.], 2019. Disponível em: <https://www.retecjr.com/post/2019/05/10/evolucao-das-placas-fotovoltaicas>. Acesso em: 15 maio 2020.

[61] ENERGIA Solar Fotovoltaica. [S. l.], 2019. Disponível em: <https://origoenergia.com.br/energia-renovavel/energia-solar-fotovoltaica-origem-e-importancia-para-os-dias-atuais>. Acesso em: 15 maio 2020.

[62] A ENERGIA solar no Brasil. [S. l.], 2018. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/conhecimento/noticias/noticia/energia-solar>. Acesso em: 15 maio 2020.

[63] PARQUE Villa Lobos torna-se o primeiro do Brasil a ser sustentado por energia solar. [S. l.], 2017. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/parque-villa-lobos-torna-se-o-primeiro-do-brasil-a-ser-sustentado-por-energia-solar.html>. Acesso em: 15 maio 2020.

[64] A ACELERAÇÃO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO MUNDO. [S. l.], 2018. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/a-aceleracao-da-energia-solar-fotovoltaica-no-mundo.html>. Acesso em: 15 maio 2020.

[65] ENERGIA Solar Fotovoltaica: Panorama, Oportunidades e Desafios. [S. l.], 2017. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/10184/15266087/painel+3+ap+7+2017.10.19+A+BSOLAR++Energia+Solar+Fotovoltaica++Dr.+Rodrigo+Lopes+Sauaia.pdf/54f8b161-751b-0639-bd04-77a60cac45c3>. Acesso em: 22 maio 2020.

[66] SOLAR Energy Evolution and Diffusion Studies. [S. l.], 2018. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/solar/solar-energy-evolution-and-diffusion-studies-seeds>. Acesso em: 22 maio 2020.

[67] PROCESSAMENTO eletrônico da energia solar fotovoltaica em sistemas conectados à rede elétrica. [S. I.], 2010. Disponível em:

https://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-17592010000200005&lang=pt. Acesso em: 22 maio 2020.

[68] FRONIUS se destaca em pesquisa de eficiência em sistemas de armazenamento energético. [S. I.], 2020. Disponível em:

<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-renovavel/fronius-se-destaca-em-pesquisa-de-eficiencia-em-sistemas-de-armazenamento-energetico.html>. Acesso em: 22 maio 2020.

[69] SISTEMA de gerenciamento de bateria (BMS). [S. I.], 2018. Disponível em: <https://www.sta-eletronica.com.br/artigos/baterias-recarregaveis/baterias-de-litio/placas-de-protecao-de-baterias-de-litio-ion>. Acesso em: 22 maio 2020.

[70] RBS Magazine ED. 13. [S. I.], 2017. Disponível em:

https://issuu.com/rbsmagazine/docs/rbs_magazine_-_ed_13_low. Acesso em: 22 maio 2020.

[71] BATERIA de lítio-íon: conceitos básicos e potencialidades. [S. I.], 2012. Disponível em: <https://docplayer.com.br/2344887-Bateria-de-litio-ion-conceitos-basicos-e-potencialidades.html>. Acesso em: 22 maio 2020.

[72] DESENVOLVIMENTO DE BATERIA DE LÍTIO-ÍON NACIONAL PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS. [S. I.], 2018. Disponível em:

<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/295>. Acesso em: 22 maio 2020.

[73] CONEXÃO de micro e minigeração distribuída sob sistema de compensação de energia elétrica. [S. I.], 2019. Disponível em:

<https://www.doccity.com/pt/ged-15303-micro-e-minigeracao-distribuida/5093744/#:~:text=%E2%80%93%20A%20presente%20Norma%20TC3%A9cnica%20estabelece,de%20gera%C3%A7%C3%A3o%20de%20eletricidade%20C%20nos>. Acesso em: 3 jun. 2020.

[74] SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA (SFCR): UM ESTUDO DE CASO. [S. I.], 2015. Disponível em: http://www2.dee.cefetmg.br/wp-content/uploads/sites/18/2017/11/TCC_2015_1_HBNeves.pdf. Acesso em: 3 jun. 2020.

[75] O QUE é o inversor e qual a sua função em um sistema fotovoltaico?. [S. I.], 2017. Disponível em: <https://shareenergy.com.br/O-QUE-E-O-INVERSOR-E-COMO-ELE-FUNCIONA/>. Acesso em: 3 jun. 2020.

[76] GPV Cerâmica Fusíveis de Proteção 38x10.3 ferrual Fotovoltaica PV Solar. [S. I.], 2020. Disponível em: <https://portuguese.alibaba.com/product-detail/gpv-ceramic-photovoltaic-protection-38x10-3-ferrual-solar-pv-fuses-60720340545.html>. Acesso em: 17 jun. 2020.

[77] KIT de montagem Schletter para telhado. [S. I.], 1 jan. 2020. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/loja/estrutura-montagem/suporte-fixacao-painel-solar-telhado/kit-de-montagem-schletter-para-telhado-10-paineis-235wp.html>. Acesso em: 2 jul. 2020.

[78] STRING Box solar da Clamper. [S. I.], 1 jan. 2020. Disponível em: <https://www.minhacasasolar.com.br/produto/string-box-02-saidas-03-ou-04-entradas-clamper-%E2%80%93-sbc04-02-79389>. Acesso em: 2 jul. 2020.

[79] FUSÍVEL Cartucho Solar gPV 25A 10x38 1000VCC Negrini. [S. I.], 1 jan. 2020. Disponível em: <https://www.viewtech.ind.br/fusivel-cartucho-solar-gpv-25a-10x38-1000vcc-negrini>. Acesso em: 2 jul. 2020.

[80] CHAVE Seccionadora Rotativa Weg Msw40 40a Fixação Topo Nr12. [S. I.], 1 jan. 2020. Disponível em: https://produto.mercadolivre.com.br/MLB-875255544-chave-seccionadora-rotativa-weg-msw40-40a-fixaco-topo-nr12-_JM?matt_tool=82322591&matt_word&gclid=Cj0KCQjwyJn5BRDrARIsADZ9ykFaGJiGyy5mnLmb-IAnQs8hcfI8U86406zQuxVtWSjQDoLe3Q0Otd0aAvqFEALw_wcB&quantity=1. Acesso em: 2 jul. 2020.

[81] CHAVE Seccionadora para Sistema Solar Tetrapolar 50A 1000Vdc. [S. I.], 1 jan. 2020. Disponível em: <https://www.viewtech.ind.br/chave-seccionadora-para-sistema-solar-tetrapolar-50a-1000vdc>. Acesso em: 2 jul. 2020.

[82] DPS Protetor Surto 20/40ka 1000vcc Solar Dispositivo 3 Polos. [S. I.], 1 jan. 2020. Disponível em: https://produto.mercadolivre.com.br/MLB-1487901096-dps-protetor-surto-2040ka-1000vcc-solar-dispositivo-3-polos-_JM?quantity=1#position=6&type=item&tracking_id=c0364aa2-5077-4708-9316-fb50b2ba7088. Acesso em: 2 jul. 2020.

[83] CABO Fotovoltaico 10mm Energia Solar Verde - 100 M. [S. I.], 1 jan. 2020. Disponível em: https://produto.mercadolivre.com.br/MLB-1328860397-cabo-fotovoltaico-10mm-energia-solar-verde-100-m-_JM#position=2&type=item&tracking_id=48610293-f623-46da-8908-3105a7d4e5fb. Acesso em: 2 jul. 2020.

[84] SUPER Promoção Fio Cabo Flexível 16mm 50 Metros Frete Grátis. [S. I.], 1 jan. 2020. Disponível em: https://produto.mercadolivre.com.br/MLB-1300891386-super-promoco-fio-cabo-flexivel-16mm-50-metros-frete-gratis-_JM?searchVariation=44685996704&quantity=1&variation=44685996704#searchVariation=44685996704&position=2&type=item&tracking_id=616a4fa8-aa0e-4de1-904e-2bdebb5c7a91. Acesso em: 2 jul. 2020.

[85] DISJUNTOR Caixa Moldada Weg 75A AGW 100N Tripolar. [S. I.], 1 jan. 2020. Disponível em: <https://www.viewtech.ind.br/disjuntor-caixa-moldada-weg-75a-agw-100n-tripolar>. Acesso em: 9 jul. 2020.

[86] DPS Protetor Surto Raios Bipolar Ac 2 Polos 275v 20ka ~ 40ka. [S. I.], 1 jan. 2020. Disponível em: https://produto.mercadolivre.com.br/MLB-1192733201-dps-protetor-surto-raios-bipolar-ac-2-polos-275v-20ka-40ka-_JM?quantity=1#position=1&type=item&tracking_id=70cad5ac-79ab-428e-828c-50eea7d7d51e. Acesso em: 9 jul. 2020.

[87] CABO de Energia 750v 25mm² Flexicom Antichama com 100 Metros Preto. [S. I.], 1 jan. 2020. Disponível em: <https://www.cec.com.br/material->

eletrico/fios-e-cabos/cabos/cabo-de-energia-750v-25mm-flexicom-antichama-com-100-metros-preto?produto=1295841&idpublicacao=791d2005-d206-4804-b297-71cab438caf1&gclid=Cj0KCQjwyJn5BRDrARIsADZ9ykE5976HKYKOWqJJzOCjNfX5NI_rCA4-2Fs1Uk__OfmhBG1JEts6HOgaAvueEALw_wcB. Acesso em: 9 jul. 2020.

[88] MATERIAL sintetizado em laboratório pode baratear energia solar. [S. l.], 7 fev. 2020. Disponível em: <https://agencia.fapesp.br/material-sintetizado-em-laboratorio-pode-baratear-energia-solar/32494/>. Acesso em: 1 ago. 2020.

9. ANEXOS

9.1 ANEXO A – SEMICONDUTORES, EFEITOS E JUNÇÃO PN

As informações contidas neste anexo estão presentes em [4].

9.1.1 Conceitos relacionados a semicondutores

Na temperatura de zero absoluto, os semicondutores possuem uma banda de valência totalmente preenchida por elétrons - é uma região do material que possui inúmeras lacunas, que se comportam como bolhas de ar num meio líquido, ou seja, “boiam” para a superfície - e uma banda de condução sem elétrons. Assim sendo, um semicondutor comporta-se como um isolante a 0 K, mas com o aumento da temperatura começam a conduzir eletricidade, se comportando como um condutor - tal comportamento se assemelha ao de pedras num meio aquoso de menor densidade, visto que elas irão se mover para o fundo no recipiente. Essa condutividade é proporcionada pela excitação térmica de elétrons da banda de valência para a banda de condução, deixando na banda de valência as lacunas, as quais constituem portadores de carga positiva. Por fim, há também a banda proibida (*gap*), que é basicamente a separação entre as duas bandas - de valência e de condução - representada por EG, e cujo valor atinge até 3V. As três bandas estão indicadas na figura 40.

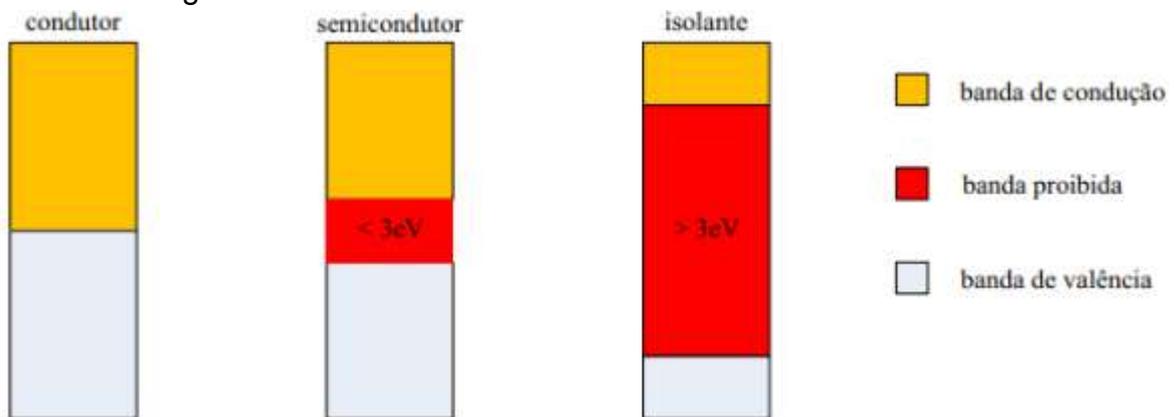


Figura 40: Estrutura de bandas de energia. [4]

Os elétrons e lacunas mencionados anteriormente são considerados *portadores*. Já os *portadores intrínsecos*, ou seja, silício puro - mesmo número de elétrons e lacunas -, em temperaturas acima de 0 K, sempre apresentarão um certo número de elétrons ocupando a banda de condução, e o mesmo número de lacunas na banda de valência. Quando um elétron deixa o seu lugar de origem, haverá um espaço que será preenchido por outro elétron, pelo efeito da recombinação. Essa recombinação de elétrons faz com que o cristal fique eletricamente neutro, enquanto que o movimento dos elétrons dentro do material produz uma corrente elétrica.

9.1.2 Efeitos fotoelétrico e fotovoltaico

A radiação solar é transmitida no espaço por ondas eletromagnéticas, quando entra em contato com determinados materiais (condutores), podendo ocorrer dois tipos de efeitos elétricos: o fotoelétrico e o fotovoltaico.

O efeito fotoelétrico ocorre pela emissão de um grande número de elétrons de um material metálico, quando exposto à radiação da luz. Essa radiação depende de uma frequência mínima chamada de limiar, que consegue retirar o elétron do material para quebrar a ligação atômica existente. Isso acontece através da absorção de um fóton (representando a luz como onda e partícula, que é a forma que Einstein descobriu para a propagação da luz em 1918 aproximadamente). De forma geral, esse efeito é gerado quando o elétron do material absorve um fóton de luz, usando parte da energia na sua liberação e o que resta é energia cinética. A aplicação desse efeito está em sensores, raio laser e infravermelho. A equação (11) representa a relação entre a energia de um fóton e a cor da luz incidente, fazendo uso de sua frequência.

$$Ef = h \cdot f \quad (11)$$

Onde:

Ef - energia do fóton (J);

h - constante de Planck (J.s);

ν - frequência da luz (Hz).

Nota-se que, para o aproveitamento de corrente e tensão elétrica, é necessário aplicar um campo elétrico, a fim de separar os portadores, o que se consegue através da chamada junção pn. Esse efeito de separação é necessária porque os elétrons tendem a achar o equilíbrio, e devido a isso vão se movimentar para o lado de lacunas, produzindo ddp (diferença de potencial) e corrente (movimento de elétrons). Para construir a junção pn é necessário introduzir impurezas no semicondutor, ou realizar o que se chama de dopagem.

O efeito fotovoltaico ocorre pelo surgimento da diferença de potencial (tensão) em um material semicondutor - que possui banda de valência ocupada por elétrons e banda de condução vazia, separadas por uma região proibida e quando o elétron recebe a quantidade de energia suficiente ele salta entre as bandas gerando uma tensão elétrica no material - quando exposto à luz visível ou luz solar.

Nota-se também que se pode descrever que ambos utilizam o mesmo princípio da absorção da luz pelo material. Mas o efeito fotoelétrico se dá pela emissão de um elétron do material metálico (geralmente) e o efeito fotovoltaico pelo surgimento de uma tensão no material semicondutor. No nosso caso, as células utilizam o princípio do efeito fotovoltaico. Por isso os módulos carregam tanta sensibilidade com a exposição aos raios solares, efeitos de sombreamento, não existência de produção noturna, entre outras coisas.

9.1.3 Processo de junção p-n

De acordo com [4], as células fotovoltaicas são fabricadas através do processo de dopagem do material semiconductor, realizando uma junção permanente, denominada *junção pn*. Faz-se uso da polarização direta, além da dopagem tipo P e tipo N, aumentando, em cada fração de material semiconductor, a quantidade de lacunas (+) e de elétrons (-), respectivamente. O processo de polarização direta está indicado na figura 41:

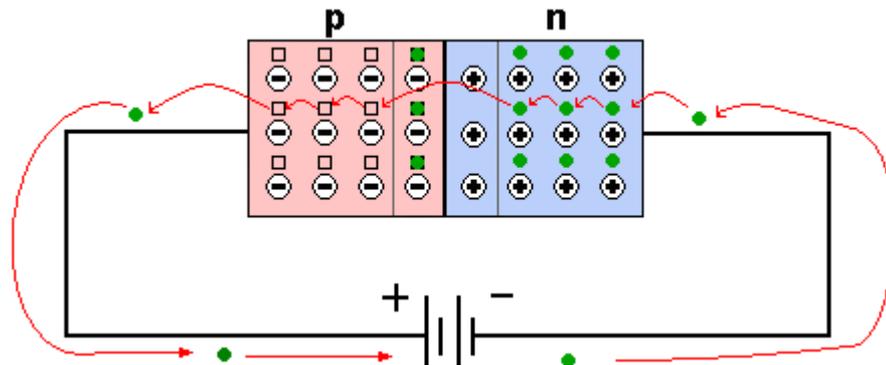


Figura 41: Estrutura da junção pn com polarização direta. [42]

Para a realização deste processo com o Silício, por exemplo, os materiais mais utilizados para dopagem do tipo N, ou seja, impurezas doadoras de elétrons, são: Fósforo (P), Arsênio (As) e Antimônio (Sb). Já para a dopagem do tipo P, ou seja, impurezas aceitadoras de elétrons, são: Boro (B), Alumínio (Al), Gálio (Ga) e Índio (In).

Basicamente, para o caso da dopagem tipo N, o Silício possui 4 elétrons de valência e são necessários mais 4 elétrons vizinhos para a formação de uma ligação covalente. Deste modo, se for inserido um elemento com 5 elétrons de valência, como por exemplo, Fósforo, o quinto elétron ficará fracamente ligado ao átomo de origem e, à temperatura ambiente, ele ficará livre e, conseqüentemente, o cristal de Silício dopado ficará negativamente carregado. Já para a dopagem tipo P, o outro átomo deverá possuir apenas 3 elétrons de valência. Neste caso, restará uma lacuna, ou seja, o cristal de Silício dopado ficará positivamente carregado.

Na tabela 10, estão indicados os níveis de energia de ionização para impurezas utilizadas nas dopagens tipo P e tipo N, respectivamente, sendo que E_v é o maior nível de energia da banda de valência, e E_c o menor nível de energia da banda de condução.

Elemento tipo p	Energia (eV)	Elemento tipo n	Energia (eV)
B	$E_v + 0,045$	Li	$E_c - 0,033$
Al	$E_v + 0,067$	Sb	$E_c - 0,039$
Ga	$E_v + 0,072$	P	$E_c - 0,045$
In	$E_v + 0,16$	As	$E_c - 0,054$
Tl	$E_v + 0,3$	Bi	$E_c - 0,069$

Tabela 10: Níveis de energia de ionização para dopantes tipo p e n. [4]

9.2 ANEXO B – MODELAGEM MATEMÁTICA DAS CURVAS IV/PV

De acordo com a figura 7, indicada no item “2.3.1 Curvas IV/PV”, segue abaixo a modelagem matemática para obtenção das curvas.

A corrente I , de acordo com as leis de Kirchhoff, é definida por:

$$I = I_{ph} - I_d - I_{rp} \quad (12)$$

Sendo:

- I_{ph} : corrente fotogerada;
- I_d : equação do diodo;
- I_{rp} : corrente na resistência R_p ;

Pela lei de Kirchhoff, a tensão V_{rp} do circuito é dada por:

$$V_{rp} = V + I \cdot R_s \quad (13)$$

Pela lei de Ohm, a corrente I_{rp} é:

$$I_{rp} = (V + I \cdot R_s) / R_p \quad (14)$$

O circuito, ao ser equacionado e ter seus termos substituídos, apresenta a fórmula final indicada pela equação (15) [11], sendo que a equação do diodo é a corrente do diodo em função da tensão aplicada sobre ele.

$$I = I_{ph} - I_r \cdot [e^{q \cdot (V + I \cdot R_s) / n \cdot k \cdot T} - 1] - (V + I \cdot R_s) / R_p \quad (15)$$

Sendo:

- q : carga do elétron, $1,6 \cdot 10^{-19} C$;
- n : fator de qualidade da junção pn;
- k : constante de Boltzmann, $1,38 \cdot 10^{-23} J/K$;
- T : temperatura ambiente, em K;
- V : tensão nos terminais da célula;
- I : corrente resultante;
- I_r : corrente de saturação reversa.

A equação não linear fornece uma relação entre a corrente e a tensão que o painel entrega. Ao serem atribuídos valores de I e V , de tal forma que a equação seja verdadeira, a mesma corresponderá a um valor ou ponto da curva. Como a equação é não-linear, a resolução dela é feita pelo método de Newton, processo iterativo que parte de um valor arbitrário qualquer e garante a atualização deste valor até a solução correta da equação. Assim, determina-se I através deste método simplificado em 16, de acordo com [11].

$$x_{n+1} = x_n - f(x_n) / f'(x_n) \quad (16)$$

Sendo:

- n : n -ésima iteração do algoritmo;
- $f'(x_n)$: derivada da função f em x_n .

Além disso, o tratamento matemático deve levar em consideração a temperatura e a radiação como parâmetros de entrada. Os valores de I_{ph} e I_r são calculados pelas equações (17) e (18), em [11].

$$I_{ph} = [I_{sc} + \alpha \cdot (T - T_r)] \cdot P_{sun}/1000 \quad (17)$$

$$I_r = I_{rr} \cdot (T/T_r)^3 \cdot e^{[(q \cdot E/n \cdot k) \cdot ((1/T_r) - (1/T))]} \quad (18)$$

Sendo:

- I_{sc} : corrente de curto circuito por célula;
- α : Coeficiente de temperatura de I_{sc} ;
- T_r : Temperatura de referência, 298K;
- P_{sun} : Intensidade de radiação solar, W/m²;
- I_{rr} : Corrente de saturação reversa de referência;
- E_g : Energia da banda proibida.

Todas as incógnitas podem ser obtidas a partir do catálogo da célula fotovoltaica, com exceção de I_{rr} , de acordo com [11]. Admitindo-se que o circuito está aberto, têm-se que $V = V_{oc}$ e $I = 0$, além de que, como I_{rr} é a corrente de referência, a temperatura utilizada será $T = T_r$ em condições de STC . Deste modo, a equação (17) será representada em (19) com as devidas substituições, e a equação (16) será representada em (20). Como é possível notar, I_{rr} é calculada por parâmetros pré-definidos da placa.

$$I_{ph} = I_{sc} \quad (19)$$

$$I_{rr} = (I_{sc} - V_{oc}/R_p) / (e^{((q \cdot V_{oc}/n \cdot k \cdot T_r) - 1)} - 1) \quad (20)$$

De acordo com o método de Newton (16), observa-se que (15) deve ser modificada para (21), e a derivada de (21) é apresentada em (22), ambas obtidas em [11].

$$f(I) = I_{ph} - I - I_r \cdot [e^{(q \cdot (V + I \cdot R_s)/n \cdot k \cdot T)} - 1] - (V + I \cdot R_s)/R_p \quad (21)$$

$$f'(I) = -1 - I_r \cdot e^{(q \cdot (V + I \cdot R_s)/n \cdot k \cdot T)} \cdot (q \cdot R_s/n \cdot k \cdot T) - R_s/R_p \quad (22)$$

9.3 ANEXO C – MODELAGEM MATEMÁTICA DA INFLUÊNCIA DA TEMPERATURA NA CURVA IV

Quanto menores os valores de β e γ - coeficiente de variação de V_{oc} e de P_{mp} em relação à variação de temperatura, respectivamente - (equações (23) e (24)), menores serão as perdas de potência do módulo. Para o cálculo simplificado da

temperatura de operação de um módulo, utiliza-se a equação (25), no caso do usuário não possuir valor já definido do coeficiente térmico do módulo.

$$\beta = \Delta V_{oc} / \Delta T \quad (23)$$

$$\gamma = \Delta P_{mp} / \Delta T \quad (24)$$

$$T_{mod} = T_{amb} + K_t \cdot G \quad (25)$$

Sendo:

- Tmod: temperatura do módulo, em °C;
- Tamb: temperatura ambiente, em °C;
- Kt: coeficiente térmico do módulo (valor padrão de $0,03 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{W} \cdot \text{m}^{-2}$)
- G: irradiância incidente sobre o módulo.

Sabendo-se que β é a variação da tensão Voc em relação à variação da temperatura de operação, α é a variação da corrente Isc em relação à variação da temperatura de operação, e γ é a variação da potência Pmp dividida pela variação dessa temperatura de operação, o cálculo da tensão Voc em determinada temperatura, fazendo uso do coeficiente β , é determinado pela equação (26).

$$V_{oc}(T) = V_{oc_{STC}}(T) \cdot (1 + \beta \cdot \Delta T) \quad (26)$$

Da mesma forma, para α e γ , a mesma equação (26) se aplica, adaptando-se para valores de corrente Isc e de potência Pmp, respectivamente.

A definição de Pmp é representada na equação (27). Segundo definições mencionadas anteriormente, pode-se concluir que a equação (28) é verdadeira.

$$P_{mp}(T) = P_{mp_{STC}}(T) \cdot (1 + \gamma \cdot \Delta T) \quad (27)$$

$$\gamma = \alpha + \beta_{V_{mp}} \quad (28)$$

Deste modo, pode-se concluir que, fazendo uso da equação (27), as perdas de potência são definidas por (29), enquanto que o rendimento é definido por (30).

$$Perdas = \gamma \cdot \Delta T \quad (29)$$

$$Rendimento = P_{mp} / P_{mp_{STC}} \quad (30)$$

9.4 ANEXO D – CARACTERÍSTICAS ESPECÍFICAS DE INVERSORES

Estes equipamentos podem apresentar saídas trifásicas, em redes com 5 kW ou mais, ou monofásicas, em redes com até 5 kW. Além disso, podem ser destacados quatro principais tipos de inversor: *off-grid*, para aplicações isoladas da rede; *grid-tie*,

para aplicações conectadas à rede – será a escolha para este projeto; centrais, para grandes aplicações, com potência a partir de 100 kW; micro inversores, para potências menores que 1 kW.

Os inversores do tipo *grid-tie* apresentam uma maior complexidade de funcionamento, visto que o equipamento deve sincronizar-se com a rede elétrica nos quesitos de tensão, corrente e frequência, evitando, por exemplo, a ocorrência de harmônicos, comprometendo a qualidade de energia fornecida à carga. Além disso, tais inversores são programados para realizar diversos testes ao conectar-se à rede, de modo a garantir que as condições já mencionadas ocorram com sucesso.

Em casos de interrupção do fornecimento de energia elétrica pela rede, há risco do fenômeno intitulado de “ilhamento”, que se baseia na permanência da operação do sistema, no caso, fotovoltaico, ao detectar determinada falha na rede elétrica. Inversores do tipo *grid-tie*, de acordo com a norma IEC 62116:2012, devem apresentar o recurso de “anti-ilhamento”, de forma que, caso seja encerrado temporariamente o fornecimento de energia proveniente da rede comum, o inversor deixe de operar. Isso resulta em maior segurança para a equipe de manutenção que irá trabalhar para fazer com que a rede retorne ao seu modo de operação comum, além de evitar a queima de diversas cargas inseridas no sistema.

Existem alguns parâmetros especificados de operação dos inversores [4]. São eles:

- Faixa útil de tensão contínua na entrada: é o intervalo de tensão de entrada na qual o inversor opera, e também a faixa de tensão na qual o sistema de rastreamento do ponto de potência máxima consegue maximizar a produção de energia dos módulos fotovoltaicos. Porém, nem sempre o *MPPT* do inversor irá operar dentro desta faixa útil, pois este sistema apresenta sua própria faixa. Por exemplo, às 7 horas da manhã, existe incidência solar suficiente para que o sistema fotovoltaico opere em uma faixa mínima, fazendo com que o inversor inicie seu funcionamento. Isso, porém, não justifica o *MPPT* já ser iniciado;
- Tensão contínua máxima na entrada: é o maior valor possível da tensão na entrada do inversor. Conecta-se diretamente à tensão de circuito aberto dos módulos fotovoltaicos, limitando o número de módulos que serão conectados em série;
- Tensão de entrada: os requisitos que estão relacionados à tensão de entrada do inversor são referentes à associação em série ou paralelo dos módulos. Os inversores possuem uma entrada limitada para as *strings*, e geralmente tais entradas são do tipo MC4 (conexão de até quatro *strings*). Caso o sistema apresentar maior número de *strings*, serão necessários conectores ou *string box*, mas isso dependerá do modelo de inversor utilizado. Vale notar que, caso

a bateria descarregue e a tensão CC do sistema caia a um valor mínimo, o inversor poderá desconectar a carga automaticamente através da função do controlador;

- Número de entradas independentes para o rastreamento do ponto de máxima potência: os inversores possuem um ou mais recurso de rastreamento de ponto de máxima potência e, caso o inversor apresente mais de um *MPPT*, eles podem operar cada um em sua própria faixa também, pois o sistema ficaria extremamente robusto para a aplicação do algoritmo. É oferecido este recurso para casos em que existam situações de sombreamento em um dos conjuntos, fazendo com que os demais conjuntos continuem operando normalmente o rastreamento;
- Grau de proteção: geralmente os inversores podem operar tanto em áreas abertas como fechadas. De qualquer modo, estarão sujeitos a alguma agressividade do ambiente, sendo chuva, calor, poeira, dentre outros fatores. Por conta disso, é estabelecido na norma NBR IEC 60529 que o inversor precisa possuir um grau de proteção, e para locais abertos, é aconselhável a partir do grau IP 55;
- Forma de onda e distorção harmônica: segundo a norma IEEE 1574 e IEC 61727, a distorção harmônica total não pode ultrapassar 5% em qualquer potência nominal de operação;
- Rendimento: a eficiência do inversor é dada pela relação da potência de saída CA pela potência de entrada CC. Para dispositivos sem transformador, o rendimento pode atingir 98%, e com transformador, 94%. Vale notar que a eficiência indicada na etiqueta do produto é a máxima, sendo que possíveis outros fatores podem alterar a potência de entrada e de saída do inversor, alterando também o rendimento do aparelho;
- Algoritmos: os algoritmos do inversor são divididos em duas categorias: diretos e indiretos. O método direto mais conhecido é o “perturbar e observar” (P&O), que consiste em medições em tempo real de corrente e tensão disponíveis na entrada do inversor, com o intuito de determinar o ponto de potência máxima do gerador fotovoltaico. Já os métodos indiretos, disponibilizam um sinal de referência para estimar essa máxima potência. A maioria dos inversores *grid-tie* utiliza o P&O, visto que é mais simples de implementação e barato, enquanto

que o *PWM* (*Pulse Width Modulation*) é utilizado em componentes *off-grid*. Alguns outros sistemas de algoritmos também estão disponíveis para utilização, porém, devido ao custo, não são tão aceitos pelo mercado atualmente;

- Potência nominal de saída: é a potência que o inversor fornece à carga em regime contínuo, e está associada à potência do painel fotovoltaico utilizado;
- Taxa de utilização: período de tempo no qual o inversor irá fornecer energia operando em sua potência nominal;

9.5 ANEXO E – NORMAS

No âmbito da energia renovável e geração, existem diversas regras e normas que devem ser respeitadas. Aquelas que se aplicam ao presente trabalho são:

- REN ANEEL 687, de 24 de novembro de 2015 (micro e mini gerações distribuídas) [8];
- Norma Técnica GED nº 15303, da CPFL (distribuidora local) [31];

Em relação à primeira, serão citados os conteúdos pertinentes ao tema tratado.

No capítulo 1, são estabelecidas as condições gerais para acesso de micro e mini gerações distribuídas, além do sistema de compensação de energia elétrica.

De acordo com o estabelecido, um sistema é considerado como uma microgeração distribuída quando:

- Possui potência instalada menor ou igual a 75 kW;
- Faz uso de fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; [8]. Já a minigeração é classificada como um sistema que:
- Possui potência instalada maior que 75 kW e menor que 3 MW para fontes hídricas, e 5 MW para as demais;
- Faz uso de fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; [43].

Além disso, é definido o sistema de compensação de energia elétrica, no qual a energia gerada sobressalente é fornecida à rede comum, em troca de posteriores créditos para consumo de energia ativa [8].

Em relação à classificação de gastos entre o condomínio e seus moradores, a utilização de energia elétrica é independente, ou seja, cada unidade consumidora apresenta seu uso individualizado, assim como as áreas de uso comum constituem

uma unidade consumidora distinta das demais, e de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, como é dito a seguir.

“Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento” [8].

A potência instalada do sistema fotovoltaico, além disso, deverá ser limitada à potência disponibilizada pra unidade consumidora pela distribuidora local. Caso haja a necessidade de instalar um sistema com potência maior do que a disponibilizada, deve-se abrir um requerimento para a ampliação da segunda [8].

Em relação a custos de melhoria e manutenção dos elementos que conectam o sistema micro gerador à rede comum, é dito:

“Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída não devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor, sendo integralmente arcados pela distribuidora, exceto para o caso de geração compartilhada” [8].

Já em relação ao sistema mini gerador:

“Os custos de eventuais melhorias ou reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de minigeração distribuída devem fazer parte do cálculo da participação financeira do consumidor” [8].

Destaca-se que os sistemas que possuem direito à adesão ao sistema de compensação de energia elétrica são aqueles que apresentam qualquer uma das seguintes classificações: [8]

- Micro ou mini geração;
- Empreendimento de múltiplas unidades consumidoras;
- Geração compartilhada;
- Autoconsumo remoto.

Deve-se notar que, ao receber créditos para consumo de energia ativa, o consumidor deverá desfrutar do direito em até 60 meses.

Para os tipos de consumidores já mencionados, com exceção de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, o faturamento deve ser dado pela subtração da energia injetada na rede e dos créditos disponíveis acumulados de faturamentos anteriores, por posto tarifário caso aplicável, da energia consumida. Deste modo, obtém-se a cobrança em R\$/MW.

Vale ressaltar que não pode ser feito o uso de créditos acumulados para zerar faturamento de custo de disponibilidade de energia. Este, por sua vez, de acordo com o artigo 48 da Resolução ANEEL nº 456/00, deve ser cobrado da seguinte forma: 30 kWh para sistemas monofásicos, 50 kWh para sistemas bifásicos, e 100 kWh para sistemas trifásicos, em moeda corrente.

Os custos para a adequação de um sistema de medição, para minigerações distribuídas, devem ser direcionados à parte interessada. Tais custos são definidos pela diferença entre os custos do sistema de medição de compensação, e os custos do sistema convencional de unidades consumidoras.

“Deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso” [8].

Desta forma, os limites de potência para, respectivamente, os grupos A e B, são dados:

- Pela própria demanda contratada, em kW;
- Pelo produto entre a capacidade nominal de corrente elétrica do dispositivo de proteção e a tensão nominal da unidade consumidora, em kVA.

9.6 ANEXO F – CÁLCULO DO CONSUMO ENERGÉTICO

Como a instalação da maioria dos medidores do refeitório universitário da UNICAMP se deu em torno de novembro de 2018, graças ao projeto Campus Sustentável, foram analisados dados referentes ao ano completo de 2019. Foi possível observar que a grande maioria dos meses apresentou erros acumulativos nas medições, ou seja, medições acabaram sendo registradas atrasadas, acumulando-se com suas sucessoras. Um exemplo disso está representado pelo gráfico 16, referente às medições do mês de outubro de 2019. É possível observar que, por exemplo, entre os dias 9 e 10, houveram diversas leituras de dados que foram acumuladas para uma única faixa horária de medição, apresentando um “falso pico” de consumo, como representado em vermelho.



Gráfico 16: Gráfico de consumo com erro acumulativo

O gráfico 17 representa a curva de consumo energético ao longo de 2019. É possível observar que, no mês de abril, não houve medição registrada, e no mês de março, houve uma medição parcial. Porém, nota-se que maio apresentou um pico de consumo muito acima do padrão apresentado para os outros meses, indicando que também houve erro acumulativo de medição, ou seja, as medições de março e abril se somaram a de maio. Também é possível observar que os meses de novembro e dezembro apresentaram erros de medição, visto que, apesar de estarem inseridos em período letivo, registraram padrão de consumo expressamente menor.

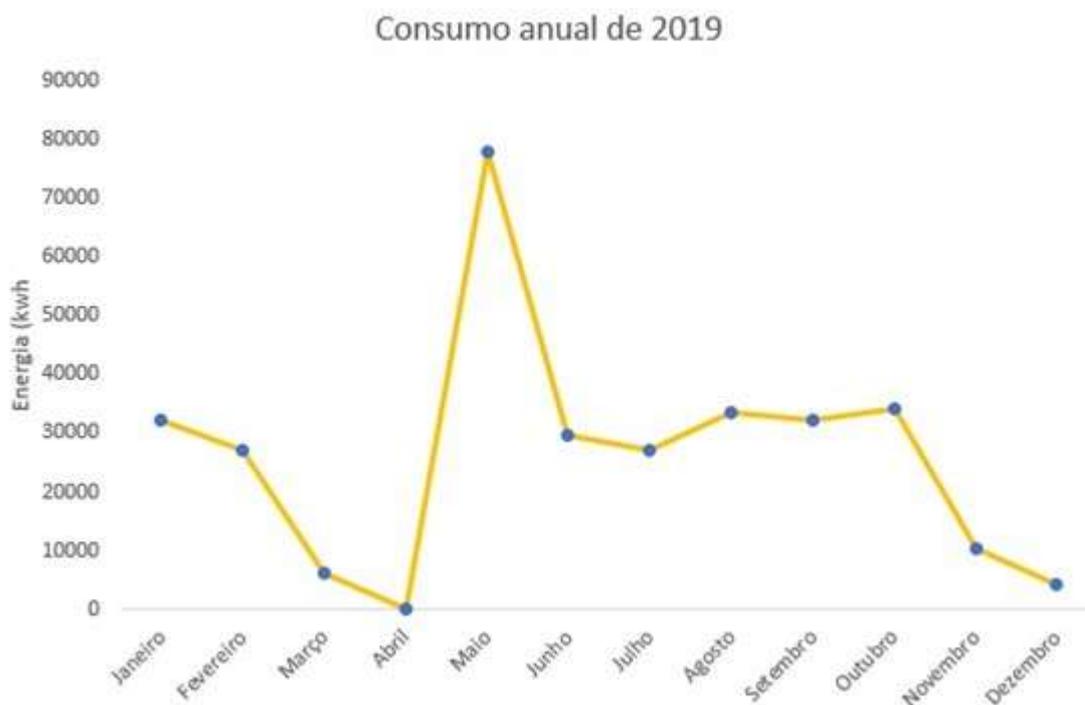


Gráfico 17: Padrão de consumo mensal para 2019

Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Total
32187,57	27055,42	6315,23	0	77901,12	29553,52	27028,25	33679,08	32329,48	34245,93	10311,03	4141,29	314747,9

Tabela 11: Valores mensais de consumo de 2019, em kWh.

Portanto, visto que os erros apresentados em novembro e dezembro comprometem o valor total de energia consumida no ano, diferentemente dos erros apresentados em março e abril, foram feitas algumas considerações a respeito desses dois meses:

- 1) Novembro de 2019 se deu pela média de consumo entre agosto, setembro e outubro de 2019;
- 2) Dezembro de 2019 se deu pelo valor de dezembro de 2018.

Assim, foi obtido o gráfico 18, que representa o consumo mês a mês.

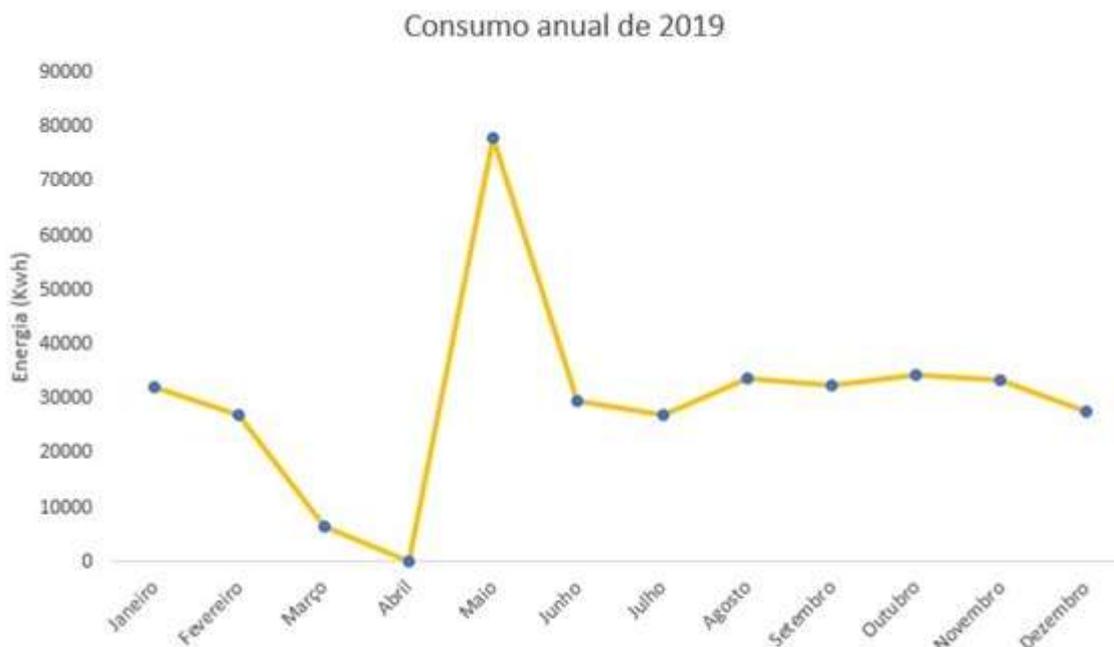


Gráfico 18: Padrão de consumo mensal de 2019 corrigido

Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	Total
32187,57	27055,42	6315,23	0	77901,12	29553,52	27028,25	33679,08	32329,48	34245,93	33418,16	27596,75	361310,5

Tabela 12: Valores mensais de consumo de 2019, em kWh.

Tendo em vista que o medidor apresenta erros acumulativos, o que dificulta a análise do gráfico em relação a seus horários e aos seus padrões de consumo, foi decidido que o mês a ser utilizado de modelo, para que fosse representado o melhor padrão de consumo anual, seria setembro, de acordo com o gráfico 19. Tal escolha foi feita devido ao fato de que o padrão de consumo neste caso está melhor estabelecido, com menos erros acumulativos de medição, proporcionando uma visualização mais definida de quanta energia de fato está sendo consumida em cada faixa horária.



Gráfico 19: Padrão de consumo energético para setembro de 2019, em kWh

Tal mês apresentou apenas três erros de medição acumulativos, que foram corrigidos posteriormente através do seguinte método: como o gráfico é dividido em faixas horárias das 00:00 às 5:59, 6:00 às 11:59, 12:00 às 17:59 e 18:00 às 23:59, foi feita, a média de todos os valores de consumo das 18:00 às 23:59 do mês. Após, o valor da média foi subtraído das três faixas horárias que apresentaram as medições errôneas acumulativas, adicionando-se os mesmos valores às faixas horárias antecessoras, das 12:00 às 17:59.

Deste modo, foram obtidos os seguintes gráficos, condizentes com as cinco semanas do mês de setembro.

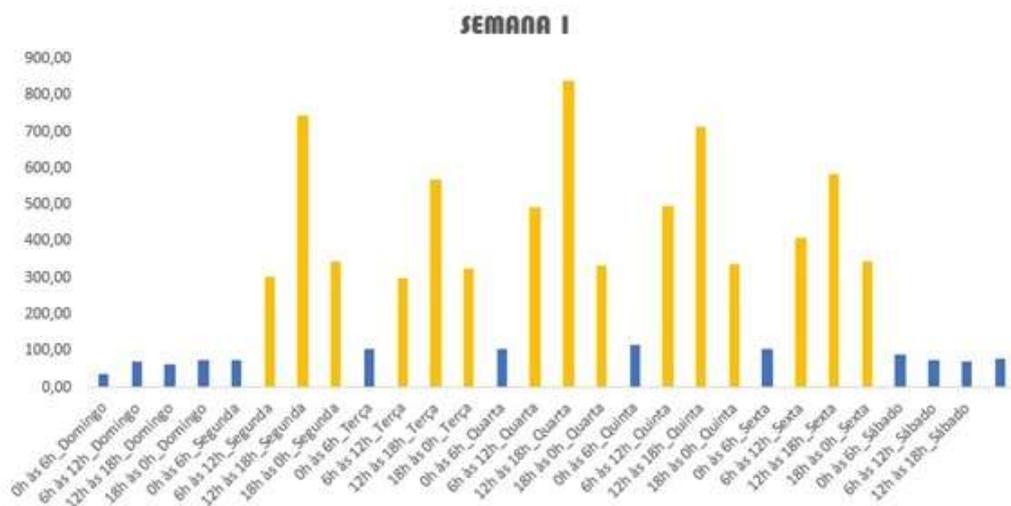


Gráfico 20: Gráfico de consumo energético da primeira semana de setembro

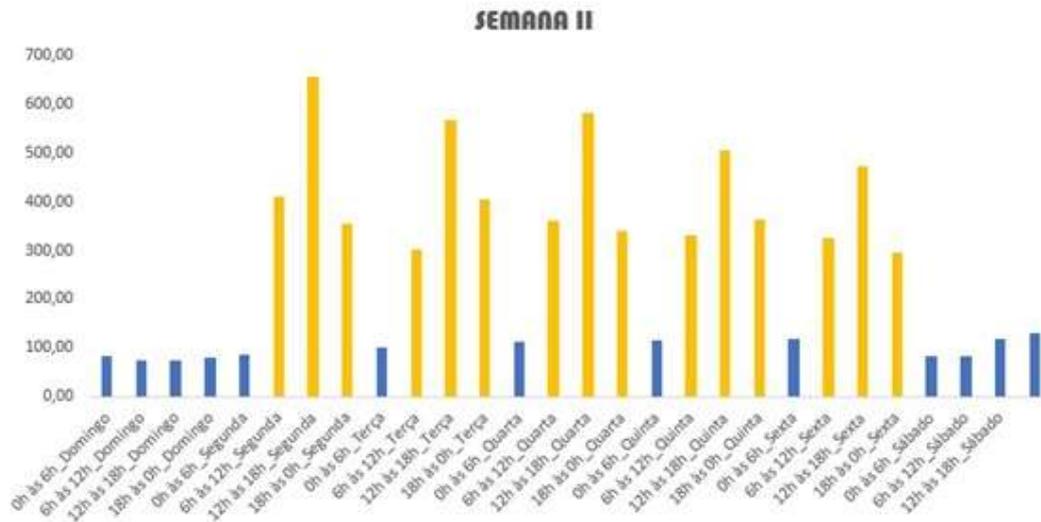


Gráfico 21: Gráfico de consumo energético da segunda semana de setembro

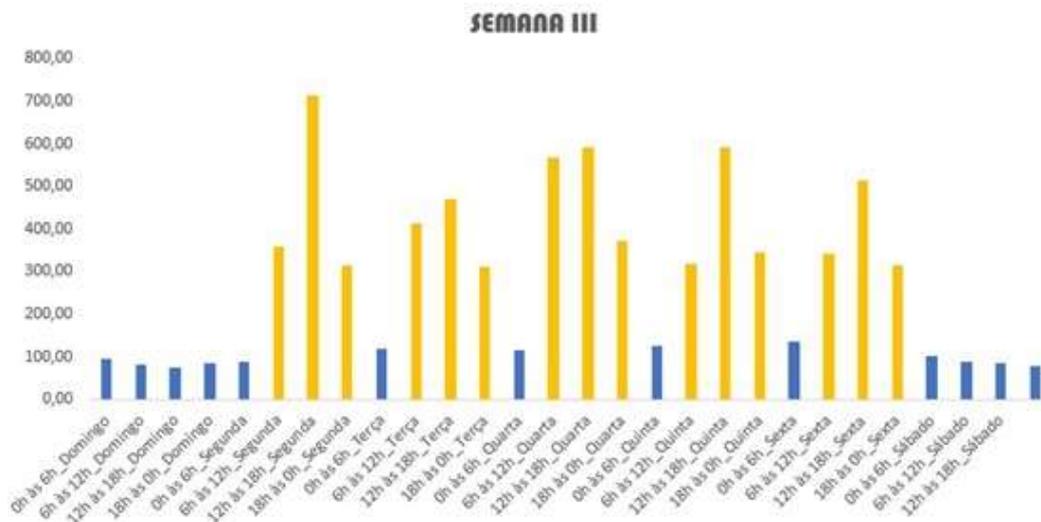


Gráfico 22: Gráfico de consumo energético da terceira semana de setembro

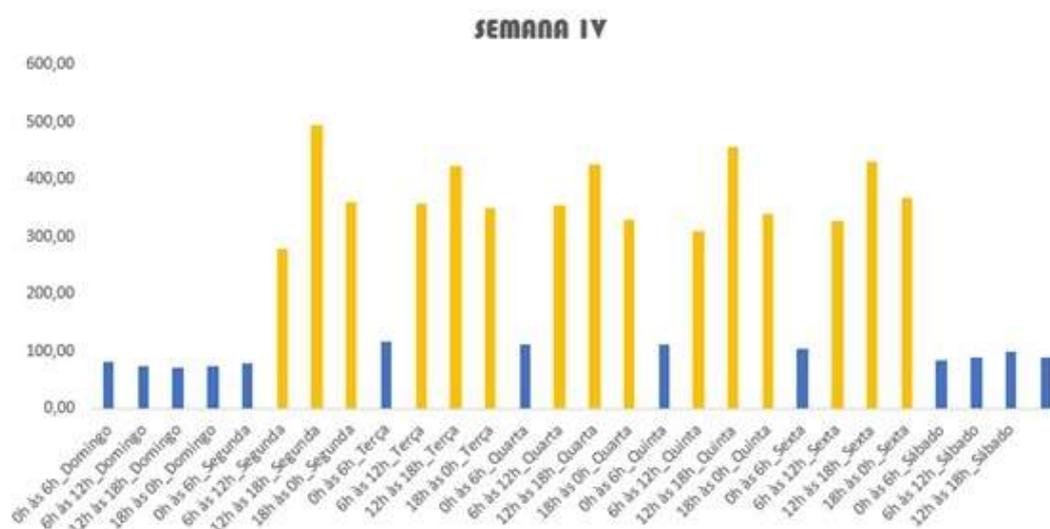


Gráfico 23: Gráfico de consumo energético da quarta semana de setembro



Gráfico 24: Gráfico de consumo energético da quinta semana de setembro

Levando em conta apenas o mês de setembro, foi feita uma análise a respeito da influência de cada faixa horária no consumo mensal, ou seja, a parcela percentual de energia consumida em determinada faixa horária, em relação ao consumo mensal total de setembro.

Como é possível possuir apenas os valores dos intervalos de seis em seis horas na análise mensal do portal do Campus Sustentável, e seriam necessárias medições do horário de ponta, ou seja, das 18:00 às 21:00, foi feita uma nova varredura dos dados de consumo para destrinchar a faixa horária das 18h:00 às 23:59. Segundo a tabela 13, para cada dia do mês de setembro, foi calculado manualmente o consumo apenas em horário de ponta, além do consumo da faixa horária total. Assim, foi

calculada a porcentagem da influência do horário de ponta em relação ao total, e por fim, foram calculados os valores médios de cada dado de consumo.

Horário de Ponta	3-Sep	4-Sep	5-Sep	6-Sep	9-Sep	...	MÉDIA
18 - 21 h	203,86	202,44	224,66	192,96	210,65	...	211,907
Intervalo						...	
18 ~ 0	299,27	296,54	311,3	279,26	303,77	...	307,5395
Porcentagem	68,12%	68,27%	72,17%	69,10%	69,35%	...	68,90%

Tabela 13: Relação entre consumo de ponta e consumo total da faixa horária

A porcentagem média final foi multiplicada pelo valor de consumo total do intervalo das 18:00 às 23:59 no mês, representando então a parcela de energia que foi consumida apenas em horário de ponta no mês. Fazendo-se uso do restante percentual, ou seja, 31,1%, e multiplicando-o pelo consumo total mensal na mesma faixa horária, obtém-se a energia consumida, no mês, das 21:00 às 23:59.

Total de Setembro	32274,38 Kwh
-------------------	--------------

Faixa Horária	Total Consumido no mês	Parcela do Mês	Parcela do Ano
12 ~ 18	11927,63	36,96%	133529,38
6 ~ 12	7900,70	24,48%	88448,05
21 ~ 0	2241,63	6,95%	25094,95
0 ~ 6	2237,67	6,93%	25050,63
final de semana	3000,57	9,30%	33591,27
18 ~ 21	4966,47	15,39%	55599,44

Tabela 14: Energia consumida por faixa horária para o mês e ano

Na coluna “Parcela do Mês” da tabela 14, há a influência de cada faixa horária no consumo mensal. Projetando para o ano, tais porcentagens foram multiplicadas pelo valor de consumo total no ano, descrito na tabela 12, resultando na coluna “Parcela do Ano” da tabela 14, que é uma projeção de consumo energético para o ano todo, baseando-se no padrão de setembro.

A quantidade de energia consumida em cada faixa horária em 2019 foi obtida e tais dados serão utilizados adiante para simulação dos painéis fotovoltaicos e sua quantidade.

Fazendo-se uso ainda da coluna “Parcela do Mês” da tabela 6, tais faixas horárias foram reorganizadas, de modo que:

- 1) Horário de ponta (P): 18:00 às 21:00;
- 2) Horário fora de ponta (FP): 21:00 às 11:59;

3) Horário de pico: 12:00 às 17:59.

Na tabela 4, o percentual da parcela mensal encontrado na tabela 14 foi multiplicado pelos valores de consumo de cada mês, em relação aos horários enumerados acima. Isso promove um consumo total de pico e de ponta, que serão considerados para o dimensionamento do sistema fotovoltaico no Pvsyst.

9.7 ANEXO G – CÁLCULOS DE CABEAMENTO

Inicialmente, é mostrado o esquemático do sistema, com as configurações dos módulos e dos dispositivos de proteção, de acordo com as figuras 42 e 43.

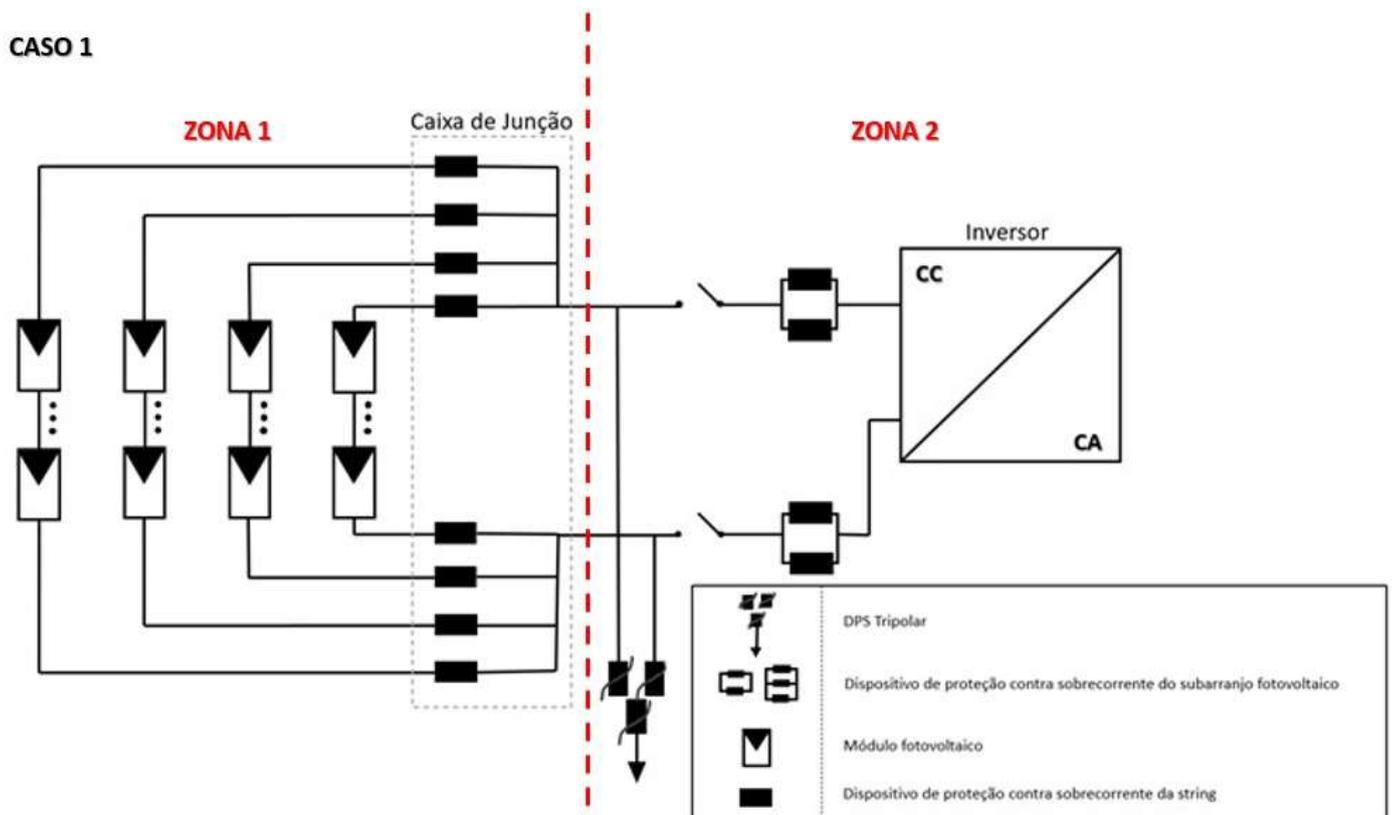


Figura 42: Caso 1 – subarranjo com quatro *strings* em paralelo

Esta configuração, de acordo com a disposição de módulos proposta pelo software PVSyst, apresentou-se duas vezes, ou seja, para dois dos cinco inversores, houveram entradas com quatro *strings* cada.

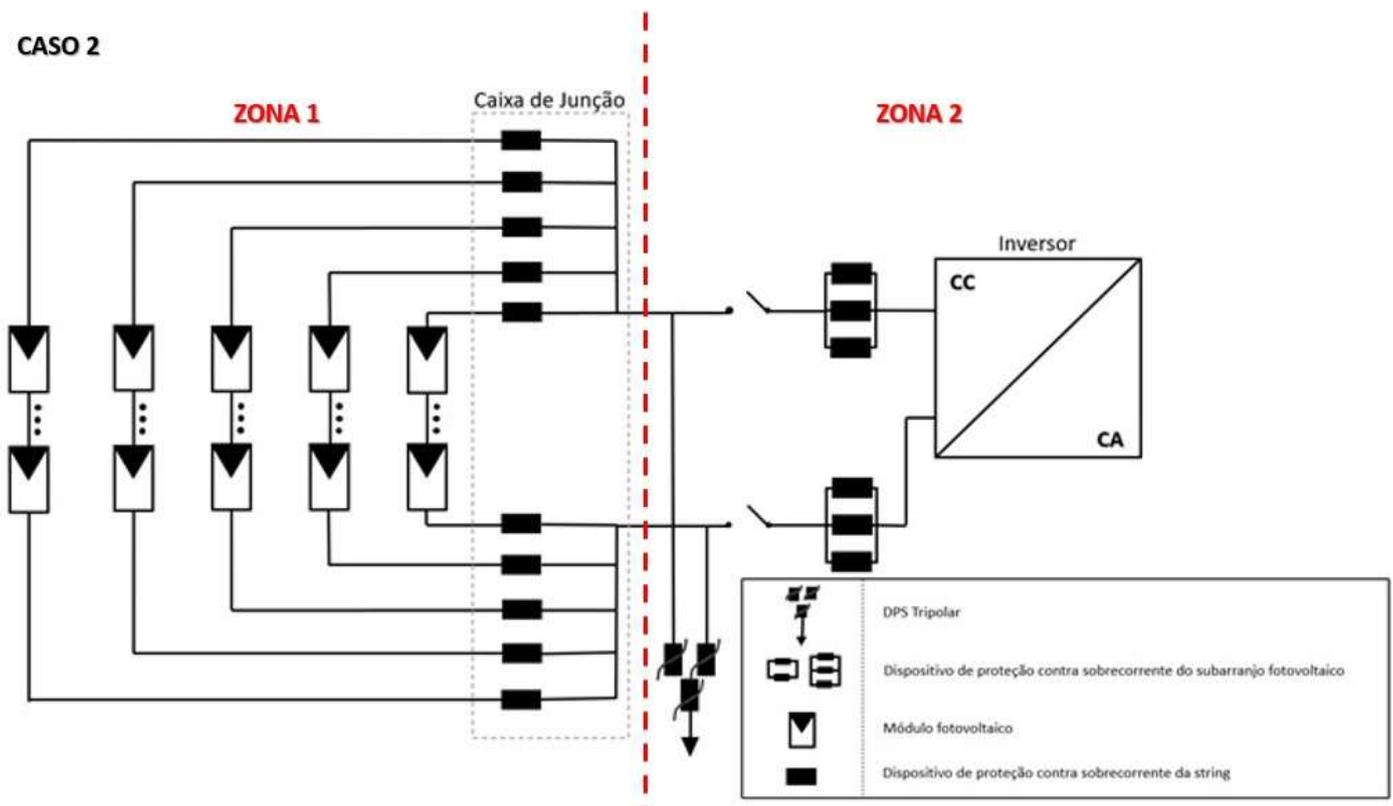


Figura 43: Caso 2 – subarranjo com cinco *strings* em paralelo

Esta configuração, de acordo com a disposição de módulos proposta pelo *software* PVSyst, apresentou-se três vezes, ou seja, para três dos cinco inversores, houveram entradas com cinco *strings* cada.

Como já dito, as seções dos circuitos que representam o número de *strings*, localizadas à esquerda das caixas de junção, foram definidas pelo próprio PVSyst. Já a região à direita das caixas de junção, incluindo o posicionamento de elementos de proteção, foi definida de acordo com a norma 16690, que apresentou a seguinte topologia, representada pela figura 44, semelhante ao conceito do sistema fotovoltaico apresentado neste trabalho.

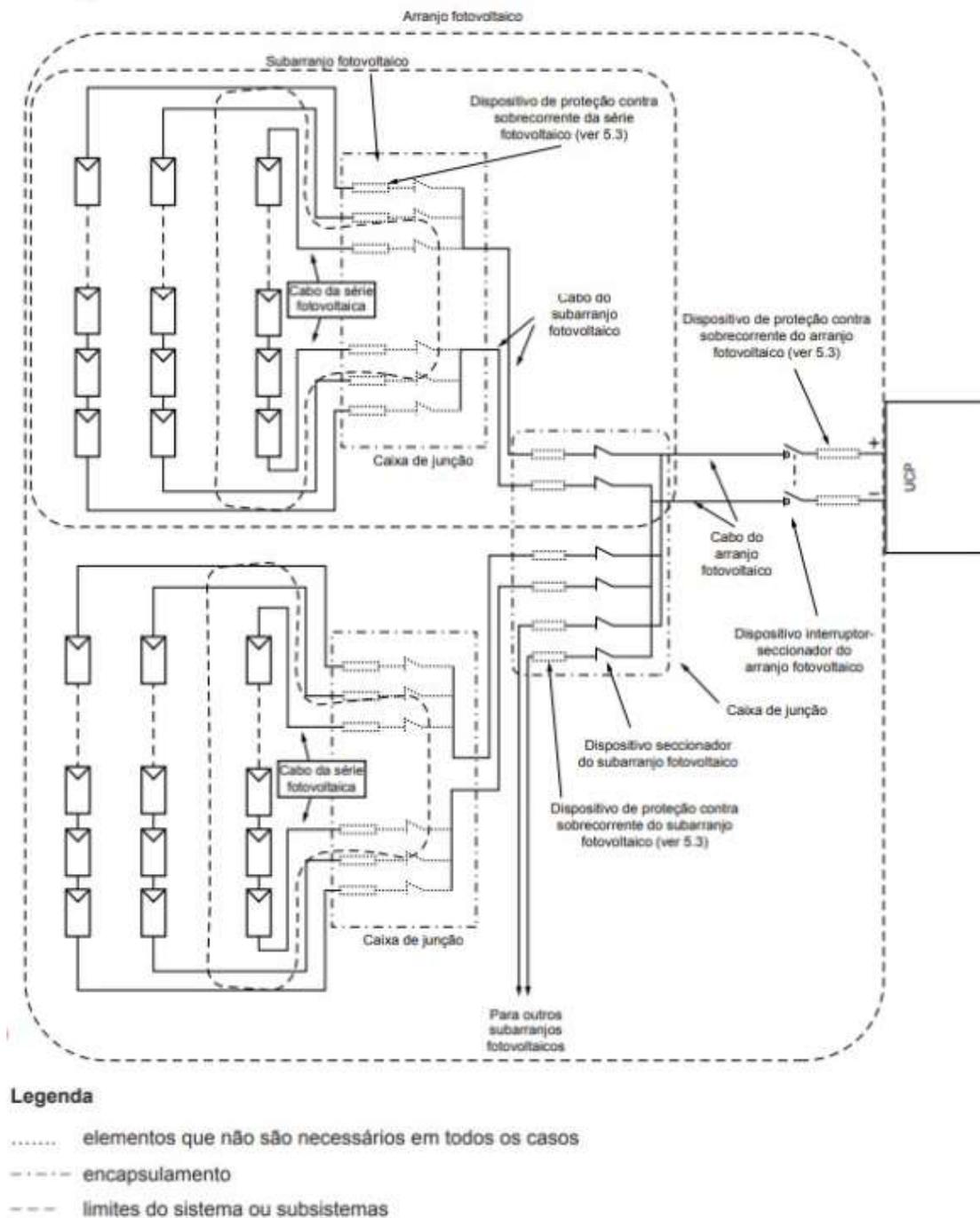


Figura 44: Topologia proposta pela norma 16690. [44]

Vale ressaltar que, como os fusíveis do arranjo propostos pela norma são opcionais, além de haver mais de um inversor, não houve viabilidade em implementá-los.

Como próximas análises, serão explicados os seguintes dimensionamentos: cabos, fusíveis, DPS, chaves seccionadoras. Nota-se que primeiramente serão

explicados os cálculos referentes ao lado CC do circuito, para posteriormente ser explicado o lado CA.

Inicialmente, foram calculados os fusíveis pertencentes a cada *string*, de acordo com a norma NBR 16690 [44]. De acordo com a tabela 5, da norma NBR 16690, que diz respeito à capacidade mínima de corrente dos circuitos, e levando em consideração que o projeto tratado aqui se trata de um sistema com subarranjos com proteção contra sobrecorrente, foram seguidas as instruções do item 5.3 da mesma norma. Neste, são especificadas as equações de dimensionamento dos fusíveis, de acordo com cada trecho do circuito, de acordo com as figuras 45 e 46.

5.3.11.1 Sobrecorrente na série fotovoltaica

Quando for requerida a proteção contra sobrecorrente na série fotovoltaica:

- a) cada série fotovoltaica deve estar protegida por um dispositivo de proteção contra sobrecorrente, cuja corrente nominal do dispositivo (I_n) atenda simultaneamente as duas condições a seguir:

$$1,5 \times I_{SC \text{ MOD}} < I_n < 2,4 \times I_{SC \text{ MOD}}$$

$$I_n \leq I_{MOD \text{ MÁX. OCPR}}$$

Figura 45: Dimensionamento de fusíveis por *string* [44]

5.3.11.2 Sobrecorrente nos subarranjos fotovoltaicos

A corrente nominal (I_n) de dispositivos de proteção contra sobrecorrente deve atender à seguinte condição:

$$1,25 \times I_{SC \text{ S-ARRANJO}} < I_n < 2,4 \times I_{SC \text{ S-ARRANJO}}$$

NOTA O fator 1,25 é usado em vez de 1,5 utilizado para séries fotovoltaicas para permitir flexibilidade no projeto. Recomenda-se tomar cuidado ao usar um fator menor em áreas onde valores elevados de irradiação ocorrem com frequência, pois isto poderia causar atuações indevidas do sistema de proteção.

Figura 46: Dimensionamento de fusíveis por subarranjo [44]

Logo, de acordo com o item 5.3.11.1, da mesma norma, os dispositivos de proteção a serem dimensionados dizem respeito a cada *string* fotovoltaica. Já o item 5.3.11.2 faz menção aos dispositivos de proteção a serem dimensionados referentes aos subarranjos.

Deste modo, os fusíveis, as chaves seccionadoras e os DPSs foram dimensionados, de acordo com a figura 47. Nota-se que: a chave seccionadora foi dimensionada de acordo com a corrente máxima que transita no trecho do circuito em questão; o DPS foi dimensionado a partir da tensão de cada *string*, apresentando valor máximo de 1000 Vcc, e a partir da durabilidade do item, considerando os fatores 20kA/40kA.

Zona 1	
1. Fusível	<p>Caso 1 $1,5 + 9,54 < I_n < 2,4 + 9,54 \rightarrow 14,01 < I_n < 22,9$ $I_n \leq 15$ $I_n = 15 A$</p> <p>Caso 2 $1,5 + 9,54 < I_n < 2,4 + 9,54 \rightarrow 14,01 < I_n < 22,9$ $I_n \leq 15$ $I_n = 15 A$</p>
Zona 2	
1. Fusível	<p>Caso 1 $1,5 + 9,54 + 4 < I_n < 2,4 + 9,54 + 4 \rightarrow 47,7 < I_n < 91,58$ $I_n = 50 A$</p> <p>Caso 2 $1,5 + 9,54 + 5 < I_n < 2,4 + 9,54 + 5 \rightarrow 59,63 < I_n < 114,48$ $I_n = 75 A$</p>
2. Chave Seccionadora	<p>Caso 1 $I_{cs} > 9,54 + 4 \rightarrow I_{cs} > 38,16$ $I_{cs} = 40 A$</p> <p>Caso 2 $I_{cs} > 9,54 + 5 \rightarrow I_{cs} > 47,7$ $I_{cs} = 50 A$</p>
3. DPS	Tripolar, 1000 V _{CC} , 20kA/40kA

Figura 47: Cálculo dos elementos de proteção do sistema, lado CC

Posteriormente, foi dimensionado o cabeamento CC localizado entre os módulos fotovoltaicos e as *string boxes*. Segundo a NBR 5410 [45], foi escolhido o método de instalação do tipo F, que representa cabos unipolares justapostos (na horizontal, vertical ou entre fôlio), ao ar livre, como indicado na figura 48.

- A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
- B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
- C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
- D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
- E: cabo multipolar ao ar livre;
- F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
- G: cabos unipolares espaçados ao ar livre.

Figura 48: Métodos de cabeamento solar indicados na norma NBR 5410 [45]

Foi definida também uma temperatura ambiente de 30°C, além do material do condutor, que será considerado do tipo EPR ou XLPE. Segundo os valores de corrente de projeto de uma *string* (9,54 A) e o método de instalação F, junto com todos os

fatores já escolhidos, a norma sugere um cabo de 0,5mm², através de sua tabela 39, de acordo com a figura 49.

Tabela 39 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência E, F e G

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperatura ambiente de referência: 30°C

Seções nominais dos condutores mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33						
	Cabos multipolares		Cabos unipolares ¹⁾				
	Dois condutores carregados	Três condutores carregados	Dois condutores carregados, justapostos	Três condutores carregados, em trifólio	Três condutores carregados, no mesmo plano		
					Justapostos	Espaçados	
	Método E	Método E	Método F	Método F		Método F	Método G
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Cobre							
0,5	13	12	13	10	10	15	12
0,75	17	15	17	13	14	19	16
1	21	18	21	16	17	23	19
1,5	26	23	27	21	22	30	25
2,5	36	32	37	29	30	41	35
4	49	42	50	40	42	56	48
6	63	54	65	53	55	73	63
10	86	75	90	74	77	101	88
16	115	100	121	101	105	137	120
25	149	127	161	135	141	182	161

Figura 49: Tabela 39, retirada da norma NBR 5410 [45]

Porém, a tabela 47, da mesma norma, parte do pressuposto que: para instalações onde há condutores e cabos isolados em circuito de força, o mínimo aceitável de uma bitola para material de cobre é de 2,5mm², de acordo com a figura 49. Portanto, serão utilizados cálculos de análise para averiguar se tal bitola é suficiente para a instalação tratada aqui, realizando-os para cada *string*.

Tabela 47 — Seção mínima dos condutores¹⁾

Tipo de linha		Utilização do circuito	Seção mínima do condutor mm ² - material
Instalações fixas em geral	Condutores e cabos isolados	Circuitos de iluminação	1,5 Cu 16 Al
		Circuitos de força ²⁾	2,5 Cu 16 Al
		Circuitos de sinalização e circuitos de controle	0,5 Cu ³⁾
	Condutores nus	Circuitos de força	10Cu 16 Al
		Circuitos de sinalização e circuitos de controle	4 Cu
Linhas flexíveis com cabos isolados		Para um equipamento específico	Como especificado na norma do equipamento
		Para qualquer outra aplicação	0,75 Cu ⁴⁾
		Circuitos a extra-baixa tensão para aplicações especiais	0,75 Cu
¹⁾ Seções mínimas ditadas por razões mecânicas ²⁾ Os circuitos de tomadas de corrente são considerados circuitos de força. ³⁾ Em circuitos de sinalização e controle destinados a equipamentos eletrônicos é admitida uma seção mínima de 0,1 mm ² . ⁴⁾ Em cabos multipolares flexíveis contendo sete ou mais veias é admitida uma seção mínima de 0,1 mm ² .			

Figura 50: Tabela 47, retirada da norma NBR 5410 [45]

Segundo a tabela C.2 da norma NBR 16612, a seção do condutor escolhida será de 2,5mm², com instalação ao ar livre protegida do Sol, pelo fato dos condutores estarem passando embaixo dos painéis, e o modo de instalação está definido na seção C.1 da mesma norma, em que a escolhida foi de dois cabos unipolares, encostados um ao outro na horizontal, de acordo com as figuras 51 e 52.

Tabela C.2 – Capacidade de condução de corrente para cabos instalados em temperatura ambiente de 30 °C e temperatura no condutor em regime permanente de 90 °C

Seção mm ²	Instalação ao ar livre protegida do sol				Instalação ao ar livre exposta ao sol			
	Modo de instalação				Modo de instalação			
	1	2	3	4	1	2	3	4
1,5	26	26	30	26	23	22	27	23
2,5	35	35	40	35	31	30	36	31
4	47	46	53	47	41	40	48	41
6	60	59	68	60	51	51	61	52
10	83	82	95	84	71	71	85	73
16	110	110	125	113	93	93	112	97
25	146	147	166	151	123	124	147	129
35	181	183	207	189	151	153	182	161
50	229	232	260	240	189	193	228	204
70	285	290	325	301	234	239	283	254
95	343	349	390	364	279	287	339	306
120	402	410	458	428	325	335	396	359
150	463	473	527	495	371	384	453	413
185	528	540	600	566	420	435	513	470
240	633	647	719	681	499	518	612	563
300	732	749	831	789	573	596	705	650
400	880	901	998	952	682	710	842	780

Figura 51: Tabela C.2, retirada da norma NBR 16612 [46]

C.1 Cabo instalado ao ar livre

- a) dois cabos unipolares encostados um ao outro, na horizontal 
- b) dois cabos unipolares encostados um ao outro, na vertical 
- c) dois cabos unipolares espaçados em, pelo menos $0,75 \times$ diâmetro externo, na horizontal 
- d) dois cabos unipolares espaçados em, pelo menos um diâmetro externo, na vertical 

onde

D_e é o diâmetro externo do cabo resistência de isolamento, expresso em milímetros (mm).

Figura 52: Seção C.1, retirada da norma NBR 16612 [46]

Segundo a tabela C.2, com temperatura ambiente de 30°C, a corrente necessária nessas condições é de 35 A, denominada também de I_z (capacidade que

um cabo possui de conduzir corrente, dada sua seção transversal, de tal forma que o mesmo não ultrapasse a temperatura máxima). Os próximos passos irão envolver o fator F_{ta} , que se refere à influência da temperatura na capacidade de condução dos cabos, e o fator F_{ac} , que se refere à influência do agrupamento de circuitos na capacidade de condução dos cabos. O primeiro representa o conceito de que, caso a temperatura ambiente esteja muito alta, há uma redução na capacidade de dissipação do cabo, reduzindo também a capacidade de condução de corrente. Já o segundo, faz menção ao fato de que cabos agrupados conduzem calor entre si, e dificultam a dissipação térmica pelo ar, reduzindo a capacidade de condução de corrente.

Para a análise do fator F_{ta} , para condutores do tipo EPR ou XLPE, à temperatura de 30°C, teve-se como referência a tabela 40, indicada pela figura 53, da norma NBR 5410 [45] na qual a média entre a temperatura de 25°C e 35°C é equivalente ao fator igual a um.

Tabela 40 — Fatores de correção para temperaturas ambientes diferentes de 30°C para linhas não-subterrâneas e de 20°C (temperatura do solo) para linhas subterrâneas

Temperatura °C	Isolação	
	PVC	EPR ou XLPE
Ambiente		
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76
60	0,50	0,71
65	-	0,65
70	-	0,58
75	-	0,50
80	-	0,41

Figura 53: Tabela 40, retirada da norma NBR 5410 [45]

Para a análise do fator F_{ac} , foi interpretada a tabela 42, da norma NBR 5410, de acordo com a figura 54. Nessa tabela, é representado o fator de correção em relação aos condutores agrupados em um mesmo plano, em camada única. A forma de agrupamento utilizada foi ao ar livre ou sobre superfície, embutidos em conduto fechado.

Tabela 42 — Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Figura 54: Tabela 42, retirada da norma NBR 5410 [45]

Para a primeira configuração de subarranjos (figura 42), são quatro *strings* para cada *string box*. Portanto, o eletroduto comportará quatro circuitos em seu interior, totalizando oito cabos, e apresentando fator F_{ac} de 0,52. Após feita tal análise, foi obtido o valor $I_{z'}$, no qual:

$$I_{z'} = F_{ta} * F_{ac} * I_z$$

Segundo o artigo da referência [47], que indica os cálculos, $I_{z'}$ deve ser maior que a corrente de curto-circuito, assim como deve ser maior que a corrente nominal do fusível, de acordo com as equações abaixo:

$$I_{z'} > I_{sc}$$

$$I_{z'} > I_n$$

Caso ambas as condições sejam satisfeitas, o cabo escolhido pode ser utilizado com segurança.

Deste modo, foram feitos os cálculos indicados pela figura 55, referente à primeira zona, e a ambos os casos.

Zona 1	
1. Cabos	<p>Caso 1 $I_{z'} = 35 * 0,52 * 1 = 18,2 A \rightarrow$</p> <div style="border: 1px dashed black; padding: 5px; display: inline-block;"> $I_{z'} > I_{sc} > 9,54 A$ $I_{z'} > I_n > 15 A$ </div> Bitola = 2,5mm²
	<p>Caso 2 $I_{z'} = 35 * 0,50 * 1 = 17,5 A \rightarrow$</p> <div style="border: 1px dashed black; padding: 5px; display: inline-block;"> $I_{z'} > I_{sc} > 9,54 A$ $I_{z'} > I_n > 15 A$ </div> Bitola = 2,5mm²

Figura 55: Cálculos de cabeamento da zona 1

A partir da tabela 33 da norma NBR 5410, foi escolhido o tipo de instalação dos cabos, no caso, B1, conforme a figura 56.

Tabela 33 — Tipos de linhas elétricas

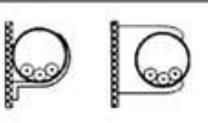
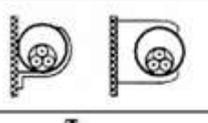
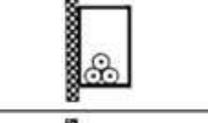
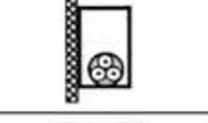
Método de instalação número	Esquema ilustrativo	Descrição	Método de referência ¹⁾
1	 Face interna	Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante ²⁾	A1
2	 Face interna	Cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante ²⁾	A2
3		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção circular sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vez o diâmetro do eletroduto	B1
4		Cabo multipolar em eletroduto aparente de seção circular sobre parede ou espaçado desta menos de 0,3 vez o diâmetro do eletroduto	B2
5		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto aparente de seção não-circular sobre parede	B1
6		Cabo multipolar em eletroduto aparente de seção não-circular sobre parede	B2
7		Condutores isolados ou cabos unipolares em eletroduto de seção circular embutido em alvenaria	B1

Figura 56: Tabela 33, retirada da norma NBR 5410 [45]

Segundo a referência [48], para determinar a seção mínima do condutor, utiliza-se a equação:

$$I'_z = I_z * F_{ta} * F_{rs} * F_{ac} \quad (31)$$

Porém, como não está sendo utilizado o enterramento de cabos, $F_{rs} = 1$, assim como F_{ta} . Além disso, $F_{ac} = 0,8$, visto que serão apenas dois condutores em um único eletroduto.

Para o cálculo de I'_z , é necessário que o cabo aguente a corrente permitida pelo fusível. Portanto:

$$I'_z \geq I_n \quad (32)$$

Deste modo, foram feitos também os cálculos referentes aos cabos das saídas das string boxes até os inversores (zona 2), conforme a figura 57.

Zona 2									
1. Fusível	<table border="0"> <tr> <td>Caso 1</td> <td>$I'_z \geq I_n \rightarrow I'_z \geq 50 \rightarrow I'_z \geq I_z * f_{ta} * f_{ac} \rightarrow I_z \leq \frac{50}{0,8}$</td> <td>$\rightarrow I_z \leq 62,5 A$</td> <td>Bitola = 10mm²</td> </tr> <tr> <td>Caso 2</td> <td>$I'_z \geq I_n \rightarrow I'_z \geq 75 \rightarrow I'_z \geq I_z * f_{ta} * f_{ac} \rightarrow I_z \leq \frac{75}{0,8}$</td> <td>$\rightarrow I_z \leq 93,75 A$</td> <td>Bitola = 16mm²</td> </tr> </table>	Caso 1	$I'_z \geq I_n \rightarrow I'_z \geq 50 \rightarrow I'_z \geq I_z * f_{ta} * f_{ac} \rightarrow I_z \leq \frac{50}{0,8}$	$\rightarrow I_z \leq 62,5 A$	Bitola = 10mm ²	Caso 2	$I'_z \geq I_n \rightarrow I'_z \geq 75 \rightarrow I'_z \geq I_z * f_{ta} * f_{ac} \rightarrow I_z \leq \frac{75}{0,8}$	$\rightarrow I_z \leq 93,75 A$	Bitola = 16mm ²
Caso 1	$I'_z \geq I_n \rightarrow I'_z \geq 50 \rightarrow I'_z \geq I_z * f_{ta} * f_{ac} \rightarrow I_z \leq \frac{50}{0,8}$	$\rightarrow I_z \leq 62,5 A$	Bitola = 10mm ²						
Caso 2	$I'_z \geq I_n \rightarrow I'_z \geq 75 \rightarrow I'_z \geq I_z * f_{ta} * f_{ac} \rightarrow I_z \leq \frac{75}{0,8}$	$\rightarrow I_z \leq 93,75 A$	Bitola = 16mm ²						

Figura 57: Cálculos de cabeamento da zona 2

O diâmetro do cabo será especificado pela tabela 37, da norma NBR 5410, na qual o método de referência de instalação é B1, a uma temperatura ambiente de 30°C, e sendo o número de condutores igual a dois, por ser corrente contínua. Obtendo-se o valor da corrente, define-se a bitola do cabo. Tais relações estão indicadas na figura 58.

Após definidas as bitolas utilizadas no sistema, foi necessário especificar as distâncias percorridas por cada uma, de modo a obter mais precisamente as perdas ôhmicas do sistema tratado. Deste modo, foi utilizado o *software* Helioscope para que, com sua visão aérea, fosse possível calcular as distâncias presentes em todo o trajeto dos cabos, tanto para os subarranjos de quatro quanto de cinco *strings*. A partir disso, foram calculadas as distâncias totais dos cabos em cima do telhado e, como não foi possível fazer visita, assumiu-se uma altura do prédio de 10m e foi considerado que os cabos desceriam 5m, do telhado em direção ao chão, sendo que as *string boxes* e os inversores estariam neste mesmo ponto, com distância horizontal de 2m entre eles.

Portanto, para os cabos entre os módulos e as *string boxes*, o comprimento calculado foi de 1975m. Já das *string boxes* aos inversores, o comprimento calculado foi de 20m.

Tabela 37 — Capacidades de condução de corrente, em ampères, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D

Condutores: cobre e alumínio

Isolação: EPR ou XLPE

Temperatura no condutor: 90°C

Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
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	80	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	1 122	923	711	596
800	885	792	805	721	1 158	1 020	952	837	1 311	1 074	811	679
1 000	1 014	908	923	826	1 332	1 173	1 088	957	1 515	1 237	916	767

Figura 58: Tabela 37, retirada da norma NBR 5410 [45]

Utilizando os valores encontrados de bitola, de acordo com as normas, e simulando-os, constata-se que há perda ôhmica de 11,74%, valor exorbitantemente alto em relação aos limites mencionados em norma, e em relação à própria simulação, visto que o próprio PVsyst alertou que tais perdas resistivas estavam muito grandes.

Deste modo, de acordo com o *software*, a melhor bitola para a aplicação de 1975m seria de 10mm², ao invés de 2,5mm², enquanto que a distância de 20m permaneceu bem suportada pela bitola de 16mm², o que gerou perdas ôhmicas de apenas 3,09%, valor dentro do especificado da norma, e sem qualquer tipo de aviso ou alerta nas simulações.

Outra análise feita foi baseada na queda de tensão dos condutores, já que uma elevada queda no circuito CC ocasiona em perdas de geração de energia no sistema

fotovoltaico por toda sua vida útil. De acordo com o item 4.3.10 da norma NBR 16690 é recomendado que, sob condições de carga máxima, a queda de tensão seja inferior a 3% da tensão do arranjo fotovoltaico, em seu ponto de máxima potência em *STC*. A figura 59 representa o parágrafo da norma que explicita tal relação.

c) a queda de tensão nos condutores;

NOTA 3 O dimensionamento dos condutores do arranjo fotovoltaico afeta a queda de tensão sob condições de carga. Esta queda de tensão pode ser particularmente significativa em arranjos fotovoltaicos com baixa tensão e alta corrente de saída. Sob condições de carga máxima, recomenda-se que a queda de tensão verificada não seja superior a 3 % da tensão do arranjo fotovoltaico em seu ponto de máxima potência (nas *STC*).

Figura 59: Item 4.3.10, da norma NBR 16690 [44]

De acordo com [49], que demonstra o passo-a-passo do cálculo de queda de tensão, foi seguido o mesmo raciocínio.

Inicialmente, é necessário identificar a relação entre resistência e distância, dada em ohm/km, encontrada no catálogo do cabo utilizado, cuja seção vale 10mm², e equivale a 1,95 ohms/km (*r*). Tal informação está indicada pela figura 60.

Seção Nominal (mm ²)	Classe Encondimento do Condutor	Dímetro do Condutor (mm)	Espessura de Isolação (mm)	Espessura da Cobertura (mm)	Dímetro Externo (mm)	Peso Líquido (Kg/100m)	Resistência Elétrica Máxima (Ohms/km a 20°C)
2,5	C5	1,9	0,7	0,80	4,9	4,1	8,21
4,0	C5	2,4	0,7	0,8	2,4	5,8	5,09
6,0	C5	3,0	0,7	0,8	6,0	7,4	3,39
10,0	C5	4,0	0,7	0,8	7,0	11,8	1,95
16,0	C5	5,0	0,7	0,8	8,2	17,7	1,24
25,0	C5	6,2	0,9	1,0	10,0	26,5	0,795
35,0	C5	7,4	0,9	1,1	11,4	36,9	0,555
50,0	C5	8,9	1,0	1,2	13,3	52,0	0,393

Figura 60: Indicação de ohm/km para cada bitola de cabo [50]

Como a norma NBR 16690 estabelece que os cálculos devem ser feitos no ponto de máxima potência, a tensão neste ponto, em *STC*, segundo o catálogo do módulo CS6U-335P, vale 37V. Como na configuração se têm 20 módulos por *string*, multiplica-se tal tensão com a quantidade indicada, obtendo-se 740V (*U*) por *string*.

Sendo assim, a queda de tensão máxima admissível representaria uma parcela de 3% da tensão calculada de 740V, ou seja, 22,2V (queda Máx).

A corrente, no ponto de máxima potência, em *STC*, vale 207A, e se tem um total de 23 *strings*. Portanto, a corrente de máxima potência por *string* vale 9A (I).

Para cálculos da queda de tensão, é considerado o pior caso, ou seja, considera-se a maior distância entre os módulos e a *string box*. Levando em consideração a figura 61, a maior distância vale 68,5m (L), dada pelas linhas verdes do desenho.

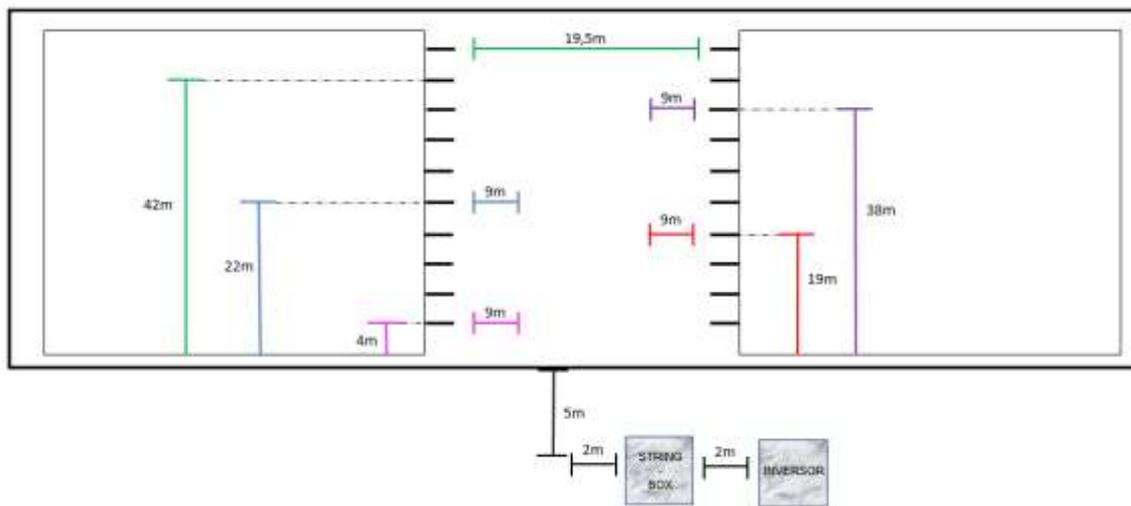


Figura 61: Vista aérea das distâncias utilizadas do telhado

Logo, o valor da queda de tensão para o cabo de 10mm² se dá pelas equações abaixo.

$$1. R = r * C \rightarrow R = 1,95 * 0,705 \rightarrow R = 1,375 \text{ ohm/km} \quad (33)$$

$$2. queda = R * I \rightarrow queda = 1,375 * 9 \rightarrow queda = 12,375V \quad (34)$$

$$3. queda\% = \frac{queda}{U} \rightarrow queda\% = \frac{12,375}{740} \rightarrow queda\% = 1,67\% \quad (35)$$

De acordo com os cálculos, o limite de queda de tensão de 3% em *STC*, segundo a norma, foi respeitado, e uma vez que tal limite é respeitado para a máxima distância do circuito, nota-se que para as menores distâncias, o mesmo ocorre, com perdas até mais baixas.

Após o dimensionamento do lado CC do sistema, foi realizado o dimensionamento do lado CA, que se refere à região entre inversores e o quadro geral CA. Inicialmente foi calculada a corrente nominal deste trecho do circuito. Para isto, efetuou-se a divisão entre a potência nominal dos inversores e a tensão de saída dos mesmos, uma vez que é considerado um sistema trifásico, de acordo com os cálculos abaixo.

$$i_{nom} = \frac{27000}{220 \cdot \sqrt{3}} = \mathbf{70,86 A} \quad (36)$$

Com a corrente calculada, foi possível realizar o dimensionamento dos disjuntores CA de acordo com a relação abaixo. Para cada inversor, há um disjuntor instalado no quadro CA.

$$i_d \geq i_{nom} \rightarrow i_d \geq 70,86 \rightarrow i_d = \mathbf{75 A} \quad (37)$$

Visto que o trecho do circuito em questão apresenta tensão trifásica de 220V, e é desejável que o dispositivo de proteção apresente durabilidade, foram selecionados DPSs de 2 polos com as seguintes especificações: 275V e 20kA/40kA.

Por fim, para dimensionar o cabeamento CA, foi utilizada a seguinte relação:

$$i'_z \geq i_d \rightarrow i'_z \geq 75 A \quad (38)$$

Considerando os fatores F_{ta} igual a 1, segundo a tabela 40 da norma NBR 5410, F_{rs} igual a 1, por não ser um circuito enterrado, e F_{ac} igual a 0,65, visto que há quatro cabos agrupados, obtêm-se os cálculos abaixo.

$$i'_z \geq i_z * f_{ta} * f_{rs} * f_{ac} \rightarrow i_z \leq \frac{75}{0,65} \rightarrow i_z \leq \mathbf{115,4 A} \quad (39)$$

De acordo com a tabela 37 da norma NBR 5410, tal corrente corresponde a uma bitola de 25mm². Considerando que para pequenas distâncias o cálculo da corrente é muito mais relevante do que o cálculo da queda de tensão, e que a distância considerada do lado CA é de apenas 2 metros, até chegar ao quadro de distribuição, não foi calculada a queda de tensão para o lado CA, uma vez que ela seria desprezível.

9.8 ANEXO H – CÁLCULO DA TAXA DE ENERGIA ELÉTRICA

Como não houve acesso a informações da conta de energia do RU, foram utilizadas contas residenciais equivalentes ao ano de 2019, a fim de definir quais foram os períodos de bandeira verde, amarela e vermelha assim como coletar os valores de PIS, COFINS e ICMS, para futuros cálculos. Já para os valores das tarifas TUSD (utilização de distribuição) e TE (valor da energia consumida), foi levado em conta a referência [27], onde a tarifa para grupos A4 comerciais, que é o que se enquadra ao projeto, define que para horário de ponta a soma de ambas as tarifas resulta em um valor de R\$ 1,64 e fora da ponta custará em torno de R\$ 0,49 por Kwh . De acordo com as tabelas 15 e 16, esses valores estão indicados.

2019												
	janeiro	fevereiro	março	abril	maio	junho	julho	agosto	setembro	outubro	novembro	dezembro
VERDE	30	28	32	29	30	31	31	29	31	31	32	31
AMAREL	X	X	X	X	10	21	11	20	X	10	21	12
VERM	X	X	X	X	X	X	X	9	31	21	11	19
PIS	0,95%	0,85%	0,64%	0,97%	1,57%	0,89%	0,94%	1,00%	0,84%	1,06%	1,33%	1,09%
COFINS	4,33%	3,89%	2,99%	4,50%	7,18%	4,06%	4,28%	4,67%	3,85%	4,84%	6,13%	5,07%
ICMS	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%	25,00%

Tabela 15: Relação de bandeiras tarifárias e impostos para 2019.

	TUSD + TE
FP	0,49
P	1,64

	Média
PIS	1,01%
COFINS	4,65%

Tabela 16: Média dos impostos da tabela 14 e TUSD e TE.

Considerando a tabela 4, que se refere aos valores de energia em horários de ponta, fora da ponta e pico, foram calculados proporcionalmente aos dias estabelecidos na tabela 15 de bandeira verde, amarela e vermelha os custos da energia. Para custos de bandeira verde foi considerada a média mensal de consumo na ponta, fora de ponta e pico, que acrescentam as suas respectivas tarifas, além de um período de 8,8 meses, que corresponde à quantidade de dias úteis no ano, uma vez que o refeitório não funciona aos finais de semana. Para bandeiras vermelha e amarela o mesmo raciocínio foi considerado, porém com 3 e 3,5 meses respectivamente. Como não há informação sobre o fato de as bandeiras incidirem em dias úteis ou fins de semana, foram considerados apenas dias úteis já que é o pior caso em relação a custo. Para a bandeira vermelha, há um acréscimo de R\$4,00/100Kwh e para bandeira amarela, há um acréscimo de R\$2,00/100KWh. O total do valor em R\$ da energia considerando as bandeiras está representado na tabela 17.

Bandeira Verde R\$		Bandeira Amarela R\$		Bandeira Vermelha R\$		TOTAL	
P	R\$ 66.875,11	P	R\$ 324,37	P	R\$ 556,06	R\$	67.755,53
FP	R\$ 61.877,41	FP	R\$ 1.004,50	FP	R\$ 1.722,01	R\$	64.603,92
Pico	R\$ 47.985,50	Pico	R\$ 778,99	Pico	R\$ 1.335,40	R\$	50.099,89

Tabela 17: Custo total de energia considerando bandeiras

Ao somar os valores totais de ponta, fora de ponta e pico indicados na tabela 16, e aplicando o multiplicador atrelado aos impostos PIS, COFINS e ICMS obtêm-se novos valores a partir da figura 62.

R\$ 182.459,34	Sem imposto /ano
1.442169022	PIS, COFINS, ICMS
R\$ 263.137,21	Com imposto /ano

Figura 62: Custo total de energia considerando impostos

De acordo com [51] o sistema está alocado no subgrupo A4 comercial, uma vez que apresenta média tensão no intervalo de 2,3 a 25KV, e possui uma tarifa hora sazonal verde visto que a demanda contratada é única, ou seja, não difere de hora de ponta e fora de ponta. De acordo com o portal proveniente do projeto Campus Sustentável, foi possível extrair dados de potência ativa ao longo de 2019. Deste modo, ao encontrar o maior valor de potência em relação a todos os dados, foi definido que a potência demandada é de 300kW, com uma tarifa com tributos de R\$ 5,62/kW extraída de uma conta de luz arbitrária comercial. Já a conta do custo da energia em relação a hora sazonal verde será a soma total com impostos da figura 62 com o custo da demanda mensal representada na figura 63.

Demanda contratada		300	KW
Tarifas com Tributos	R\$	5,62	Reais/KW
Custo Demanda/mês	R\$	1.687,11	
Custo Demanda/ano	R\$	20.245,32	
Hora Sazonal Verde	R\$	283.382,53	/ano

Figura 63: Cálculo da demanda e do custo total de energia anual

Ao dividir o custo total de R\$ 283.382,53 pelo consumo total de energia de 361.310,51kWh, referente ao ano de 2019, resulta-se no valor unitário da energia de R\$0,79/kWh. Segundo [27], para o ano de 2020 a nova tarifa comercial da CPFL Paulista será de R\$0,80/kWh, o que está aproximadamente de acordo com o calculado para este projeto.

9.9 ANEXO I – RELATÓRIO DO PVSYST 7.0

PVSYST 7.0.5		22/08/20	Página 1/10						
Sistema acoplado à rede: Parâmetros da simulação									
Projeto : RU Unicamp - primeira versao									
Localização geográfica	Barão de Geraldo	Pais	Brazil						
Localização	Latitude -22.82° S	Longitude	-47.07° W						
Tempo definido como	Tempo legal	Fuso horário TU-3	Altitude 599 m						
	Albedo	0.20							
Dados meteorológicos:	Barão de Geraldo	Meteonorm 7.3, Sat=100% - Sintético							
Variante da simulação : Sem Otimizador + Inversor									
	Data da simulação	21/08/20 17h48							
Parâmetros da simulação	Tipo de sistema	Sheds num edificio							
Orientação do plano dos módulos	Inclinação	22°	Azimute -79°						
Configuração dos sheds	Nr. de sheds	20	Grupos Idênticos						
	Esp. entre sheds	4.80 m	Largura módulos 1.98 m						
Ângulo limite das sombras	Ângulo de perfil limite	13.3% Taxa de ocupação do solo (GCR) 41.3%							
Modelos utilizados	Transposição	Perez	Difuso Perez, Meteonorm separado Circumsolar						
Horizonte	Sem horizonte								
Sombras próximas	Cálculo elétrico detalhado (segundo disp. módulos)								
Exigências do consumidor :	Carga ilimitada (rede)								
Características do grupo FV									
Módulo FV	Si-poly	Modelo	CS6U - 335P						
Original Pvsyst database		Fabricante	Canadian Solar Inc.						
Número de módulos FV		Em série	20 módulos Em paralelo 23 strings						
Número total de módulos FV		Nr. módulos	460 Potência unitária 335 Wp						
Potência global do grupo		Nominal (STC)	154 kWp Em condições de func. 136 kWp (53°C)						
Características de funcionamento do grupo (50°C)	Umpp	658 V	I mpp 207 A						
Superfície total	Superfície módulos	894 m²	Superfície célula 806 m²						
Inversor		Modelo	ECO 27.0-3-S						
Original Pvsyst database		Fabricante	Fronius International						
Características	Potência unitária	27.0 kWac	Tensão func. 580-850 V						
Bateria de Inversores	Potência total	135 kWac	Rácio Phom 1.14						
	N.º de Inversores	5 unidades							
Total	Potência total	135 kWac	Rácio Phom 1.14						
Fatores de perda do grupo FV									
Fator de perdas térm.	Uc (const.)	20.0 W/m²K	Uv (vento) 0.0 W/m²K / m/s						
Perdas ôhmicas nos cabos	Res. global do grupo	166 m.º	Fração perdas 4.6 % em STC						
Perdas de qualidade dos módulos			Fração perdas -0.4 %						
Perdas de módulos com mismatch			Fração perdas 2.0 % no MPP						
Perdas de strings com mismatch			Fração perdas 0.10 %						
Efeito de incidência (IAM): Perfil personalizado									
	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
	0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

Pvsyst Evaluation mode

Todas as informações são sem garantias. A referência é o texto original.

Sistema acoplado à rede: Definição das sombras próximas

Projeto : **RU Unicamp - primeira versao**
 Variante da simulação : **Sem Otimizador + Inversor**

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Sheds num edifício
Sombras próximas	Cálculo elétrico detalhado	(segundo disp. módulos)
Orientação do plano dos módulos	Inclinação	22°
Módulos FV	Modelo	C86U - 335P
Grupo FV	Número de módulos	460
Inversor	Modelo	ECO 27.0-3-S
Bateria de Inversores	Número de unidades	5.0
Exigências do consumidor	Carga Ilimitada (rede)	
		azimute -79°
		Pnom 335 Wp
		Pnom total 154 kWp
		Pnom 27.00 kW ac
		Pnom total 135 kW ac

Perspetiva do desenho de sombras próximas

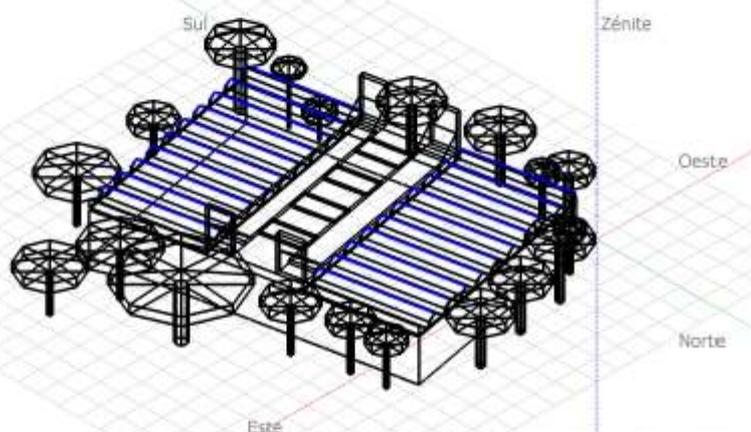
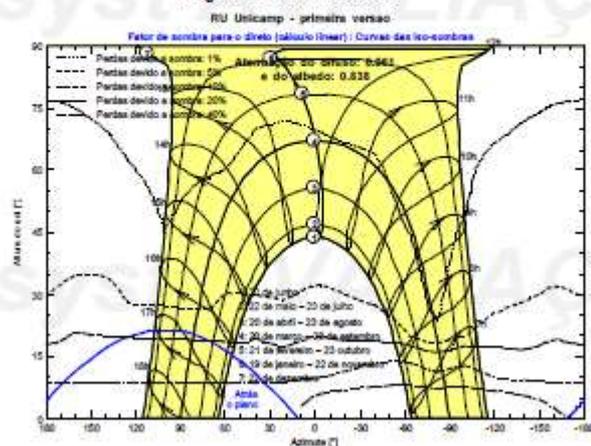


Diagrama das Iso-sombras



Sistema acoplado à rede: Resultados principais

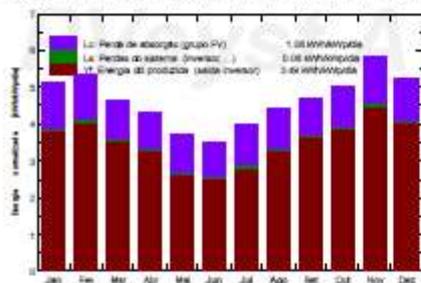
Projeto : **RU Unicamp - primeira versao**Variante da simulação : **Sem Otimizador + Inversor**

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Sheds num edifício
Sombras próximas	Cálculo elétrico detalhado	(segundo disp. módulos)
Orientação do plano dos módulos	Inclinação	22°
Módulos FV	Modelo	C36U - 335P
Grupo FV	Número de módulos	460
Inversor	Modelo	ECO 27.0-3-S
Bateria de Inversores	Número de unidades	5.0
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)	
		azimute -79°
		Pnom 335 Wp
		Pnom total 154 kWp
		Pnom 27.00 kW ac
		Pnom total 135 kW ac

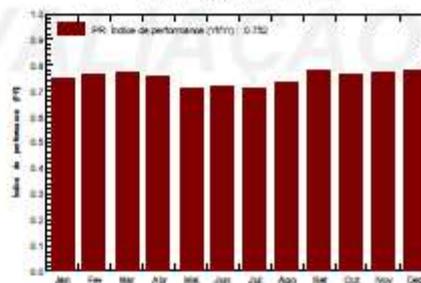
Resultados principais da simulação

Produção do sistema	Energia produzida	196,5 MWh/ano	Prod. específica	1275 kWh/kWp/ano
	Índice de performance (PR)	75.21 %		
Investimento	Global	957'555.65 BRL	Específico	6.21 BRL/Wp
Custo anual	Anuidades	0.00 BRL/ano	Custos de operação	13'044.18 BRL/ano
LCOE		0.45 BRL/kWh	Payback period	6.8 anos

Produções normalizadas (por kWp instalado): Potência nominal 154 kWp



Índice de performance (PR)

Sem Otimizador + Inversor
Balances e resultados principais

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEFF	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	rácio
Janeiro	159.1	84.00	23.26	158.5	150.0	16.75	16.34	0.751
Fevereiro	155.2	73.90	23.72	148.6	141.2	17.85	17.48	0.763
Março	147.9	73.70	23.72	143.1	135.8	17.32	16.95	0.769
Abril	128.9	60.60	22.11	130.0	122.5	15.42	15.10	0.754
Mai	116.0	43.40	18.94	115.8	106.6	12.93	12.65	0.709
Junho	102.2	43.90	18.26	105.2	95.8	11.90	11.63	0.718
Julho	117.6	39.20	17.54	122.8	112.3	13.69	13.40	0.708
Agosto	136.1	55.40	19.65	137.1	128.3	15.88	15.54	0.736
Setembro	141.8	61.80	20.36	142.1	135.0	17.30	16.93	0.773
Outubro	157.7	75.60	22.65	156.3	148.7	18.86	18.45	0.766
Novembro	176.1	70.10	22.25	174.0	166.4	21.14	20.70	0.772
Dezembro	169.2	95.60	23.06	161.7	153.2	19.72	19.30	0.775
Ano	1799.8	772.20	21.26	1695.2	1595.8	200.75	196.47	0.752

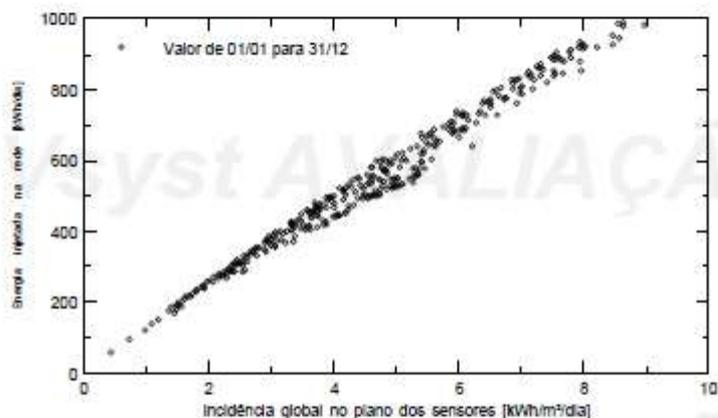
Legendas:	GlobHor	Irradiação global horizontal	GlobEFF	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras
	DiffHor	Irradiação difusa horizontal	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
	T_Amb	T amb.	E_Grid	Energia injetada na rede
	GlobInc	Irradência global no plano dos sensores	PR	Índice de performance

Sistema acoplado à rede: Gráficos especiais

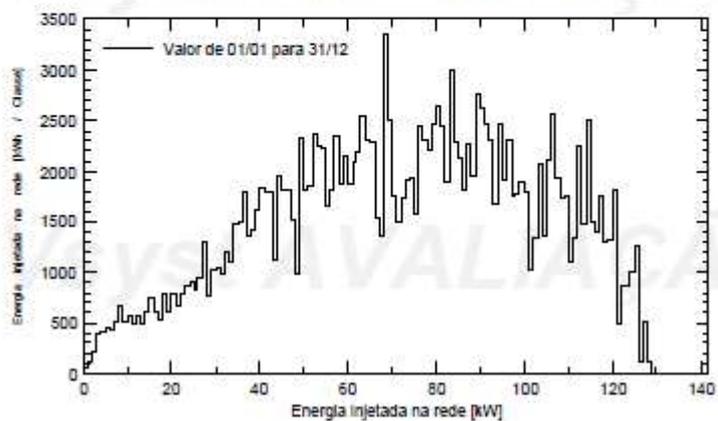
Projeto : **RU Unicamp - primeira versao**Variante da simulação : **Sem Otimizador + Inversor**

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Sheds num edificio
Sombras próximas	Cálculo elétrico detalhado	(segundo disp. módulos)
Orientação do plano dos módulos	Inclinação	22°
Módulos FV	Modelo	C96U - 335P
Grupo FV	Número de módulos	460
Inversor	Modelo	ECO 27.0-3-S
Bateria de Inversores	Número de unidades	5.0
Exigências do consumidor	Carga Ilimitada (rede)	
		azimute -79°
		Pnom 335 Wp
		Pnom total 154 kWp
		Pnom 27.00 kW ac
		Pnom total 135 kW ac

Diagrama de entrada / saída diário



Distribuição da potência à saída do sistema

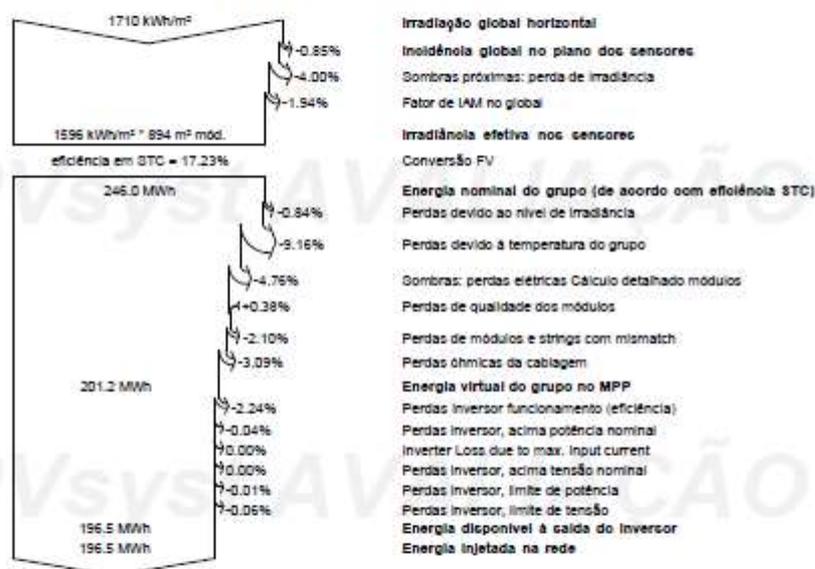


Sistema acoplado à rede: Diagrama de perdas

Projeto : **RU Unicamp - primeira versao**Variante da simulação : **Sem Otimizador + Inversor**

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Sheds num edifício
Sombras próximas	Cálculo elétrico detalhado	(segundo disp. módulos)
Orientação do plano dos módulos	Inclinação	22°
Módulos FV	Modelo	C36U - 335P
Grupo FV	Número de módulos	460
Inversor	Modelo	ECO 27.0-3-S
Bateria de Inversores	Número de unidades	5.0
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)	
		azimute -79°
		Pnom 335 Wp
		Pnom total 154 kWp
		Pnom 27.00 kW ac
		Pnom total 135 kW ac

Diagrama das perdas do ano inteiro



PVSYST 7.0.5		22/08/20	Página 6/10
Sistema acoplado à rede: Cost of the system			
Projeto : RU Unicamp - primeira versao			
Variante da simulação : Sem Otimizador + Inversor			
Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Sheds num edificio	
Sombras próximas	Cálculo elétrico detalhado	(segundo disp. módulos)	
Orientação do plano dos módulos	Inclinação	22°	azimute -79°
Módulos FV	Modelo	C36U - 335P	Pnom 335 Wp
Grupo FV	Número de módulos	460	Pnom total 154 kWp
Inversor	Modelo	ECO 27.0-3-S	Pnom 27.00 kW ac
Bateria de Inversores	Número de unidades	5.0	Pnom total 135 kW ac
Exigências do consumidor	Carga Ilimitada (rede)		
Installation costs			
Módulos FV			
C36U - 335P	460 unidades	614.00 BRL/unidade	374'440.00 BRL
Supports for modules	460 unidades	280.00 BRL/unidade	128'800.00 BRL
Inversores			
ECO 27.0-3-S	5 unidades	26'132.00 BRL/unidade	130'660.00 BRL
Instalação			
Transporte			27'873.25 BRL
Cabos			19'044.50 BRL
Settings			98'100.00 BRL
Seguros			
Liability insurance			33'377.26 BRL
Reposição Inversor	5 unidades	26'132.00 BRL/unidade	130'660.00 BRL
Proteção CC			12'791.64 BRL
Proteção CA			1'809.00 BRL
		Total	957'555.65 BRL
		Depreciable asset	633'900.00 BRL
Operating costs			
Manutenção			
Reparation			10'013.18 BRL/ano
Land rent			0.01 BRL/ano
		Total (OPEX)	10'013.19 BRL/ano
		Including Inflation (2.13%)	13'044.18 BRL/ano
System summary			
Total installation cost		957'555.65 BRL	
Operating costs (Incl. Inflation 2.13%/ano)		13'044.18 BRL/ano	
Energia produzida		196 MWh/ano	
Custo da energia produzida (LCOE)		0.451 BRL/kWh	

PVsys Evaluation mode

Tradução sem garantia. A referência é o texto inglês

Sistema acoplado à rede: Financial analysis

Projeto : RU Unicamp - primeira versao
Variante da simulação : Sem Otimizador + Inversor

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Sheds num edificio
Sombras próximas	Calculo elétrico detalhado	(segundo disp. módulos)
Orientação do plano dos módulos	Inclinação	22°
Módulos FV	Modelo	CS6U - 335P
Grupo FV	Número de módulos	460
Inversor	Modelo	ECO 27.0-3-S
Bateria de Inversores	Número de unidades	5.0
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)	
		azimute -79°
		Pnom 335 Wp
		Pnom total 154 kWp
		Pnom 27.00 kW ac
		Pnom total 135 kW ac

Financial parameters	
Simulation period	
Project lifetime	25 anos
Start year	2020
Income variation over time	
Inflação	2.13 %/ano
Production variation	-0.80 %/ano
Taxa de desconto	5.74 %/ano
Income dependent expenses	
Income tax rate	0.00 %/ano
Other income tax	0.00 %/ano
Dividends	0.00 %/ano
Financiamento	
Own funds	957'555.65 BRL

Electricity sale	
Feed-in tariff	0.79 BRL/kWh
Duration of tariff warranty	20 anos
Annual connection tax	0.00 BRL
Annual tariff variation	0.0 %/ano
Feed-in tariff decrease after warranty	50.00 %

Return on investment	
Payback period	6.8 anos
Net present value (NPV)	1'904'401.89 BRL
Return on Investment (ROI)	198.9 %

Sistema acoplado à rede: Financial analysis

Projeto : RU Unicamp - primeira versao

Variante da simulação : Sem Otimizador + Inversor

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Sheds num edificio
Sombras próximas	Cálculo elétrico detalhado	(segundo disp. módulos)
Orientação do plano dos módulos	inclinação	22°
Módulos FV	Modelo	CS6U - 335P
Grupo FV	Número de módulos	460
Inversor	Modelo	ECO 27.0-3-S
Bateria de inversores	Número de unidades	5.0
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)	
	azimute	-79°
	Pnom	335 Wp
	Pnom total	154 kWp
	Pnom	27.00 kW ac
	Pnom total	135 kW ac

Detailed economic results (BRL)

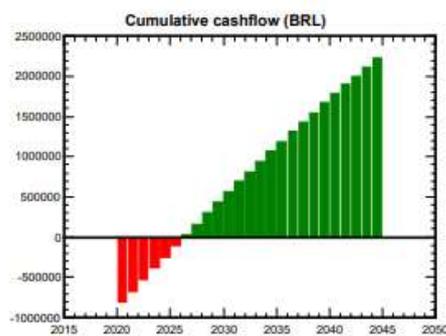
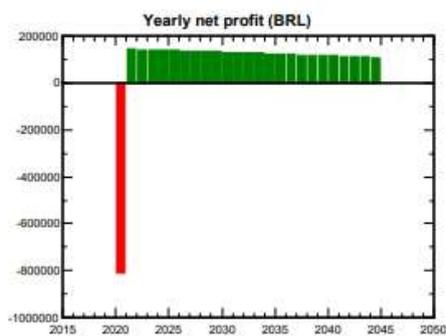
	Gross income	Custos operação	Deprec. allow.	Taxable income	Impostos	After-tax profit	Cumul. profit	% amort.
2020	155'212	10'013	0	145'199	0	145'199	-812'356	15.2%
2021	153'971	10'226	0	143'744	0	143'744	-668'612	30.2%
2022	152'729	10'444	0	142'285	0	142'285	-526'328	45.0%
2023	151'487	10'667	0	140'821	0	140'821	-385'507	59.7%
2024	150'246	10'894	0	139'352	0	139'352	-244'155	74.3%
2025	149'004	11'126	0	137'878	0	137'878	-103'278	88.7%
2026	147'762	11'363	0	136'399	0	136'399	28'122	102.9%
2027	146'520	11'605	0	134'915	0	134'915	163'037	117.0%
2028	145'279	11'852	0	133'427	0	133'427	296'464	131.0%
2029	144'037	12'105	0	131'932	0	131'932	428'396	144.7%
2030	142'795	12'362	0	130'433	0	130'433	558'829	158.4%
2031	141'554	12'626	0	128'928	0	128'928	687'757	171.8%
2032	140'312	12'895	0	127'417	0	127'417	815'174	185.1%
2033	139'070	13'169	0	125'901	0	125'901	941'075	198.3%
2034	137'829	13'450	0	124'379	0	124'379	1'065'484	211.3%
2035	136'587	13'736	0	122'850	0	122'850	1'188'304	224.1%
2036	135'345	14'029	0	121'316	0	121'316	1'309'620	236.8%
2037	134'103	14'328	0	119'776	0	119'776	1'429'396	249.3%
2038	132'862	14'633	0	118'229	0	118'229	1'547'625	261.8%
2039	131'620	14'945	0	116'675	0	116'675	1'664'300	273.8%
2040	130'378	15'263	0	115'115	0	115'115	1'779'416	285.8%
2041	129'137	15'588	0	113'549	0	113'549	1'892'964	297.7%
2042	127'895	15'920	0	111'975	0	111'975	2'004'939	309.4%
2043	126'653	16'259	0	110'394	0	110'394	2'115'333	320.9%
2044	125'412	16'606	0	108'806	0	108'806	2'224'139	332.3%
Total	3'507'799	326'104	0	3'181'695	0	3'181'695	2'224'139	332.3%

Sistema acoplado à rede: Financial analysis

Projeto : **RU Unicamp - primeira versao**

Variante da simulação : **Sem Otimizador + Inversor**

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Sheds num edificio
Sombras próximas	Cálculo elétrico detalhado	(segundo disp. módulos)
Orientação do plano dos módulos	inclinação 22°	azimute -79°
Módulos FV	Modelo CS6U - 335P	Pnom 335 Wp
Grupo FV	Número de módulos 460	Pnom total 154 kWp
Inversor	Modelo ECO 27.0-3-S	Pnom 27.00 kW ac
Bateria de inversores	Número de unidades 5.0	Pnom total 135 kW ac
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)	



Sistema acoplado à rede: CO2 Balance

Projeto : **RU Unicamp - primeira versao**
Variante da simulação : **Sem Otimizador + Inversor**

Parâmetros principais do sistema	Tipo de sistema	Sheds num edificio
Sombras próximas	Cálculo elétrico detalhado	(segundo disp. módulos)
Orientação do plano dos módulos	Inclinação	22°
Módulos FV	Modelo	C36U - 335P
Grupo FV	Número de módulos	460
Inversor	Modelo	ECO 27.0-3-S
Bateria de Inversores	Número de unidades	5.0
Exigências do consumidor	Carga ilimitada (rede)	
		azimute -79°
		Pnom 335 Wp
		Pnom total 154 kWp
		Pnom 27.00 kW ac
		Pnom total 135 kW ac

Generated emissions	Total: 266.68 tCO ₂
	Origem: Detailed calculation from table below:
Replaced Emissions	Total: 477.4 tCO ₂
	System production: 196.47 MWh/ano Tempo de vida: 30 anos
	Annual degradation: 1.0%
	Grid Lifecycle Emissions: 61 gCO ₂ /kWh
	Origem: Lista TEA País: Brazil
balanço CO₂	Total: 147.6 tCO ₂

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Módulos	Supports	Inversores
LCE	1713 kgCO ₂ /kWp	0.54 kgCO ₂ /kg	53.5 kgCO ₂ /unidades
Quantidade	154 kWp	4600 kg	5.00 unidades
Subtotal (kgCO ₂)	263930	2485	268

