

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLÓGICA DE SANTA CATARINA
CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

NÍKOLA ZAIA DE FIGUEIREDO

**ESTAÇÃO DE MONITORAMENTO PARA SUPORTE À GERAÇÃO E
MANUTENÇÃO DE USINAS FOTOVOLTAICAS**

FLORIANÓPOLIS, 2019.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLÓGICA DE SANTA CATARINA
CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

NÍKOLA ZAIA DE FIGUEIREDO

**ESTAÇÃO DE MONITORAMENTO PARA SUPORTE À GERAÇÃO
E MANUTENÇÃO DE USINAS FOTOVOLTAICAS**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador:
Prof. Cesar Alberto Penz, Dr.Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2019.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Zaia de Figueiredo, Nikola
ESTAÇÃO DE MONITORAMENTO PARA SUPORTE À GERAÇÃO E
MANUTENÇÃO DE USINAS FOTOVOLTAICAS / Nikola Zaia de Figueiredo
; orientação de Cesar Alberto Penz. - Florianópolis,
SC, 2020.
81 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal
de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado
em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico
de Eletrotécnica.
Inclui Referências.

1. Estação. 2. Monitoramento. 3. Usina . 4. Fotovoltaica.
I. Alberto Penz, Cesar. II. Instituto Federal
de Santa Catarina. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica.
III. Título.

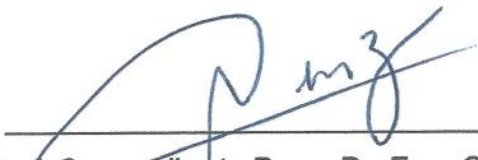
**ESTAÇÃO DE MONITORAMENTO PARA SUPORTE À GERAÇÃO E
MANUTENÇÃO DE USINAS FOTOVOLTAICAS**

NÍKOLA ZAIA DE FIGUEIREDO

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 06 de Dezembro, 2019.

Banca Examinadora:



Prof. Cesar Alberto Penz, Dr. Eng. Orientador



Prof. Daniel Tenfen, Dr. Eng.



Profa. Juliana Martins de Carvalho, M. Eng.

“Dedico a todos aqueles que
não tem medo de errar e
sabem que o caminho não é fácil”

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que me ajudaram a chegar onde cheguei. Aos meus amigos que me acompanharam e deram suporte. Ao meu orientador pelos conselhos e paciência. Aos meus pais que sempre investiram e acreditaram em mim. A minha namorada que me fez ir mais longe que eu pensei em ir. Aos meus familiares por sempre estarem ao meu lado em todas as horas. Aos meus professores, pelo conhecimento passado e as incríveis experiências que este curso me proporcionou.

"O desenvolvimento progressivo do homem é vitalmente dependente da invenção." (Nikola Tesla)

RESUMO

Para grandes usinas fotovoltaicas é imprescindível a instalação de estações solarimétricas. A análise de dados do ambiente e do sensoriamento de certos elementos de uma unidade geradora fotovoltaica são de suma importância para tomadas de decisão, diagnóstico e aumento de eficiência na geração. Este trabalho visa analisar os efeitos de grandezas que são obtidas por estações solarimétricas, sugerir outros pontos importantes que não são analisados pelas estações convencionais que podem modificar seu rendimento. Ademais, é apresentada a construção de uma estação que abrange as grandezas analisadas.

Palavras-chave: Fotovoltaica. Estação Solarimétrica. Eficiência.

ABSTRACT

For large photovoltaic plants, it is essential to install Solarimetric stations. The analysis of environmental data and the sensing of certain elements of a photovoltaic generation unit are of paramount importance for decision making, diagnosis and efficiency improvement in the generation. This work aims to analyze the effects of quantities that are obtained by Solarimetric stations, suggest other important points that are not analyzed by conventional stations that can modify their yield, the construction of a station that covers the previously analyzed and finally, the analysis of the developed station.

Keywords: Photovoltaic. Solarimetric Station. Efficiency.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Radiação solar	16
Figura 2 - Efeito fotovoltaico.....	17
Figura 3 - Células fotovoltaicas em série (a) e em paralelo (b)	18
Figura 4 - Célula, módulo e matriz fotovoltaica	18
Figura 5 - Comparação entre simulações	21
Figura 6 - Potencial de geração de energia fotovoltaica no mundo.....	22
Figura 7 - Geração solar por país até 2016.....	23
Figura 8 - Diagrama de perdas de um sistema fotovoltaico	25
Figura 9 - Sombreamento parcial.....	27
Figura 10 - Detalhe elemento de sombreamento	29
Figura 11 - Potência no módulo Canadian 385 MS com irradiância constante de 1000 W/m ²	30
Figura 12 - Potência no módulo Canadian 385 MS com temperatura constante de 25 °C.....	31
Figura 13 - Simulação 6 com usina no Rio de Janeiro	32
Figura 14 - Simulação 7 em Sobral	33
Figura 15 - Piranômetro de termopilha.....	36
Figura 16 - Piranômetro fotovoltaico	36
Figura 17 - Aspectos construtivos do pireliômetro.....	37
Figura 18 - Pireliômetro de 2 eixos.....	37
Figura 19 - Piranômetro com banda de sombreamento	38
Figura 20 - Piranômetro com esfera de sombreamento de dois eixos	38
Figura 21 - Sensor de temperatura dos módulos	39
Figura 22 - Termohigrômetro Campbell	40
Figura 23 - Barômetro Campbell	40
Figura 24 - Esquema de funcionamento pluviômetro	41
Figura 25 - Pluviômetro aberto	41
Figura 26 - Anemômetro do tipo caneco com indicador de direção do vento.....	42
Figura 27- Anemômetro ultrassônico 3D.....	42
Figura 28 - Módulo recém limpo em contraste com outros ainda sujos.	43
Figura 29 - Equipamento de medição de sujeira DustIQ	44
Figura 30 - Gráfico de sujeira ao longo dos dias.....	44
Figura 31 - Vegetação acima do nível dos módulos.....	45

Figura 32 - Fluxograma do sistema de monitoramento	46
Figura 33 - Diagrama de comunicação do protótipo.....	47
Figura 34 - Definição do equipamento	48
Figura 35 - Sensor presente no DustIQ.....	49
Figura 36 - Módulo limpo.....	50
Figura 37 - Módulo sujo.....	50
Figura 38 - Esquema de ligação do sensor de sujeira	51
Figura 39 - Testes sensor de sujeira em ambiente controlado.....	51
Figura 40 - Sensor de crescimento de herbáceas.....	53
Figura 41 - Diagrama elétrico sensor altura herbácea	53
Figura 42 - Testes sensor de crescimento de herbáceas.....	54
Figura 43 - Célula de referência	57
Figura 44 - Equipamento Solar02.....	57
Figura 45 - Calibração dos parâmetros do módulo	58
Figura 46 - Relação da tensão gerada no módulo com a irradiância	58
Figura 47 - <i>Gateway</i>	62
Figura 48 - Diagrama estação de monitoramento	63
Figura 49 - Estação em ambiente relevante.....	64
Figura 50 - Detalhe LED sensor de sujeira	64
Figura 51 - Sensor de crescimento de herbáceas.....	65
Figura 52 - <i>Gateway</i> versão final.....	66
Figura 53 - Bateria com termistor a esquerda e compartimento selado a direita	67
Figura 54 - Fluxograma do programa da estação de monitoramento.....	68
Figura 55 - Umidade relativa para o dia 23/08/2019	70
Figura 56 - Pressão atmosférica para o dia 23/08/2019.....	71
Figura 57 - Temperaturas para o dia 23/08/2019	72
Figura 58 - Nível de sujeira	73
Figura 59 - Irradiância real e irradiância com protótipo	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tecnologias mais utilizadas para módulos fotovoltaicos	19
Tabela 2 - Tabela comparativa de tamanhos das usinas	21
Tabela 3 - Simulação 4 de geração com 1072,3 kWp	28
Tabela 4 - Consequências do sombreamento sobre a simulação 4	29
Tabela 5 - Perdas por sombreamento	30
Tabela 6 - Comparativos simulações 4,6 e 7	33
Tabela 7 - Grandezas que podem ser monitoradas pela estação de monitoramento solarimétrico/climático	35
Tabela 8 - Teste de diferentes níveis de redução do fluxo luminoso	52
Tabela 9 - Sensores temperatura, umidade e pressão	55
Tabela 10 - Comparativo entre microcontroladores	60
Tabela 11 - Validação temperaturas	72
Tabela 12 - Testes com validação dos níveis de altura das herbáceas	74

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

DAE – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica

EPE – EMPRESA de Pesquisa Energética

IFSC – Instituto Federal de Santa Catarina

LDR – *Light Dependent Resistor*

LDR – Resistor Dependente de Luz

LED – Diodo Emissor de Luz

O&M – Operação e Manutenção

RTC – *Real Time Clock*

UFV – Usina Fotovoltaica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Objetivos	14
1.1.1	Objetivo Geral	14
1.1.2	Objetivos Específicos	15
1.2	Estrutura do trabalho	15
2	USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS: ASPECTOS TEÓRICOS E PRÁTICOS	16
2.1	Energia Solar Fotovoltaica	16
2.2	Análise do tamanho das usinas	20
2.3	Desempenho de usinas fotovoltaicas	22
2.4	Perdas em sistemas fotovoltaicos	24
2.4.1	Sombreamento.....	28
2.4.2	Radiação solar e temperatura	30
2.5	Estações solarimétricas	34
2.5.1	Grandezas analisadas pelas estações solarimétricas.....	35
2.5.2	Grandezas não monitoradas pelas estações solarimétricas	43
3	DESENVOLVIMENTO DO PROTÓTIPO	46
3.1	Arquitetura do sistema	46
3.1.1	Escolha dos sensores	49
3.1.1.1	<i>Sensor de nível de sujeira</i>	49
3.1.1.2	<i>Sensor de crescimento de herbáceas</i>	52
3.1.1.3	<i>Sensores de temperatura, umidade relativa do ar e pressão atmosférica</i> ..	55
3.1.1.4	<i>Sensor de irradiância</i>	57
3.1.2	Escolha do sistema de comunicação	59
3.1.2.1	<i>Definição do elemento de sincronismo</i>	59
3.1.2.2	<i>Definição do microcontrolador para a estação de monitoramento</i>	60
3.1.2.3	<i>Definição do gateway</i>	61
3.1.2.4	<i>Estação montada</i>	62
3.1.3	<i>Gateway</i>	65
3.1.3.1	<i>Definição sistema de potência para a estação de monitoramento</i>	66
3.2	Arquitetura da programação	67
3.3	Análise dos resultados	70
4	CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	75
	REFERÊNCIAS	76

1 INTRODUÇÃO

Com a motivação de manter o bom desempenho de geração, as usinas fotovoltaicas acompanham diferentes parâmetros elétricos e ambientais a fim de antecipar manutenções e verificar se a geração está atendendo as expectativas de projeto. Para converter a energia de radiação solar em elétrica são utilizados módulos fotovoltaicos que geram energia elétrica em corrente contínua, que é convertida em alternada através de um inversor de frequência. A maioria dos inversores atuais monitora potência, corrente, tensão e fator de potência. Entretanto a aquisição de dados ambientais é opcional.

O rendimento de uma unidade de geração fotovoltaica é o *Performance Ratio* (PR), que indica a geração da usina fotovoltaica (UFV) com relação à geração possível. Esta grandeza é utilizada no mundo inteiro e é inclusa em editais de construções e concessões de UFV.

Os parâmetros elétricos estão ligados aos ambientais já que a geração é dependente do ambiente, como por exemplo, dia ensolarado, nublado, temperaturas elevadas ou baixas, velocidade do vento e nível de umidade. Assim, em grandes plantas geradoras é fundamental o acompanhamento dos fatores ambientais para se estabelecer a performance da planta geradora, pois uma pequena variação percentual na geração significa uma considerável quantidade de energia.

As estações de monitoramento de grandezas ambientais utilizadas em usinas fotovoltaicas seguem padrões estabelecidos tanto por normas nacionais quanto internacionais, além de algumas tendências do mercado. Uma norma brasileira que descreve os requisitos para o cálculo de desempenho considerando os dados solarimétricos é a NBR16274: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho (ABNT,2014). Segundo essa norma, para o cálculo da *performance ratio* deve-se utilizar sensores de radiação solar e temperatura dos módulos.

Para solicitação de cadastramento e habilitação técnica com vistas à participação nos leilões de energia elétrica, deve-se medir grandezas de irradiação

global horizontal, dados de temperatura, umidade relativa do ar e velocidade do vento (EPE, 2014).

Atualmente as estações de monitoramento convencionais para aplicações em UFV medem grandezas de radiação solar, velocidade do vento, temperatura ambiente e do módulo. Tais estações, na maioria das vezes, estão atreladas a grandes usinas e a um elevado preço que, dependendo da qualidade desejada das medições e quantidade de sensores, podem chegar a dezenas de milhares de reais que dependendo do tamanho da UFV o valor se dilui.

Outros fatores que também afetam a geração, muitas vezes ignorados ou realizados de maneira empírica são fatores como limpeza dos módulos e controle de relva. A limpeza dos módulos é fundamental pois sem ela a eficiência reduz em 10–25% (WANG et al., 2018) e pode causar danos óticos e elétricos irreversíveis aos módulos. Já o controle da relva deve ser realizado para que a vegetação não produza sombreamento nos módulos fotovoltaicos, causando perdas de geração de energia elétrica e danos irreversíveis aos módulos.

Atualmente existem inúmeros sensores disponíveis no mercado com preços acessíveis, alguns até custando centavos de reais. Assim é possível criar soluções de baixo custo, com menor qualidade, porém com indicadores suficientes para o acompanhamento de fatores ambientais.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Desenvolver um protótipo de sensoriamento ambiental e aquisição de dados para unidades geradoras fotovoltaicas de solo com a finalidade de manter e melhorar seu rendimento.

1.1.2 Objetivos Específicos

- a) Realizar pesquisa bibliográfica acerca das grandezas a serem monitoradas.
- b) Realizar pesquisa bibliográfica acerca dos sensores presentes nas estações solarimétricas.
- c) Pesquisar e verificar as soluções comerciais de estações de monitoramento.
- d) Propor arquitetura de sensores e sistema de aquisição, processamento e comunicação de dados.
- e) Construir um protótipo de estação de monitoramento para as grandezas relevantes.
- f) Avaliar em laboratório e ambiente relevante.

1.2 Estrutura do trabalho

O capítulo 2 apresenta pesquisa bibliográfica e simulações a fim de criar embasamento teórico e prático sobre o tema. Inicia-se com uma introdução aos sistemas fotovoltaicos, quais grandezas influenciam na geração de energia elétrica provida de fontes fotovoltaicas e os equipamentos utilizados para medir tais grandezas.

O capítulo 3 apresenta o processo de desenvolvimento do protótipo. Inicialmente são escolhidos: a topologia de funcionamento, as grandezas a serem monitoradas, os sensores, o sistema de aquisição de dados, o sistema de comunicação e a alimentação. Posteriormente, é apresentada a arquitetura e montagem do sistema. Ao fim do capítulo são expressos os resultados com suas análises.

O capítulo 4 apresenta as considerações finais para o trabalho e as indicações para trabalhos futuros.

2 USINAS SOLARES FOTOVOLTAICAS: ASPECTOS TEÓRICOS E PRÁTICOS

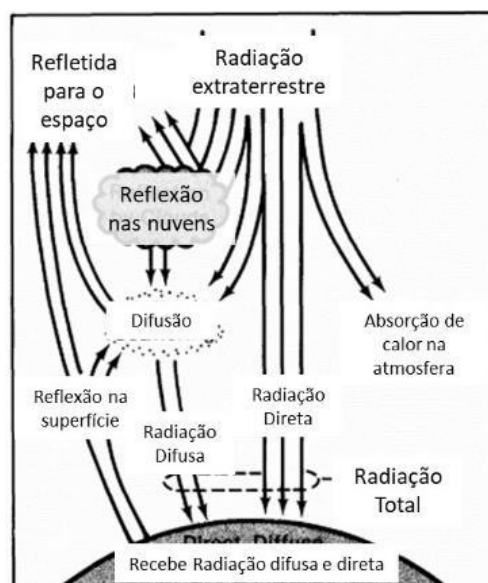
Neste capítulo serão descritos a fundamentação teórica e o estado da arte em que se encontram as estações de monitoramento ambiental que embasam o desenvolvimento do trabalho.

2.1 Energia Solar Fotovoltaica

O sol é responsável por grande parte da geração de energia no mundo. O ciclo da água ocorre devido a sua evaporação ao ser aquecida pelo sol. Os combustíveis fósseis que são utilizados para inúmeros fins têm como fonte primária o sol, que fixa a energia de forma química em moléculas orgânicas. Para a energia fotovoltaica, a conversão de energia luminosa em elétrica é direta (NREL,1982).

Os raios solares extraterrestres que chegam à atmosfera podem refletir, difundir ou incidir sobre corpos no planeta como mostra a Figura 1. As radiações que atingem a superfície dos módulos podem ser diferenciadas em direta e difusa. A soma da radiação direta e difusa é definida como total (NREL,1982).

Figura 1 - Radiação solar

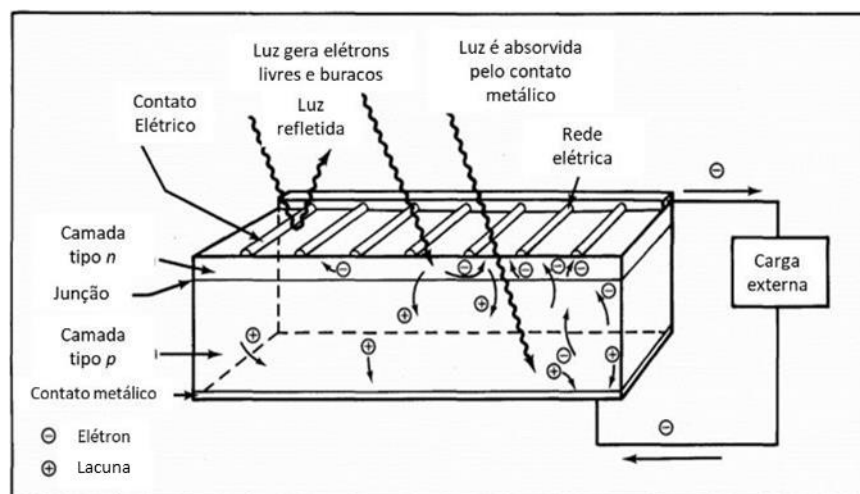


Fonte: Adaptado de NREL (1982).

A geração de energia elétrica utilizando espectros de luz visível foi observado pela primeira vez por Edmond Becquerel, em 1839, e apresentado no artigo “*Memoire sur les effects d’électriques produits sous l’influence des rayons solaires*”, em tradução literal para o português, “Memórias sobre os efeitos da eletricidade produzida sob a influência dos raios solares”. Esse artigo descreve um experimento realizado por Becquerel em que ele observa uma pequena diferença de potencial ao introduzir placas metálicas de platina ou prata em um eletrólito na presença de luz, o primeiro passo no estudo do efeito fotovoltaico (BRITO, 2006).

O efeito fotovoltaico é um fenômeno físico que ocorre quando conjuntos de fótons transferem sua energia aos elétrons do material que é atingido pela luz. A intensidade da energia transmitida difere-se pelo comprimento de onda dos diferentes espectros existentes. As células de silício (material usualmente empregado para geração solar fotovoltaica) utilizadas para a geração de energia fotovoltaica são constituídas de duas camadas dopadas de silício – uma do tipo *n* e uma do tipo *p* – uma junção *pn*. A camada *n* é fina e permite a passagem da luz para a camada *p*. Quando as camadas absorvem a luz, os elétrons ganham energia e saem de sua camada de valência, criando lacunas a serem preenchidos. Após a absorção nas camadas (Figura 2) acontece um acúmulo de elétrons na camada *n* e um acúmulo de lacunas na camada *p*, que, ao serem conectados à materiais condutores e a uma carga permitem a passagem de uma corrente elétrica do tipo contínua (NREL, 1982).

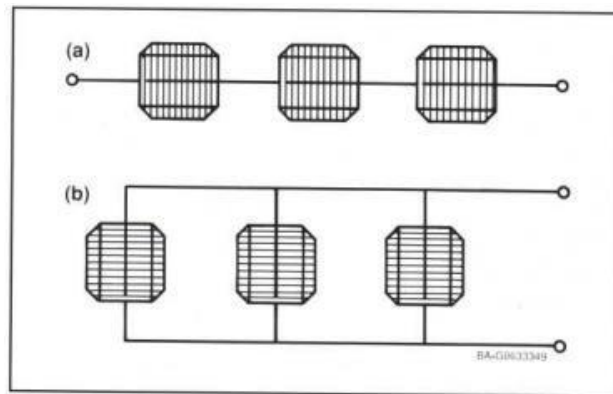
Figura 2 - Efeito fotovoltaico



Fonte: Adaptado de NREL (1982).

Para a utilização do efeito fotovoltaico, são utilizadas células de material semiconductor de diferentes tipos, mas tendo como principal, o silício. Essas células são conectadas em série para aumentar a tensão e em paralelo para aumentar a capacidade de fornecimento de corrente elétrica conforme Figura 3 (NREL, 1995).

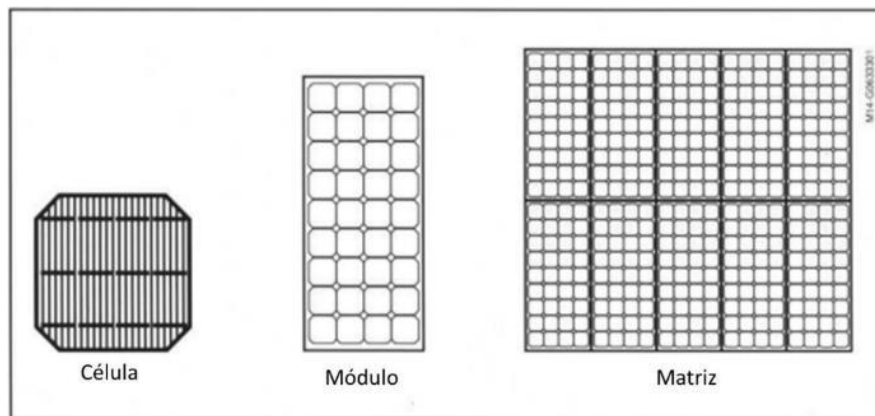
Figura 3 - Células fotovoltaicas em série (a) e em paralelo (b)



Fonte: NREL (1982).

O conjunto de células fotovoltaicas são agrupadas e fixadas em módulos, que são conectados em série e em paralelo para a formação de uma matriz de módulos, como mostra a Figura 4 (NREL, 1995).

Figura 4 - Célula, módulo e matriz fotovoltaica



Fonte: Adaptado de NREL (1995).

Para a conversão da energia elétrica em corrente contínua para corrente alternada é utilizado um equipamento que por meio de componentes de eletrônica de potência, consegue gerar ondas alternadas em sua saída, tal equipamento é comumente chamado de inversor solar. A qualidade da forma de onda de saída varia conforme a qualidade do inversor. Os inversores além de converter a corrente contínua em alternada, ainda possuem itens como: rastreamento do ponto de máxima potência, monitoramento de grandezas elétricas (tensão, corrente, fator de potência, potências e frequência) e proteções contra falhas elétricas (NREL, 1995).

Um item que surgiu nos últimos anos foi o otimizador fotovoltaico, que é instalado nos módulos e permite o rastreamento do ponto de máxima potência em cada módulo, o isolamento do módulo em caso de sombra parcial e diminuição das dimensões dos inversores, já que parte do circuito de potência é passado ao otimizador (SOLAREEDGE, 2019).

Para a captação da energia solar fotovoltaica são utilizadas células fotovoltaicas, que podem ser de diferentes tecnologias como mostra a Tabela 1. Essas tecnologias possuem diferentes índices de eficiência que impactam diretamente na geração da unidade geradora fotovoltaica. Dentre as tecnologias citadas na Tabela 1, as mais utilizadas pela relação custo/benefício são as de silício policristalino, indicada como Si -poli na Tabela.

Tabela 1 - Tecnologias mais utilizadas para módulos fotovoltaicos

Classificação	Eficiência % (max)	Custo
Silício		
Si- mono	26,7 ± 0,5	Elevado
Si - poli	22,3 ± 0,4	Mediano
Amorfo		
Si (amorfo/microcristalino)	10,2 ± 0,3	Baixo

Fonte: adaptado de GREEN et al (2019).

Segundo ABSOLAR (2018), em 2018 a potência instalada no Brasil de sistemas fotovoltaicos atingiu 1306 MW, o que representa 0,8% da matriz energética nacional.

2.2 Análise do tamanho das usinas

A geração de energia é diretamente proporcional à área total de módulos fotovoltaicos que têm contato com a luz solar. Para as usinas de solo deve-se levar em consideração o espaçamento entre as matrizes de módulos, aumentando ainda mais o espaço necessário para a geração.

Este projeto tem como base a instalação em usinas de solo. Para se analisar a ordem de grandeza nas dimensões requeridas para usinas de solo em Santa Catarina será utilizado o *software HelioScope* para gerar 4 simulações de ocupação do solo com uma usina fotovoltaica no IFSC Câmpus Florianópolis. Todas as simulações utilizaram módulos fotovoltaicos de 345 Wp¹, mesmo ângulo azimutal, mesma disposição das mesas de sustentação dos módulos e não contemplam a parte em corrente alternada da planta fotovoltaica.

As simulações irão partir das áreas de locais conhecidos e terminarão quando a simulação ultrapassar 1 MWp de potência de módulos instalada

A simulação 1 utiliza a área de uma das quadras de esportes do local analisado. Para essa simulação se obtém uma área de 1585 m² (aproximadamente 49,3 m X 32,1 m) obtendo-se 132,5 kWp, como mostra a Figura 5.

A simulação 2 cobre as outras duas quadras tem-se uma área de 3809 m² (aproximadamente 49,3 m X 77,2 m) com 331,2 kWp como mostra a Figura 5.

A simulação 3 obtém 510,6 kWp, assim é necessário expandir a área para 5920 m² (aproximadamente 78,6 m X 75,1 m) que equivale em avançar sobre a pista de corrida como mostra a Figura 5.

A simulação 4 obtém 1072,3 kWp, assim é necessário expandir a área para 12356,7 m² (aproximadamente 164,5 m X 75,1 m) que equivale em avançar sobre a estação meteorológica e próximo ao limite sul do terreno como mostra a Figura 5.

Analisando os casos percebe-se que as usinas podem tomar grandes dimensões analisando, de extremidade a extremidade, tendo como diagonal, para o maior caso analisado aproximadamente 180 m. Se considerarmos uma distância

¹ Módulo típico para instalações fotovoltaicas no ano de elaboração deste trabalho.

de 50 m do perímetro da usina para um ponto de comunicação e energia, tem-se 230 m que devem ser levados em consideração para o desenvolvimento do protótipo.

Com a ferramenta *Google Earth* consegue-se medir a área aproximada do terreno do IFSC, 48935 m² e assim pode-se comparar a ocupação para cada simulação na Tabela 2. Com essa comparação percebe-se as grandes dimensões que a usina pode tomar.

Tabela 2 - Tabela comparativa de tamanhos das usinas

	Potência [kWp]	Diagonal [m]	Área [m ²]	Ocupação terreno IFSC
Usina 1	132,5	58,83	1585	3%
Usina 2	331,2	91,60	3809	8%
Usina 3	501,6	108,71	5920	12%
Usina 4	1072,3	180,83	12356	25%
IFSC	-		48935	100%

Fonte: Elaboração própria (2019).

Ainda é possível analisar todas as simulações sobre a mesma área para melhor visualizar suas diferenças de tamanho, como mostra a Figura 5.

Figura 5 - Comparação entre simulações



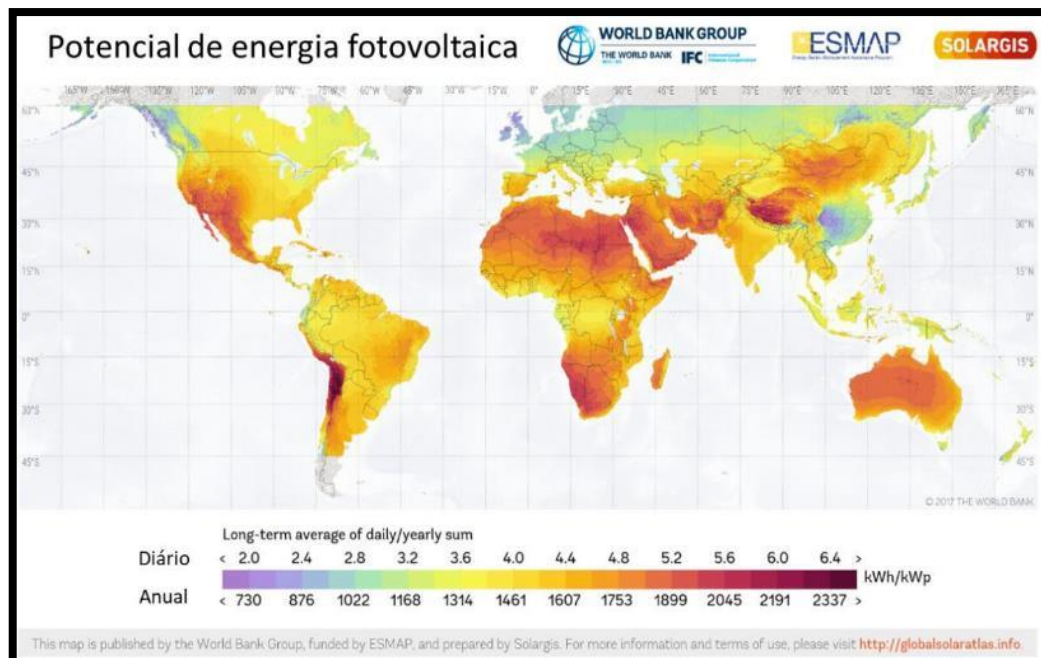
Fonte: Elaboração própria (2019).

2.3 Desempenho de usinas fotovoltaicas

A geração fotovoltaica depende de diversos fatores que são decisivos para a performance do sistema. Ela depende da radiação que chega até o plano que está instalado o sistema fotovoltaico, das tecnologias envolvidas (inversores, módulos e otimizadores), se os módulos estão corretamente instalados, se estão limpos, se não existe sombreamentos parciais ou totais, da temperatura (do módulo e ambiente) e do fluxo de ar.

A radiação solar é o fator principal para a geração de energia elétrica utilizando energia solar fotovoltaica. A Figura 6 demonstra o potencial de geração de energia fotovoltaica no mundo, pode-se perceber no mapa que, em geral, a Europa possui menor potencial comparado ao Brasil, entretanto a quantidade de sistemas instalados são maiores, como mostra Figura 7. O Brasil se encontra no item “outros” e, entre os 15 primeiros colocados, 7 são europeus.

Figura 6 - Potencial de geração de energia fotovoltaica no mundo



Fonte: Adaptado de Global Solar Atlas (2016).

Figura 7 - Geração solar por país até 2016

Geração Solar por País 1990 a 2016 (%)							
nº	País	1990	2000	2010	2014	2015	2016
1	China	0,5	2,0	2,1	12,0	15,0	19,9
2	Estados Unidos	95,9	47,6	9,0	14,9	15,4	17,1
3	Japão	0,3	26,0	9,8	12,0	14,3	14,9
4	Alemanha	0,3	5,5	35,2	18,4	15,1	11,5
5	Itália	1,0	1,7	5,7	11,4	9,0	6,9
6	Espanha	1,5	1,6	21,3	7,0	5,4	4,1
7	Índia	-	0,6	0,8	2,2	2,6	3,6
8	Reino Unido	-	0,1	0,1	2,1	3,0	3,1
9	França	-	0,5	1,9	3,0	2,9	2,5
10	Austrália	-	4,3	2,9	2,5	2,3	2,1
11	Coréia do Sul	-	0,5	2,3	1,3	1,6	1,6
12	Grécia	-	-	0,5	1,9	1,5	1,2
13	África do Sul	-	-	0,1	0,6	1,1	1,0
14	Canadá	-	1,5	0,7	1,0	1,0	0,9
15	Bélgica	-	-	1,7	1,5	1,2	0,9
	Outros	0,5	8,2	5,9	8,4	8,7	8,9
	Mundo	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
	Mundo (TWh)	0,4	1,1	33,3	196,3	256,2	333,1
	%/total *	0,003	0,007	0,15	0,8	1,1	1,4

*% sobre a geração mundial de energia elétrica

Fonte: MME (2016).

Para conferir o desempenho das usinas, pode-se analisar sua geração em um dado período, o que é chamado de *yield*, segundo (TAVARES PINHO; GALDINHO, 2014, p.478), pode-se ainda realizar o cálculo da taxa de desempenho da usina ou *performance ratio*, também conhecida como TD ou PR. Essa taxa mostra o desempenho de uma geração fotovoltaica com relação às condições no período ou momento analisado.

Segundo NREL (2013), o cálculo necessário para a obtenção da taxa de desempenho é a Equação 1 em que é realizado considerando dados ambientais de uma usina solar fotovoltaica (irradiação e temperatura das células fotovoltaicas). Isso permite a visualização da performance da usina no momento analisado.

$$PR = \frac{\sum ENac_i}{\sum [Pstc(\frac{Gpoai}{Gstc})(1 - \frac{\delta}{100}) * (Tcel_{med} - Tcel_i)]} \quad (1)$$

Onde,

PR – Taxa de desempenho adimensional

$ENac_i$ – Potência CA gerada pelo inversor em kW

$Pstc$ – Potência nominal dos módulos instalados em kW

$Gpoai$ – Irradiância medida no plano dos módulos em kW/m²

G_{stc} – Irradiância de referência em 1000 W/m^2

$T_{cel_{med}}$ – Temperatura média de um ano da célula/módulo em $^{\circ}\text{C}$

T_{celi} - Temperatura da célula/módulo atual em $^{\circ}\text{C}$

δ - Coeficiente de temperatura do módulo instalado em $\%/^{\circ}\text{C}$

Como já citato anteriormente, os fatores ambientais influenciam o desempenho do sistema. A poeira sobre os módulos fotovoltaicos influencia negativamente nos módulos, visto que diminui a passagem de luz para as células fotovoltaicas e pode elevar a temperatura das células, danificando-as. Em regiões em que o nível de poeira é alto, as perdas podem chegar a $\frac{1}{4}$ da geração (Wang, 2018).

Com a deposição de sujeira nos módulos fotovoltaicos são geradas zonas sombreadas com pontos quentes que acabam por degradar as células fotovoltaicas. A degradação das células em um experimento em Santiago no Chile demonstrou que houve uma degradação de 1,29% nas células de silício policristalino, de 1,74% nas células de silício monocristalino e de 2,77% nas células de silício amorfo (URREJOLA et al., 2016).

Outro efeito da temperatura é o aumento da resistência nos condutores do sistema fotovoltaico, aumentando as perdas. Essa temperatura pode ser reduzida pelo vento do local, ou seja, em locais mais ventilados pode-se atingir melhores resultados de eficiência (KALDELLIS, 2013).

2.4 Perdas em sistemas fotovoltaicos

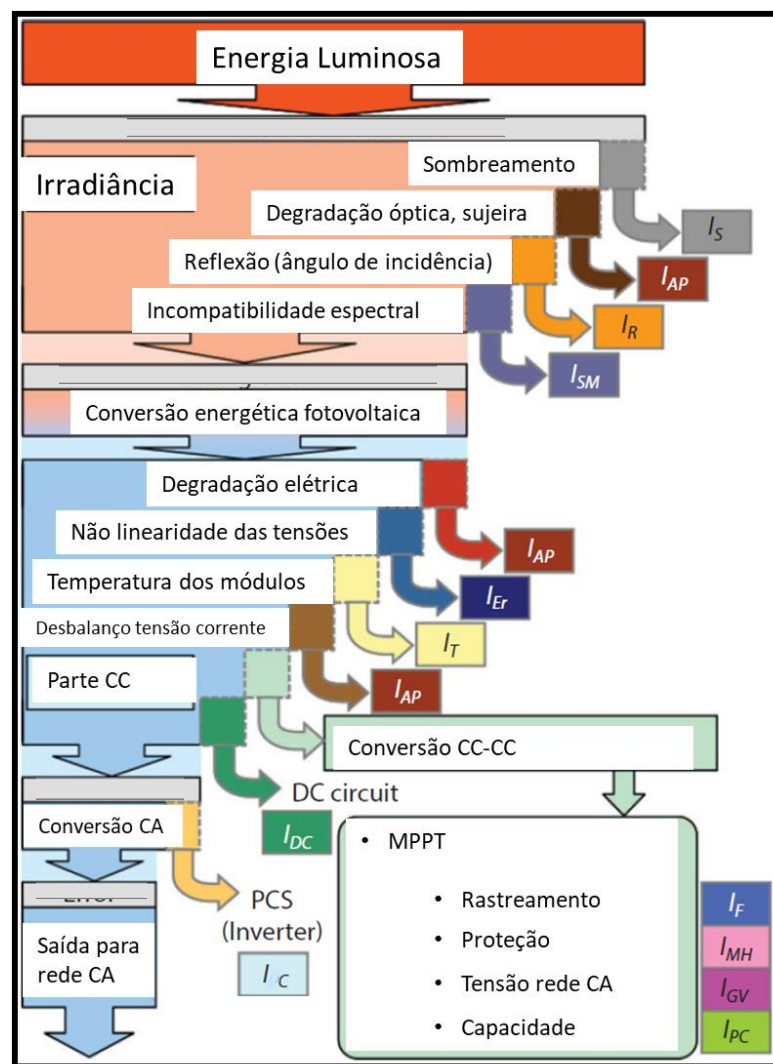
Os sistemas fotovoltaicos estão sob influência de fatores que alteram diretamente a geração. Quando a geração é reduzida, essas influências são chamadas de perdas e são levadas em consideração para o projeto de sistemas fotovoltaicos, pois sem a consideração de tais fatores a geração projetada para o sistema será errônea e não causará o retorno energético e financeiro esperado pela instalação fotovoltaica.

As perdas ocorrem por fatores ambientais e pelos elementos presentes no sistema fotovoltaico, tanto pelo lado de corrente contínua, quanto pelo da corrente

alternada. Sabendo disso é possível utilizar o diagrama de perdas presente na Figura 8 para entender melhor as perdas envolvidas (FREUNEK MÜLLER, 2018, p. 216-233).

Pelos sistemas de simulação² para instalações fotovoltaicas, é possível ter ciência da influência de cada um desses parâmetros no processo. Ao saber o nível de perdas, é possível conhecer a eficiência da instalação fotovoltaica, ou seja, tem-se outro fator para quantificar o desempenho de uma UFV.

Figura 8 - Diagrama de perdas de um sistema fotovoltaico



Fonte: Adaptado de Freunek Müller (2018).

² Sistemas de simulação como *PVSyst*, *Helioscope* ou *PVSol*

A perda no sistema fotovoltaico pode ser obtida pela soma das perdas individuais apresentadas na Figura 8 como mostra a Equação 2.

$$Perdas = I_s + I_{AP} + I_R + I_{SM} + I_{Er} + I_T + I_{DC} + I_C + I_F + I_{MH} + I_{GV} + I_{PC} \quad (2)$$

Onde,

$Perdas$ – Perda total percentual

I_s – Perda por sombreamento em %

I_{AP} – Perda por sujeira em %

I_R – Perda por reflexão em %

I_{SM} – Perda por incompatibilidade espectral em %

I_{Er} – Perda por divergências entre as tensões de circuito aberto entre os módulos em série em %

I_T – Perda por temperatura em %

I_{DC} – Perdas no circuito CC em %

I_C – Perda na conversão de CC me CA em %

I_F – Perda por desbalanço no rastreamento do ponto de máxima potência em %

I_{MH} – Perda pelas proteções do inversor em %

I_{GV} – Perda pela tensão da rede em %

I_{PC} – Perda por falta de capacidade de geração em %

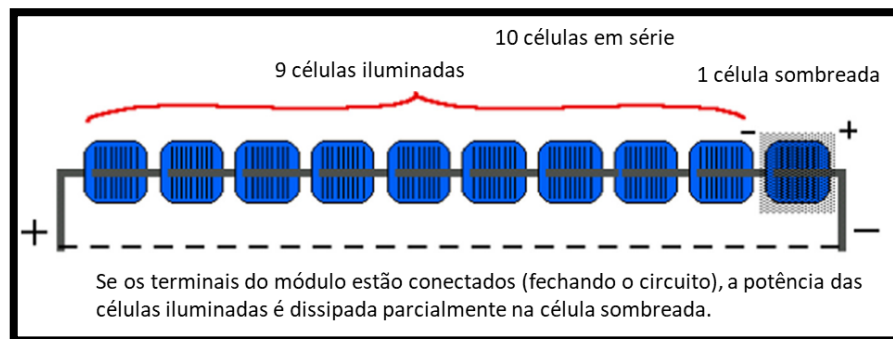
Desconsiderando o ponto de vista ambiental, têm-se as perdas I_{DC} , I_C , I_F , I_{MH} , I_{GV} e I_{PC} . Para essas perdas estão presentes fatores tecnológicos e elétricos dos inversores e rede CA a qual o inversor está conectado.

Sob o ponto de vista ambiental, têm-se as outras perdas que são mostradas na sequência.

O sombreamento em módulos e células fotovoltaicas pode ser parcial ou total. Esse pode ocorrer devido a elementos geradores de sombra e elementos sobre a superfície do módulo. Tal evento causa perdas, pois a radiação não consegue chegar no semicondutor de forma efetiva.

Para o caso específico de sombreamento parcial constante deve-se atentar para os danos elétricos e óticos que podem ocorrer ao módulo. Dependendo das características da sujeira acumulada na superfície do módulo, pode haver danos que mesmo após a limpeza, o módulo permaneça com problemas de geração. Os danos óticos ocorrem devido à degradação do vidro do módulo. Já os danos elétricos ocorrem devido aos pontos quentes que são explicados pela Figura 9 (REZA MAGHAMI et al., 2016).

Figura 9 - Sombreamento parcial



Fonte: Adaptado de REZA MAGHAMI et al. (2016).

Nem toda a luz solar que incide sobre o módulo fotovoltaico é convertida em energia elétrica, isso porque enquanto uma parte chega ao semicondutor, outras duas são absorvidas e refletidas, gerando perdas.

Ao ocorrer a incidência luminosa diferentes para um mesmo conjunto de módulos ligados em série haverá perda devido divergências entre as tensões de circuito aberto entre os módulos, tendo assim diferentes pontos ótimos de operação para o sistema e sem ser possível atingir a todos (REZA MAGHAMI et al., 2016).

No intuito de analisar dois fatores importantes, sombreamento e temperatura, são realizados prognósticos de geração de energia elétrica utilizando a simulação 4. Por ter flexibilidade na simulação pode-se alterar diferentes parâmetros e verificar a influência de cada um na geração. Para essa simulação estão sendo utilizados inversores Huawei sun2000 100ktl como inversor base no teste, pois é um inversor que possui capacidade para 12 conjunto de módulos ligados em paralelo, com 6 rastreadores de máxima potência (2 entradas CC para cada), o que de maneira

geral diminui as perdas quando há diferenças de tensão entre módulos e conjuntos de módulos.

Para a simulação anterior obteve-se os dados apresentados na Tabela 3, percebe que as perdas por sombreamento são de 0,7% ocasionadas pelas sombras causadas pela própria instalação fotovoltaica.

Tabela 3 - Simulação 4 de geração com 1072,3 kWp

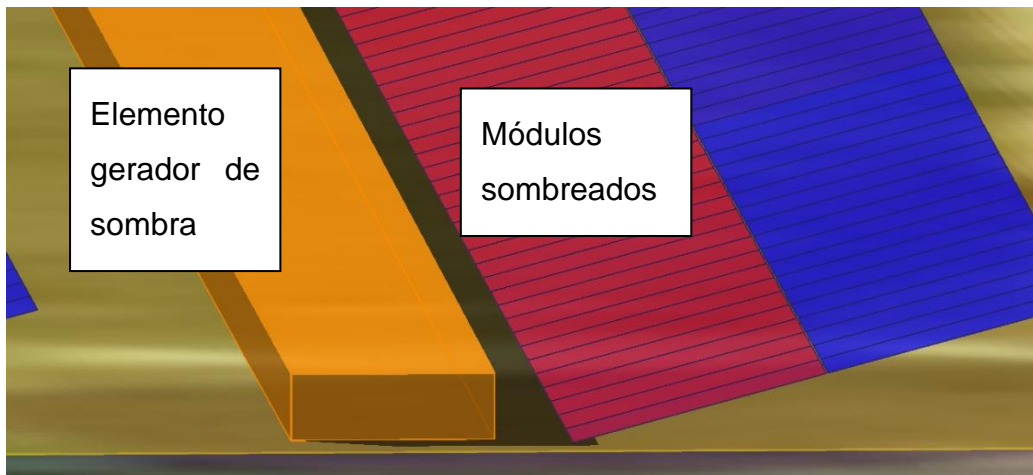
Simulação sem alteração	
Geração anual	1526 MWh
Base de dados climáticos	meteonorm
Perdas nos inversores	1,20%
Perdas pela temperatura	5,80%
Perdas por sujeira	2,00%
Perdas por sombreamento	0,70%
Perdas por reflexão	3,30%
Perdas cabeamento	0,70%
Perdas por baixa irradiância	0,60%

Fonte: Elaboração própria (2019).

2.4.1 Sombreamento

Adicionando elementos que causem sombreamentos nos módulos, pode-se verificar o quão prejudicial esses elementos são para a geração de energia fotovoltaica. Utilizando como base a mesma configuração anterior, acrescentam-se elementos que sombreiam acima do nível inferior dos módulos como mostra a Figura 10, simulando vegetação crescendo acima do nível dos módulos. Os módulos que estão sendo afetados pelo sombreamento gerado são ilustrados na Figura 10.

Figura 10 - Detalhe elemento de sombreamento



Fonte: Elaboração própria (2019).

Com a inserção do elemento gerador de sombra na simulação 4, realiza-se a simulação 5, cujos dados são comparados com a simulação 4 sem alteração. Essa comparação é apresentada na Tabela 4.

Tabela 4 - Consequências do sombreamento sobre a simulação 4

Item	Original	Com elemento gerador de sombra
Geração anual	1526 MWh	1404 MWh
Base de dados climáticos	meteonorm	meteonorm
Perdas nos inversores	1,20%	1,20%
Perdas pela temperatura	5,80%	5,60%
Perdas por sujeira	2,00%	2,00%
Perdas por sombreamento	0,70%	7,70%
Perdas por reflexão	3,30%	3,30%
Perdas cabeamento	0,70%	0,70%
Perdas por baixa irradiância	0,60%	0,70%

Fonte: Elaboração própria (2019).

Assim pode-se afirmar que um obstáculo de 1 m acima da parte inferior das mesas afeta negativamente a geração, 122 MWh no ano, ou seja uma redução de 8% em relação à energia gerada na simulação 4.

Ainda pode-se variar os elementos geradores de sombra para diferentes alturas e verificar as perdas. As perdas podem ser conferidas na Tabela 5.

Tabela 5 - Perdas por sombreamento

Altura [m]	Perdas %
0,1	1,0%
0,25	1,1%
0,5	2,7%
1	8,0%
1,25	10,9%
1,5	13,9%
1,75	16,6%
2	19,5%
2,5	25,0%

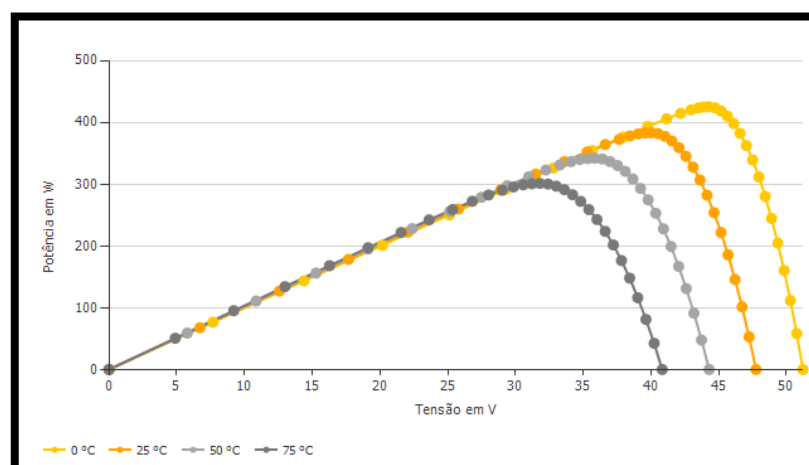
Fonte: Elaboração própria (2019).

2.4.2 Radiação solar e temperatura

Pela Equação 1 é possível verificar a dependência da performance com a temperatura dos módulos e a irradiância local. Verificando os gráficos característicos de módulos fotovoltaicos, pode-se verificar como a geração de energia se comporta com irradiâncias e temperaturas diferentes.

Considerando-se a irradiância de 1000 W/m^2 para o módulo fotovoltaico Canadian 385 MS e analisando-se com diferentes temperaturas utilizando o programa PVSol pode-se verificar que a potência máxima é maior para temperaturas mais baixas, como mostra a Figura 11.

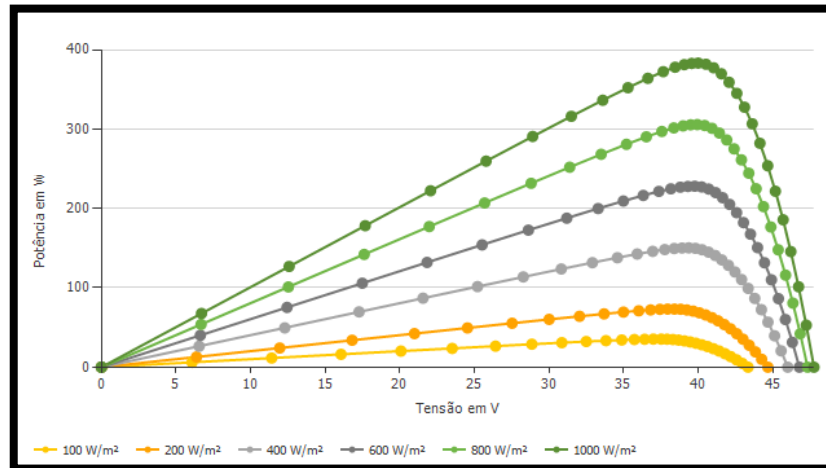
Figura 11 - Potência no módulo Canadian 385 MS com irradiância constante de 1000 W/m^2



Fonte: PVSol (2019).

Considerando-se uma temperatura fixa de 25 °C para o módulo fotovoltaico Canadian 385 MS e analisando-se com diferentes irradiâncias utilizando programa PVSol, pode-se verificar que a potência máxima é maior para maiores irradiâncias, como mostra a Figura 12.

Figura 12 - Potência no módulo Canadian 385 MS com temperatura constante de 25 °C



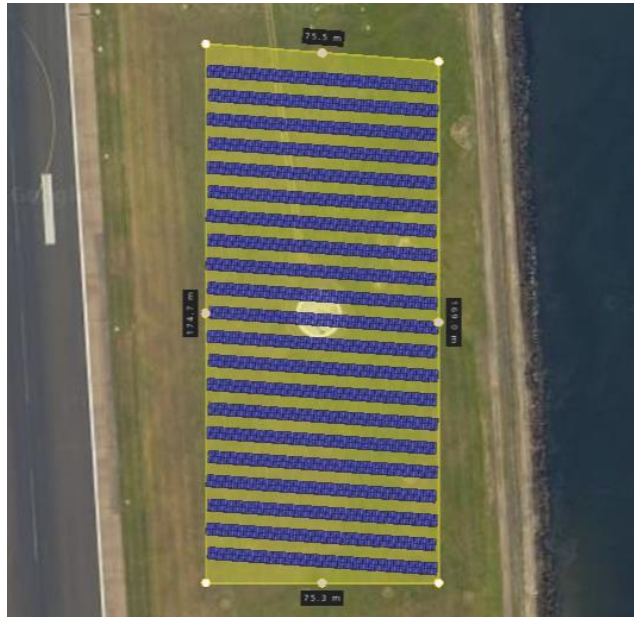
Fonte: PVSol (2019).

Para verificar a influência da irradiância e da temperatura sobre os módulos pode-se utilizar a simulação da geração em locais diferentes. Será utilizado na análise uma simulação no Rio de Janeiro (RJ) e outra em Sobral (CE). De maneira geral, quanto mais próximo do equador, maior a temperatura ambiente e maior a irradiância.

O primeiro caso analisado será do Rio de Janeiro em uma usina com as mesmas configurações presentes nos estudos anteriores. A Usina foi inserida no aeroporto Santos Dumont (Figura 13) e os dados meteorológicos para a simulação vieram da estação presente no local.

Com o programa, é possível verificar por meio de um banco de dados, o histórico de a temperatura ambiente média anual. Com a temperatura média anual, o programa simula a temperatura média do módulo.

Figura 13 - Simulação 6 com usina no Rio de Janeiro



Fonte: Elaboração própria (2019).

Para essa simulação, obteve-se as seguintes características presentes na Tabela 6 que indica uma melhor geração devido a uma maior irradiância, entretanto maiores perdas por temperatura. Ao comparar a temperatura ambiente da simulação original (22,3 °C) e a temperatura dos módulos (31,6 °C), percebe-se o aumento da temperatura média.

Para essa nova simulação, mesmo que com perdas maiores, obteve-se 214 MWh a mais de geração explicitando o aumento da irradiância no plano dos módulos instalados quando comparado ao caso original.

O último caso analisado será em Sobral no Ceará, uma das cidades mais quentes do Brasil e próxima à linha do equador. Para essa simulação são utilizadas as mesmas características presentes na simulação original. A usina foi inserida em uma região de mata na simulação, como se pode verificar na Figura 14.

Este caso é o mais próximo do equador quando comparado às outras duas simulações realizadas. Assim, espera-se maior geração de energia elétrica anual e maiores perdas por temperatura.

Figura 14 - Simulação 7 em Sobral



Fonte: Elaboração própria (2019).

Para essa simulação se obteve as seguintes características presentes na Tabela 6 que indica uma melhor geração devido à maior irradiância, entretanto maiores perdas por temperatura.

Pode-se verificar que, mesmo com perdas maiores, obteve-se 311 MWh a mais de geração, explicitando o aumento da irradiância no plano dos módulos instalados quando comparado ao caso original e 97 MWh a mais que na simulação realizada no Rio de Janeiro.

Tabela 6 - Comparativos simulações 4,6 e 7

Item	Original	Rio de Janeiro - RJ	Sobral - CE
Geração anual	1526 MWh	1740 MWh	1837 MWh
Base de dados climáticos	meteonorm	meteonorm	meteonorm
Perdas nos inversores	1,20%	1,20%	1,20%
Perdas pela temperatura	5,80%	7,00%	8,30%
Perdas por sujeira	2,00%	2,00%	2,00%
Perdas por sombreamento	0,70%	0,70%	0,70%
Perdas por reflexão	3,30%	3,30%	3,10%
Perdas cabeamento	0,70%	0,70%	0,70%
Perdas por baixa irradiância	0,60%	0,40%	0,30%
Temperatura ambiente anual média	22,30°C	24,9°C	28,5°C
Temperatura do módulo anual média	31,60°C	34,9°C	38,7°C

Fonte: Elaboração própria (2019).

Com as análises realizadas, percebe-se a influência negativa da temperatura no aumento das perdas e positiva no aumento da irradiância.

2.5 Estações solarimétricas

No Brasil, os equipamentos utilizados para a obtenção de dados ambientais para aplicação em usinas fotovoltaicas são chamados de estações solarimétricas. Esses equipamentos podem se comunicar com os inversores para uma análise integrada aos dados de geração de energia elétrica.

Para a criação de empreendimentos fotovoltaicos que passam por leilões de energia elétrica no Brasil, deve-se utilizar dados provenientes de estações solarimétricas para a verificação do potencial de geração com os requisitos mínimos que são definidos pela EPE, Empresa de Pesquisa Energética, que realiza pesquisas para a expansão do sistema elétrico nacional, os requisitos podem ser lidos na íntegra na seguinte citação:

Deverá ser apresentada a ficha técnica da Estação Solarimétrica especificando: as coordenadas UTM de localização da mesma, detalhes da instalação bem como do terreno onde foi montada por meio de fotos, data de instalação e relação de todos os equipamentos do sistema de medição nela instalados, com suas respectivas características técnicas.

Quando houver mais de uma Estação Solarimétrica deverão ser descritas suas respectivas informações da mesma forma citada acima.

Deverão ser apresentados os certificados de calibração de todos os instrumentos de medição da irradiação instalados, válidos no período de aquisição dos dados.

A estação deve estar equipada, no mínimo, com instrumentos de medição de irradiância global horizontal (dois piranômetros, padrão "First Class" ou superior, conforme norma ISO 9060:1990, orientados no plano horizontal), umidade relativa, temperatura e velocidade do vento.

Observa-se que na instalação da estação solarimétrica, deve-se atentar para anteparos que possam provocar sombreamento, o nivelamento dos

instrumentos de medição, bem como, critérios de operação e manutenção, destacando-se a limpeza periódica dos sensores.

Os requisitos estabelecidos neste documento referem-se à configuração mínima exigida para a estação solarimétrica. Além destes, poderão ser instalados equipamentos complementares, tais como: célula ou módulo fotovoltaico de referência (equivalente a dos módulos da usina, no mesmo plano inclinado), piranômetro orientado conforme plano inclinado dos módulos ou outros instrumentos de medição da irradiação. (EPE, 2012)

2.5.1 Grandezas analisadas pelas estações solarimétricas

Nesta seção serão analisadas as grandezas que são medidas pelos sensores das estações solarimétricas já definidas. As grandezas podem ser divididas em Solares e Climáticas. A primeira refere-se a grandezas diretamente ligadas a radiação solar do local, a última refere-se aos fatores climatológicos do local. As grandezas analisadas podem ser vistas na Tabela 7.

Tabela 7 - Grandezas que podem ser monitoradas pela estação de monitoramento solarimétrico/climático

Grandeza	Equipamento
Irradiância global	Piranômetro
Irradiância normal direta	Pireliômetro
Irradiância difusa	Piranômetro com banda de sombreamento/esfera de sombreamento/sistema rotativo de sombreamento
Irradiância no plano dos módulos	Célula/ Módulo fotovoltaico de referência
Velocidade do vento	Anemômetro
Direção do vento	Biruta
Umidade relativa	Higrômetro
Temperatura	Termômetro
Pressão atmosférica	Barômetro

Fonte: Elaboração própria (2019).

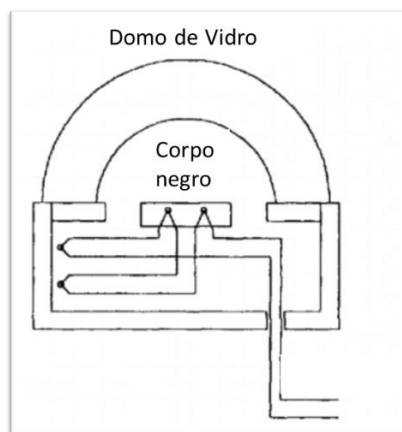
Os piranômetros geralmente são dos tipos termoelétricos e fotovoltaicos. Os termoelétricos utilizam termopilhas para gerar níveis de tensão e assim medir a radiação luminosa presente convertendo o fluxo de calor em fluxo de

corrente elétrica. Os últimos geram tensões por conta do fenômeno fotovoltaico já explicado anteriormente. (Tavares Pinho, 2014)

Os sensores podem ser de dois tipos: termoeletricos e fotovoltaicos. Os primeiros utilizam termopilhas para gerar níveis de tensão e assim medir a radiação luminosa presente convertendo o fluxo de calor em fluxo de corrente elétrica. Os últimos geram tensões por conta do fenômeno fotovoltaico já explicado anteriormente.

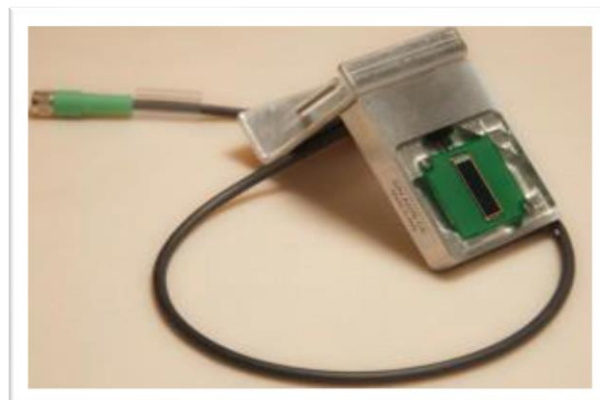
Para se medir a radiação global utilizam-se piranômetros podendo utilizar as tecnologias termoeletricas (Figura 15) e fotovoltaicas (Figura 16).

Figura 15 - Piranômetro de termopilha



Fonte: BROCK (2001).

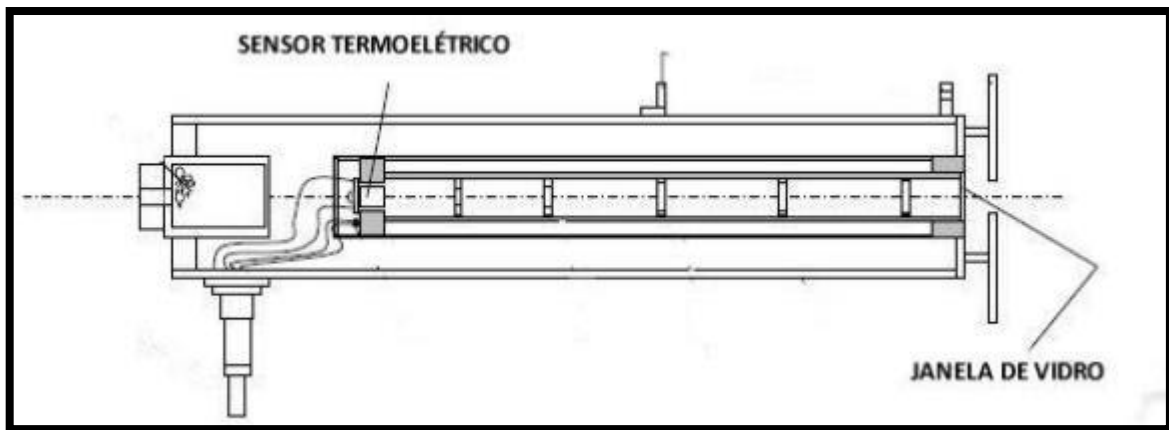
Figura 16 - Piranômetro fotovoltaico



Fonte: Soluzione Solare (2019).

O segundo sensor analisado é o pireliômetro, este é utilizado para medições de radiação direta, isto só é possível devido ao seu aspecto construtivo (Figura 17) ainda podem ser utilizados junto com sistema de rastreamento solar de 1 ou 2 eixos como mostra Pinho (2014). Um exemplo de sistema rastreador de 2 eixos pode ser visto na Figura 18, neste existem 2 motores de passo que permitem o alinhamento com o sol.

Figura 17 - Aspectos construtivos do pireliômetro



Fonte: TAVARES PINHO; GALDINHO (2014).

Figura 18 - Pireliômetro de 2 eixos



Fonte: TAVARES PINHO; GALDINHO (2014).

Para a medição da radiação difusa pode-se utilizar um piranômetro com

banda de sombreamento (Figura 19) ou esfera de sombreamento de 2 eixos (Figura 20) que anulam a radiação direta, obtendo-se assim apenas os raios solares difusos no sensor. A diferença dos dois elementos geradores de sombra é explicada por Tavares Pinho (2014).

Figura 19 - Piranômetro com banda de sombreamento



Fonte: HUKSEFLUX (2019).

Figura 20 - Piranômetro com esfera de sombreamento de dois eixos



Fonte: EKO (2019).

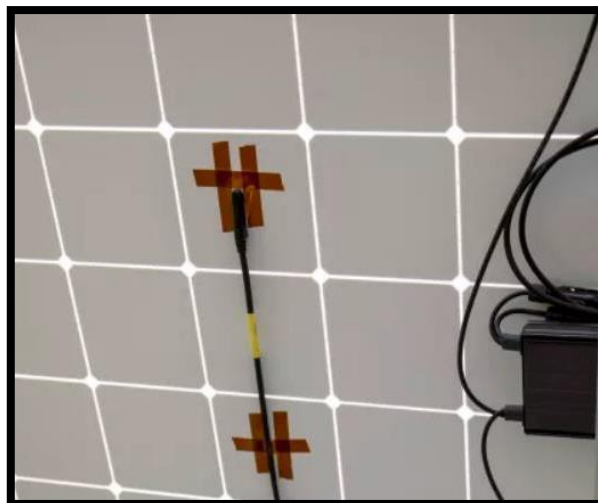
Para a medição dos outros fatores ambientais são utilizados sensores

com outras metodologias para a medição dos dados. Os sensores que serão tratados serão: termômetro, higrômetro, termohigrômetro, barômetro, pluviômetro, anemômetro e indicador de direção dos ventos.

A temperatura está diretamente ligada a geração fotovoltaica, ela pode degradar os módulos e causar perdas na condução da corrente elétrica. Fatores que podem influenciar a temperatura no sistema são chuvas, ventos, umidade no ar e pressão atmosférica. Ainda, quando ocorre a precipitação, o nível de sujeira dos módulos diminui, aumentando sua eficiência.

Os sensores de temperatura para módulos fotovoltaicos e ambiente são constituídos principalmente de termistores que variam o valor de sua resistência conforme a variação da temperatura sobre eles. Segundo Campbell (2019), o sensor para os módulos fotovoltaicos é fixado conforme mostra a Figura 21.

Figura 21 - Sensor de temperatura dos módulos



Fonte: Campbell Scientific (2019c)

O sensor de temperatura ambiente frequentemente é construído junto ao sensor de umidade. Esse conjunto, segundo Campbell (2019), é chamado de termohigrômetro (Figura 22) e consegue medir tanto a temperatura ambiente quanto a umidade relativa do ar.

Figura 22 - Termohigrômetro Campbell



Fonte: Campbell Scientific (2019d).

O barômetro (Figura 23) é utilizado para medições de pressões atmosféricas utilizando extensômetros para a conversão da pressão atmosférica em sinais elétricos.

Figura 23 - Barômetro Campbell

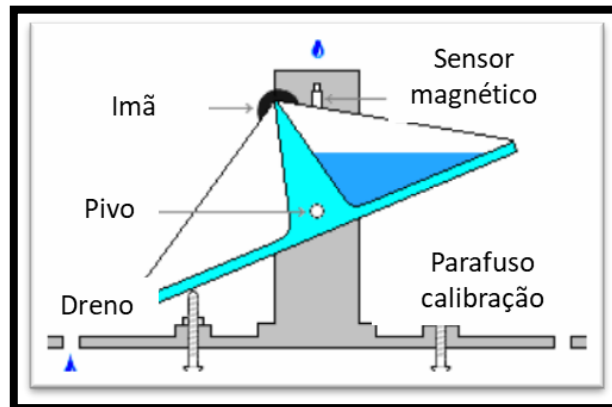


Fonte: Campbell Scientific (2019b).

O pluviômetro é capaz de medir o nível pluviométrico, ou seja, quanto de precipitação ocorreu em um determinado período para isso existe dentro do equipamento um local que armazena a água em uma espécie de “gangorra” para a

medição como mostra a Figura 24 e Figura 25. Após o enchimento de um lado da “gangorra” o dispositivo movimenta ativando o sensor magnético e liberando o outro copo para enchimento.

Figura 24 - Esquema de funcionamento pluviômetro



Fonte: Weather Shack (2019).

Figura 25 - Pluviômetro aberto



Fonte: Vaisala (2019).

O anemômetro possui dois principais princípios construtivos e geralmente em sua construção já está incluso o indicador de direção do vento. Um tem como base um *encoder* que identifica o número de revoluções em volta de um

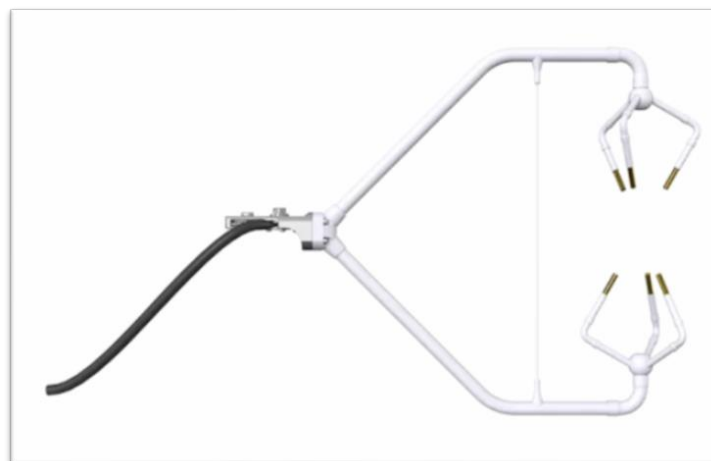
eixo que está conectado a um suporte com pás do tipo caneco sendo muitas vezes confeccionados de material metálico resistente a intempéries (Figura 26). Outro é do tipo ultrassônico mede a velocidade e direção do vento com base no tempo de resposta de ondas sonoras entre os sensores tendo uma precisão muito superior ao tratado anteriormente (Figura 27).

Figura 26 - Anemômetro do tipo caneco com indicador de direção do vento



Fonte: Campbell Scientific (2019e).

Figura 27- Anemômetro ultrassônico 3D



Fonte: Campbell Scientific (2019a).

2.5.2 Grandezas não monitoradas pelas estações solarimétricas

Ainda que as estações solarimétricas possam fornecer dados que podem ser utilizados para avaliar a eficiência de uma instalação fotovoltaica, duas grandezas importantes para se manter o bom desempenho não são monitoradas pelas estações solarimétricas convencionais. As grandezas não monitoradas são a sujeira e o crescimento de herbáceas.

Estudos indicam que acúmulo de sujeira (Figura 28) causam perdas energéticas e danos aos módulos. As perdas por sujeira variam com o local onde a UFV está instalada e o ângulo de inclinação da instalação. Um dos estudos encontrou perdas de geração de 1,5% a 6,2% em 3 meses de análise em 250 unidades geradoras fotovoltaicas na Califórnia, EUA. Dois estudos na Arábia Saudita um com duração de 1 mês e outro de 6 meses resultou em 33,5% e 65,8% de perdas respectivamente. Outro estudo indicou perdas de 40% em Saudi, 65% em Kuwait, de 33% até 65% no Egito e de 1% até 4,7% nos EUA (REZA MAGHAMI et al., 2016).

Além das perdas por geração, observa-se a degradação ótica no vidro dos módulos devido a alguns tipos de sujeira que acumulam em suas superfícies e a ação do vento (REZA MAGHAMI et al., 2016).

Figura 28 - Módulo recém limpo em contraste com outros ainda sujos.



Fonte: (SHAREENERGY, 2017).

Para o item sujeira nos módulos existem equipamentos pouco conhecidos no mercado brasileiro como o DustIQ, Figura 29, que possibilita a medição do nível de sujeira que é chamada de *dust ratio*. Essa taxa é variável ao longo do dia por conta da interferência causada pela luz solar. Entretanto pode-se avaliar qualitativamente o nível de sujeira dos módulos com tal equipamento. As medições comparam a taxa do momento e da medição de calibração.

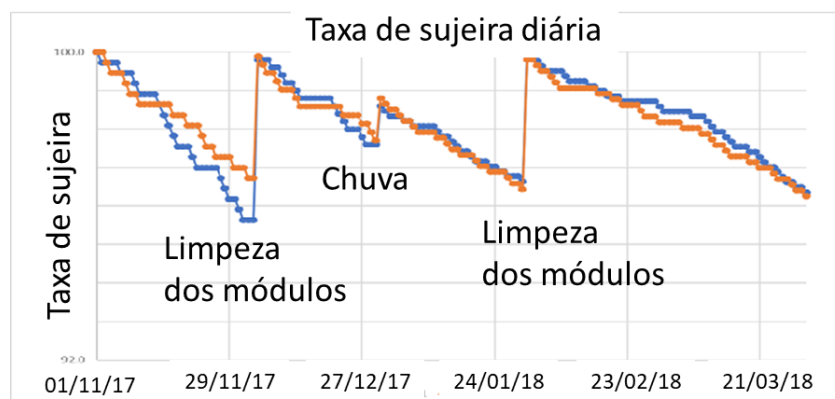
Figura 29 - Equipamento de medição de sujeira DustIQ



Fonte: Kipp & Zonen (2019).

A Figura 30 demonstra como é o gráfico da taxa de sujeira do produto DustIQ nas duas curvas. No gráfico é possível notar ações de limpeza e chuva que melhoram a taxa de sujeira.

Figura 30 - Gráfico de sujeira ao longo dos dias



Fonte: adaptado de Kipp & Zonen (2019).

Em usinas de solo a vegetação que cresce nas proximidades das estruturas de sustentação dos módulos fotovoltaicos devem ser suprimidas caso possam atingir alturas acima dos módulos fotovoltaicos. A vegetação pode causar perdas por sombreamento parcial/total e ainda físicos caso danifique de alguma maneira os módulos ou a estrutura. A vegetação herbácea pode alcançar 2,5 m de altura, suficiente para cobrir módulos como mostra a Figura 31.

Figura 31 - Vegetação acima do nível dos módulos.



Fonte: MAHINDRASUSTEN (2019).

3 DESENVOLVIMENTO DO PROTÓTIPO

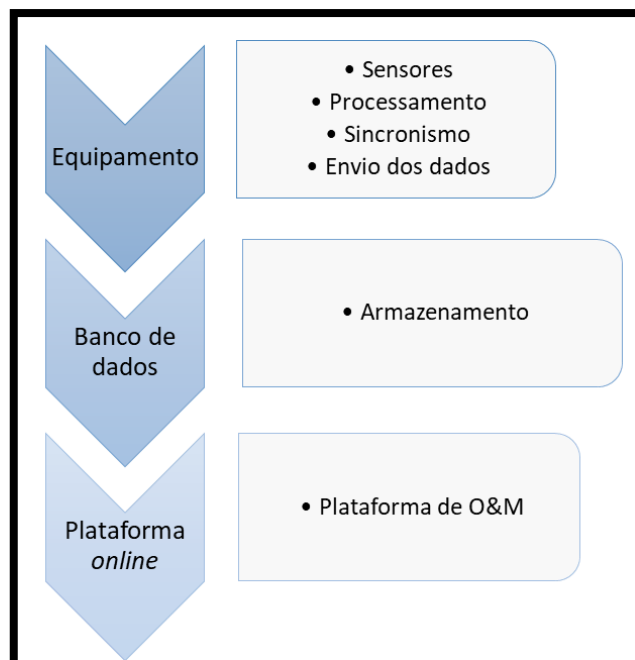
Neste capítulo está descrito o processo de desenvolvimento do protótipo de estação de monitoramento. O protótipo irá se comunicar com uma plataforma de operação e manutenção (O&M) de usinas fotovoltaicas.

3.1 Arquitetura do sistema

O protótipo deve realizar as medições das grandezas, processar os dados com sincronismo (executar em horários específicos) e enviar informações para servidores *online*. Ainda deve-se levar em consideração a existência de até 8 estações de monitoramento dentro de uma única UFV para melhor amostragem dos dados.

O protótipo proposto será integrado a uma plataforma de O&M de UFV e contempla o desenvolvimento do equipamento presente na Figura 32. Para o desenvolvimento desse equipamento será feita a escolha das grandezas a serem monitoradas, os sensores, o sistema de aquisição e processamento de dados, elemento de sincronismo, sistema de comunicação entre as estações e o *gateway*.

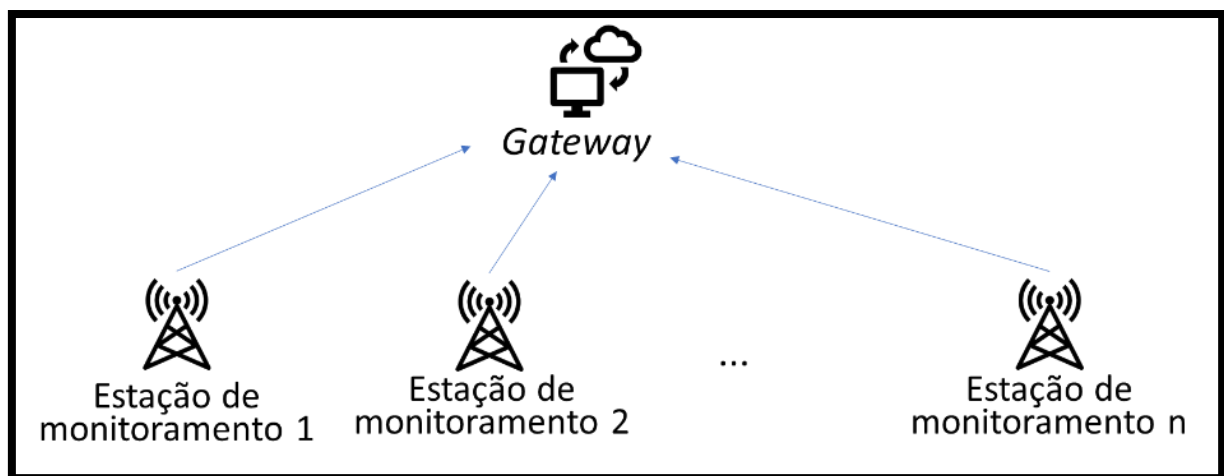
Figura 32 - Fluxograma do sistema de monitoramento



Fonte: Elaboração própria (2019).

O protótipo deve ser dividido em 2 equipamentos: a estação de monitoramento que contempla: os sensores; a aquisição e o processamento de dados; sincronismo; e o envio de dados sem fio para o *gateway*. O *gateway* atua como concentrador dos dados recebidos das estações de monitoramento e os envia para servidores *online*. A interação entre esses 2 equipamentos pode ser vista na Figura 33.

Figura 33 - Diagrama de comunicação do protótipo



Fonte: Elaboração própria (2019).

Como ponto de partida, são escolhidas as grandezas que serão monitoradas pelos sensores. Com base nas informações presentes no estudo inicial as grandezas prioritárias são: temperatura ambiente, temperatura do módulo, irradiância, nível de sujeira e crescimento da vegetação. Entretanto devido a facilidade de medição da temperatura da bateria, da umidade relativa do ar e da pressão atmosférica, essas grandezas serão medidas pelos sensores do protótipo com a finalidade de futuramente correlacionar as grandezas analisadas com a produção de energia.

Para o sistema de aquisição, deve-se trabalhar com algum equipamento que consiga adquirir sinais através de portas digitais e analógicas, e realizar o processamento dos dados medidos. Para isso será utilizado um microcontrolador que será definido posteriormente.

Para o sistema de comunicação deve-se considerar as grandes dimensões que as usinas fotovoltaicas podem alcançar. Para isso, necessita-se de um sistema sem fio com longo alcance. Para esse protótipo, tem-se 500 como distância mínima aceitável de 500 m, que foi definido para que o sistema consiga operar em usinas com uma boa margem de segurança. O sistema sem fio facilita a instalação, visto que não será necessário cabeamento para a comunicação.

Ainda sobre a estação de monitoramento, deve-se definir uma forma de sincronismo dos dados, já que estes irão ficar armazenados em bancos de dados. Assim será utilizado um *Real Time Clock*, RTC. Este equipamento serve como um relógio interno para o sistema, indicando o horário sempre que requisitado.

Para o *gateway* deve ser utilizado um sistema de comunicação para recebimento dos dados referentes às estações de monitoramento. Após a recepção de cada dado, deve-se enviá-los para um servidor *online*.

Essas definições são resumidas na Figura 34.

Figura 34 - Definição do equipamento

SENSORES	SISTEMA DE AQUISIÇÃO E PROCESSAMENTO	SISTEMA DE COMUNICAÇÃO	SINCRONISMO	GATEWAY
Nível de Sujeira Crescimento de Herbáceas Temperatura: -Ambiente -Bateria -Módulo Pressão atmosférica Umidade relativa do ar Irradiância	Microcontrolador	Sistema sem fio	RTC	Conexão com a internet

Fonte: Elaboração própria (2019).

Após a escolha dos itens apresentados é possível dimensionar o sistema de alimentação necessário, que para o caso da estação será composto por um módulo fotovoltaico e uma bateria. Assim, tem-se uma estação autônoma do ponto de vista energético.

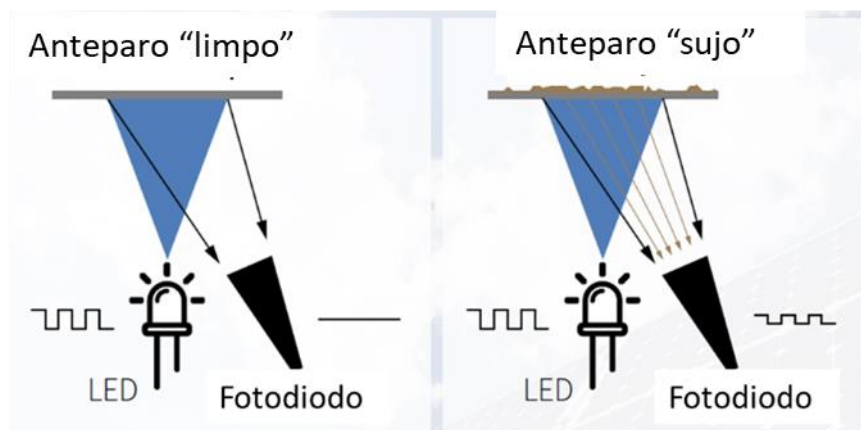
3.1.1 Escolha dos sensores

Esta seção tratará da definição de cada sensor, além de seu consumo de corrente e tensão de operação.

3.1.1.1 Sensor de nível de sujeira

A sujeira que se acumula na face superior do módulo dificulta que a luz incidente atinja a célula fotovoltaica. Analisando um equipamento comercial que executa essa função, DustIQ³, percebe-se a utilização de um fotodiodo com LED e um anteparo para o sensoriamento da sujeira presente nos módulos fotovoltaicos. O princípio de funcionamento pode ser analisado na Figura 35 onde a sujeira afeta a luz refletida fazendo com que o fotodiodo presente no sensor consiga captar mais luz e assim “perceber” a sujeira.

Figura 35 - Sensor presente no DustIQ



Fonte: adaptado de Kipp & Zonen (2019).

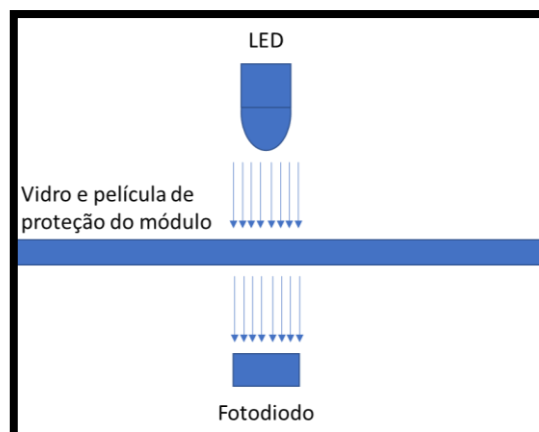
³ Equipamento da Kipp & Zonen capaz de quantificar a sujeira nos módulos fotovoltaicos.

Utilizando a solução comercial como modelo, será utilizado um LED e um fotodiodo para a quantificação da sujeira. A medição do nível de sujeira será realizada com base em uma leitura comparativa do módulo limpo e sujo.

Será utilizado um fotodiodo que é capaz de gerar energia com luminosidade. O fotodiodo irá trabalhar em conjunto com um LED de alto brilho, 5mm, cor branca, não difuso. O LED irá emitir um feixe de luz que passará pelo módulo e atingirá o fotodiodo. A concepção deste é distinta do DustIQ, utilizando a refração ao invés da reflexão.

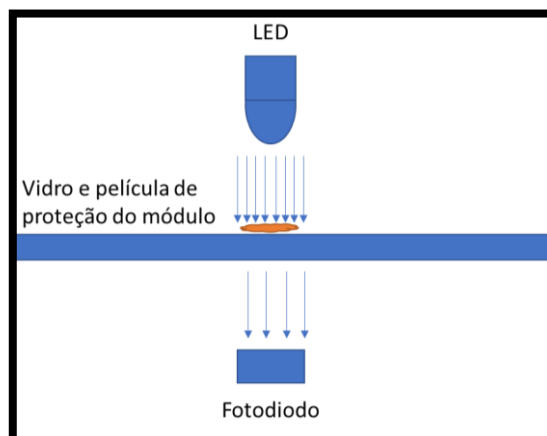
Caso o módulo esteja limpo, o feixe de luz que chega ao fotodiodo produz uma tensão em seus terminais que será a tensão base para o estudo da sujeira (Figura 36). Com o módulo sujo, menos luz deve atravessar o vidro e película de proteção do módulo, diminuindo a tensão no fotodiodo (Figura 37).

Figura 36 - Módulo limpo



Fonte: Elaboração própria (2019).

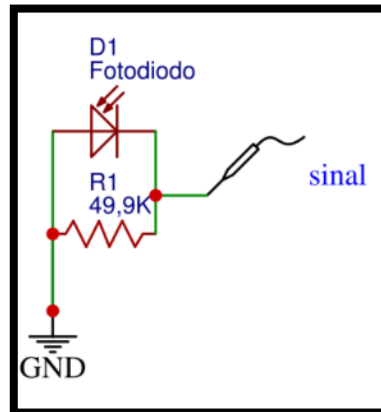
Figura 37 - Módulo sujo



Fonte: Elaboração própria (2019).

O primeiro teste é realizado com medição de tensão nos terminais do fotodiodo em paralelo com um resistor de 49,9 k Ω . Este foi definido com base em testes pela resposta de tensão, que atuará como uma carga controlando a corrente e a tensão do sinal, como mostra a Figura 38. Para a medição de tensão será utilizado um multímetro Fluke 107, na função de medição de tensão CC.

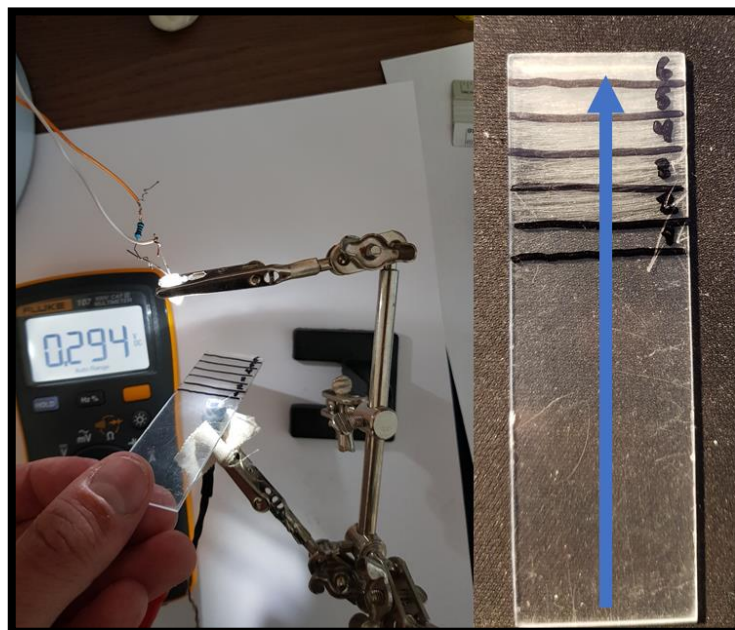
Figura 38 - Esquema de ligação do sensor de sujeira



Fonte: Elaboração própria (2019).

Como objeto para simular sujeira é utilizado uma placa de acrílico que foi lixada com intensidades diferentes causando obstáculos para a transmissão da luz, o que se pode perceber na Figura 39. Essa placa possui 6 níveis de opacidade.

Figura 39 - Testes sensor de sujeira em ambiente controlado



Fonte: Elaboração própria (2019).

Ao introduzir a placa de acrílico entre o LED e o fotodiodo, a tensão reduz cada vez mais para cada nível de opacidade da placa, e pode-se afirmar que será necessária uma porta analógica no microcontrolador para a medição da tensão, pois o sinal é analógico. Os resultados do teste estão expressos na Tabela 8. Para este caso, haverá o consumo de 10 mA do LED.

Tabela 8 - Teste de diferentes níveis de redução do fluxo luminoso

Condição	Tensão [mV]	Erro Máximo [+/- mV]
sem placa	300	1,50
Nível 1	294	1,47
Nível 2	281	1,41
Nível 3	269	1,35
Nível 4	248	1,24
Nível 5	238	1,19
Nível 6	234	1,17

Fonte: Elaboração própria (2019).

3.1.1.2 Sensor de crescimento de herbáceas

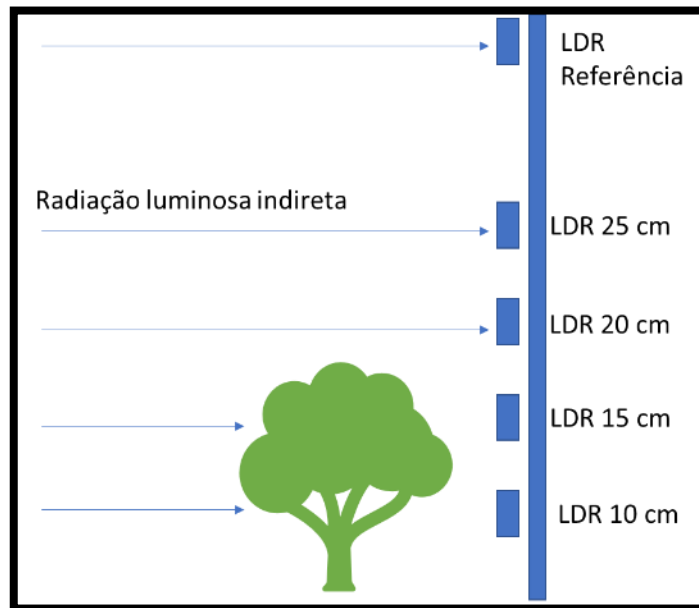
A vegetação que cresce à frente das matrizes de módulos fotovoltaicos em UFV de solo, causam sombras nos módulos que acabam por gerar menos energia elétrica. O sombreamento pode ser identificado utilizando sensores óticos, assim como utilizado no sensor de sujeira.

Para essa medição será considerada a identificação de 4 níveis de altura para as herbáceas, assim, o sensor deve possibilitar a identificação de qual a faixa de altura as plantas se encontram.

A simples identificação de sombra no sensor já basta para se descobrir a altura da vegetação. Por esse motivo, escolhe-se a utilização de LDR que são elementos que variam sua resistência conforme o nível de luz em seu material semicondutor.

Neste trabalho, define-se um sensor com 4 LDR, que irão agir como identificadores de sombra, e 1 LDR de referência que estará sempre iluminado e irá auxiliar na identificação da sombra. Esse modelo pode ser visto na Figura 40.

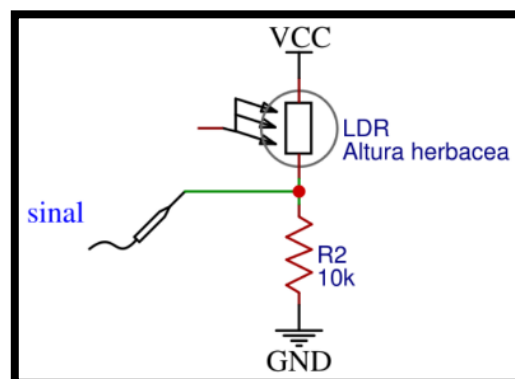
Figura 40 - Sensor de crescimento de herbáceas



Fonte: Elaboração própria (2019).

Para o teste em ambiente controlado, será utilizado um divisor de tensão composto por um LDR de 10k Ω e um resistor de 10 k Ω , conforme Figura 41. A tensão no resistor de 10 k Ω , será um sinal analógico com uma faixa mais ampla de medições.

Figura 41 - Diagrama elétrico sensor altura herbácea



Fonte: Elaboração própria (2019).

Para a execução do teste será utilizada uma lâmpada de 10 W de LED como fonte de luz, 2 LDR separados 20 cm um do outro, multímetro Fluke 107 na função de medição de resistência elétrica e a placa de acrílico utilizada no teste do sensor de sujeira. Primeiramente será executada a medição de um LDR sem interferência no fluxo luminoso. Após tal medida de resistência, realiza-se uma nova medida com o anteparo no LDR. O mesmo procedimento é realizado com o outro LDR.

No teste verifica-se que o LDR superior sem anteparo, apresenta resistência de 1,395 k Ω e resistência de 2,099 k Ω com o anteparo. Já o LDR inferior sem anteparo apresenta resistência de 1,524 k Ω e resistência de 2,558 k Ω com o anteparo. Os procedimentos podem ser visualizados na Figura 42.

Figura 42 - Testes sensor de crescimento de herbáceas



Fonte: Elaboração própria (2019).

Os testes realizados mostram que, ao introduzir o anteparo entre a fonte luz e o LDR a resistência aumenta. Se considerarmos o consumo de corrente para o circuito apresentado na Figura 41, tem-se para o pior caso com apenas 10 k Ω de resistência entre o Vcc e GND: 500 μ A, para 5 V; e 330 μ A, para 3,3V. O Vcc irá depender do microcontrolador escolhido. Ainda, deve-se considerar 5 entradas

analógicas para a leitura dos 5 LDR que foram definidos para a utilização no sensor de crescimento herbáceo.

3.1.1.3 Sensores de temperatura, umidade relativa do ar e pressão atmosférica

Para os sensores de temperatura serão elencados sensores capazes de medir a temperatura e ainda outras grandezas como pressão atmosférica e umidade relativa do ar.

Os sensores analisados estão representados na Tabela 9, suas capacidades de medição estão marcadas com “x” na Tabela. Para todos os sensores analisados serão utilizadas bibliotecas de programação consolidadas que já entregam os dados tratados de temperatura, umidade relativa do ar e pressão atmosférica.

Tabela 9 - Sensores temperatura, umidade e pressão

Sensor	Temperatura	Umidade	Pressão
Termistor	x		
DHT11	x	x	
BMP280	x		x
BME280	x	x	x

Fonte: Elaboração própria (2019).

O termistor varia sua resistência com a temperatura. Pode ser do tipo PTC em que varia positivamente com o aumento de temperatura, ou ainda do tipo NTC que varia negativamente conforme o aumento de temperatura. Como características típicas tem-se: é propício para instalação em corpos de prova para medição de temperatura; tem tolerâncias de 1 a 10%; para a utilização em um microcontrolador deve-se utilizar um divisor de tensão; faixa de medição de (-55 até +125) °C (CANTHERM, 2012).

O sensor DHT11 é um sensor que possui tanto medição de temperatura quanto umidade relativa do ar. Como características típicas tem-se: é propício para medição do ambiente; a alimentação é de (3 a 5) V; consumo de corrente de 200 µA a 500 mA; faixa de medição de temperatura de 0 a 50°C; 20% a 90 % de umidade

relativa do ar; $\pm 5\%$ de precisão para umidade relativa e ± 2 °C para temperatura (AOSONG, 2019).

O sensor BMP280 é um sensor que possui tanto medição de temperatura quanto pressão atmosférica do ar. Como características típicas tem-se: é propício para medição do ambiente; a alimentação é de 3,3 V; consumo de corrente de 2,7 μA ; medição de temperatura de (-40 a +85) °C; (300 até 1100) hPa de pressão atmosférica; $\pm 0,12$ hPa de precisão para pressão atmosférica e ± 1 °C para temperatura. Necessita de interface I2C ou SPI (BOSCH, 2015).

O sensor BME280 é um sensor que possui medição de temperatura, pressão atmosférica do ar e umidade relativa do ar. Como características típicas tem-se: é propício para medição do ambiente; a alimentação é de 3,3 V; consumo de corrente de 3,6 μA ; medição de temperatura de (-40 a 85) °C; (300 a 1100) hPa de pressão atmosférica; 0% a 100 % de umidade relativa do ar; $\pm 3\%$ de precisão para umidade relativa $\pm 0,12$ hPa de precisão para pressão atmosférica e ± 1 °C para temperatura. Necessita de interface I2C ou SPI (BOSCH, 2018).

A bateria que será instalada para a alimentação da estação de monitoramento deve ter sua temperatura monitorada para que se controle sua vida útil. Assim para a medição de temperatura no corpo da bateria é necessário contato físico, então são descartados os sensores BME280, BMP280 e DHT11. O termistor do tipo NTC de 10 k Ω é então escolhido para esse propósito.

Para a medição da temperatura no módulo possui-se os mesmos requisitos que o monitoramento da temperatura da bateria, assim é escolhido o termistor para este propósito.

Para as medições de temperatura ambiente, umidade relativa do ar e pressão atmosférica torna-se mais vantajoso a utilização do sensor BME280 visto que possui melhores precisão, amplitude de leituras e baixo consumo de energia.

Como resultado tem-se a utilização de 2 termistores com divisores de tensão que necessitam de 2 entradas analógicas no microcontrolador e um módulo BME280 com interface I2C ou SPI. Para os termistores têm-se consumo de corrente entre o Vcc e GND, no pior caso: 500 μA , para 5 V; e 330 μA , para 3,3V.

3.1.1.4 Sensor de irradiância

A irradiância pode ser medida, como visto anteriormente, utilizando células fotovoltaicas. Sendo assim escolhe-se um módulo de 0,8 Wp com uma carga de 200 k Ω em paralelo aos seus terminais para atuar como piranômetro fotovoltaico de baixo custo.

Para a criação da curva de resposta do sistema proposto será utilizado um equipamento comercial de leitura de irradiância, o modelo Solar02 da HT Italia, Figura 44. Este possui uma célula de referência, Figura 43, que ao incidir luz em sua superfície gera uma tensão, e, que por meio de cálculos, se obtém a irradiância do plano analisado. O equipamento possui certificação de calibração.

Figura 43 - Célula de referência



Fonte: Acervo próprio (2019).

Figura 44 - Equipamento Solar02



Fonte: Acervo próprio (2019).

O teste realizado contempla diferentes leituras para os dois módulos colocados no mesmo plano e sujeitos à mesma luminosidade como mostra a Figura 45. Entretanto, não são consideradas sem levar em consideração a deriva térmica e temporal.

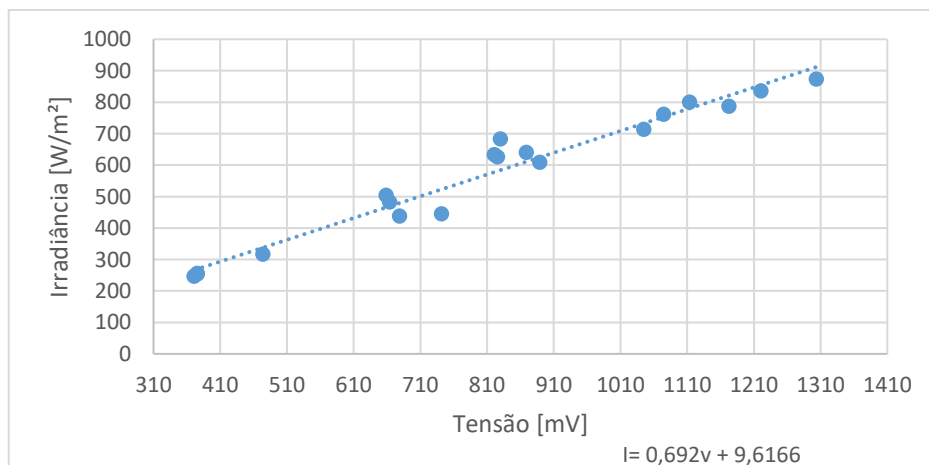
Figura 45 - Calibração dos parâmetros do módulo



Fonte: Acervo próprio (2019).

Os dados obtidos no teste estão expressos na Figura 46 e ainda é traçada uma linha de tendência que permite criar uma equação para a irradiância com 18 medições realizadas.

Figura 46 - Relação da tensão gerada no módulo com a irradiância



Fonte: Elaboração própria (2019).

Com os pontos gerados foi criada uma linha de tendência e apresentando a função gerada com constante do termo dependente de 0,692 e do termo independente de 9,6166, com valor de R^2 de 0,9593.

Para esse sensor será necessária apenas uma entrada analógica para a aquisição de dados.

3.1.2 Escolha do sistema de comunicação

Para o sistema de comunicação tem-se as seguintes restrições ou aspectos desejados:

- a) Operar sem fio para reduzir a infraestrutura necessária
- b) Capacidade de operar em ambiente aberto
- c) Capacidade de cobrir longas distâncias (500 m)
- d) Baixo consumo de energia para operar com geração própria
- e) Código aberto para se ter mais flexibilidade e suporte

O equipamento que pode ser utilizado para a comunicação é um módulo LoRa 433MHz. Esse equipamento utiliza bandas de rádio (433 MHz), tendo como ponto forte o baixo consumo de energia e alcance elevado. Segundo o fabricante Semtech, a tecnologia pode cobrir aproximadamente 48 km. Ainda segundo a fabricante, um equipamento alimentado por baterias tem autonomia 10 anos sem substituições. O sistema de comunicação é realizado de ponta a ponta podendo ter um concentrador que receberá dados de diferentes módulos de comunicação (SEMTECH, 2019).

Segundo o fabricante o módulo possui capacidade de entrar em modo de repouso, com 200 nA para a retenção de registradores na memória. Operando, com 9,9 mA. Sua tensão de operação é de 3,3V. Seu modo de transmissão de dados é por pacotes de até 256 bytes com criptografia. Esse módulo foi projetado para transmissão de dados de sensores remotos. A comunicação entre microcontrolador e módulo LoRa será via protocolo SPI (SEMTECH, 2019).

3.1.2.1 Definição do elemento de sincronismo

O elemento de sincronismo é de suma importância para o armazenamento dos dados devido a sua capacidade de indicar o horário de um dado instante. Os *Real Time Clocks* (RTC) possuem, geralmente, baterias para o armazenamento do horário e até mesmo de alarmes definidos pelo usuário.

São analisados dois modelos de RTC, DS1307 e DS3231 da fabricante Maxim. O primeiro necessita do protocolo I2C e permite o armazenamento do horário. O segundo possui as mesmas características do primeiro, entretanto pode-se ainda configurar 2 alarmes nele que são úteis quando se quer colocar o microcontrolador em *stand-by* e retirá-lo com um alarme. Esse último procedimento possibilita uma grande redução do consumo de energia, pois faz com que o microcontrolador opere com seu consumo nominal apenas em horários específicos.

Com base nas informações anteriores será escolhido o RTC DS3231 que possui capacidade de definição de alarmes. Para esse é necessário comunicação I2C, e consumo de 500 μ A (MAXIM, 2019).

3.1.2.2 Definição do microcontrolador para a estação de monitoramento

Devido à escolha do módulo de comunicação LoRa 433 MHz um microcontrolador que opere na mesma tensão (3,3 V) será a melhor escolha. Sendo assim pode-se avaliar a utilização dos microcontroladores ESP8266, ESP32 e ATmega328p (Arduino). Todos os microcontroladores serão avaliados em módulos que já possuem os componentes auxiliares necessários para o seu funcionamento.

As diferenças entre os módulos comerciais que possuem os microcontroladores comentados acima foram especificadas na Tabela 10.

Tabela 10 - Comparativo entre microcontroladores

Características	ESP8266 nodemcu	ESP32 devkit V1	Arduino pro mini
Arquitetura	32 bits	32bits	AVR
Clock	80MHz	160MHz	8 MHz
Wifi	Possui	Possui	Não Possui
Bluetooth	Não Possui	Possui	Não Possui
IO	13	32	14
Interfaces	I2s, I2C, SPI, UART	I2s, I2C, SPI, CAN, UART	I2C, SPI, UART
RAM	160kB	512KB	2kB
FLASH (max)	4MB	16MB	32 kB
Número de Núcleos	1	2	1
Entradas Analógicas	1	16 (GPIO)	8
Consumo Corrente Média	80 mA	80 mA	40 mA
Tensão de operação	3,3V	3,3V	3,3V

Fonte: Elaboração própria (2019).

O entre o ESP32 e ESP8266 escolhe-se o ESP32, visto que este possui maior capacidade de processamento, memória e entradas analógicas. Entretanto em seu datasheet mostra que a corrente em 3,3 V é de 80 mA em média, o que representa um elevado consumo de energia para a estação de monitoramento, já que o equipamento é alimentado por baterias.

Analisando o Arduino pro mini observa-se que existem soluções comerciais prontas com diferentes velocidades de processamento. Assim, pode-se optar por um modelo de 8 MHz com baixo consumo de energia e, ainda, retirar elementos que causem perdas desnecessárias ao equipamento a fim de reduzir ainda mais o consumo de energia. A placa de desenvolvimento mais atrativa é a Arduino pro mini que possui os elementos essenciais para o funcionamento e permite a retiradas de elementos opcionais como regulador de tensão e LEDs. O microcontrolador possui 6 portas analógicas que podem funcionar como digitais, 14 portas digitais, suporta protocolos I2C e SPI e tem consumo padrão de 40 mA em média.

Outro ponto a favor da escolha do Arduino pro mini, é a possibilidade de desligar setores do microcontrolador reduzindo ainda mais o consumo de energia, o que é essencial para o funcionamento com bateria.

Para a estação de monitoramento deve-se ter 9 entradas analógicas, 8 portas digitais e protocolos SPI e I2C. Para a utilização do ATmega328p deve-se acrescentar um multiplexador de canais analógicos devido à falta de 1 entradas analógicas. Para a utilização de um multiplexador de 16 canais analógicos (CD74HC4067) para liberar mais portas para futuras implementações, deve-se utilizar mais 5 portas digitais que é suportada pelo Arduino Pro Mini.

Com a utilização do arduino em *stand-by* é possível atingir valores muito baixos de consumo de corrente a 3,3 V, pode-se chegar a 4 mA ativo e 4,5 uA inativo.

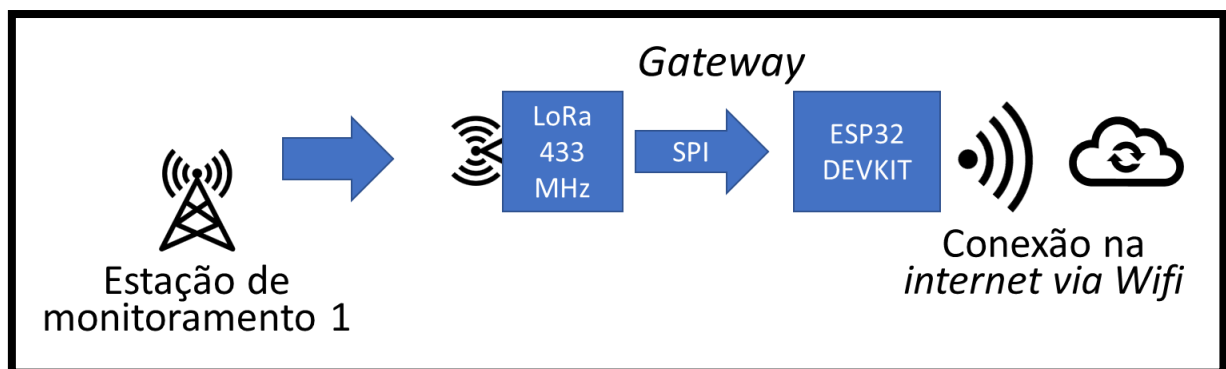
3.1.2.3 Definição do gateway

Para o *gateway* não há a necessidade de restringir o consumo de energia, pois não é alimentado à bateria, e deve ser feita a interconexão entre estação de monitoramento que está enviando os dados via LoRa e a internet.

Logo deve ser utilizado o módulo LoRa de comunicação com protocolo SPI, mas pode-se utilizar ao invés do arduino, o ESP32 que apresenta melhor desempenho e pode realizar a conexão com a internet de forma nativa sem modificações no *hardware* (Figura 47).

Para a alimentação deste será necessário apenas a conexão de um cabo micro USB 5 V.

Figura 47 - Gateway



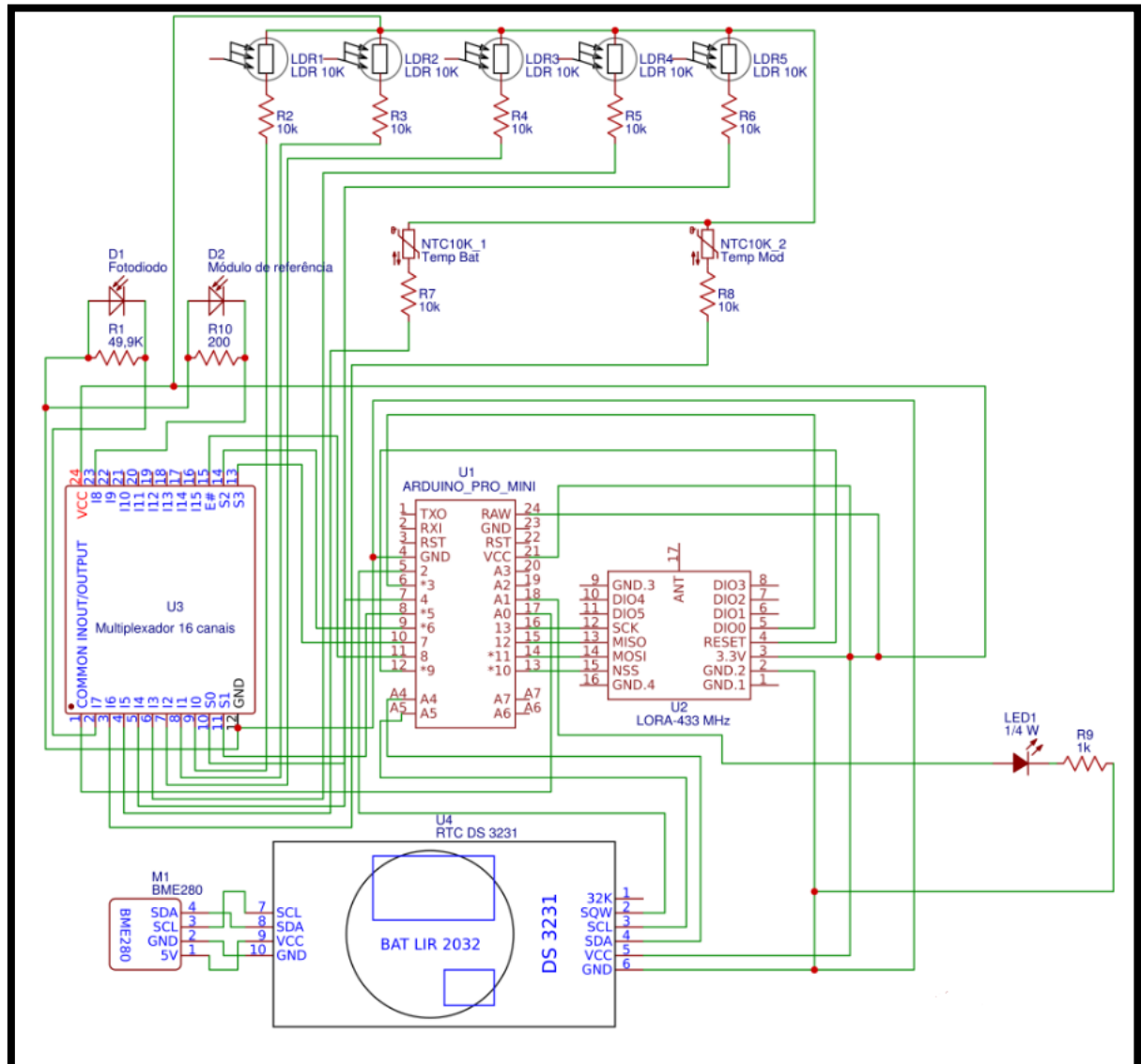
Fonte: Elaboração própria (2019).

3.1.2.4 Estação montada

Após a definição dos elementos pode-se criar o esquemático da estação de monitoramento conforme projeto da Figura 48. Para esse esquema de ligação são considerados os componentes vistos anteriormente e suas conexões. Após a validação do esquema pode-se montar a o protótipo para então realizar a programação nos microcontroladores que serão utilizados.

Após a montagem o protótipo será exposto em ambiente relevante para as medições das grandezas.

Figura 48 - Diagrama estação de monitoramento



Fonte: Elaboração própria (2019).

Ao fim dos testes pode-se embutir a estação em uma caixa hermética para realizar os testes em ambiente relevante (Figura 49). A estação foi instalada em um mourão de concreto de 2,5 m de altura. O ambiente relevante é em céu aberto, exposto as intempéries.

Figura 49 - Estação em ambiente relevante



Fonte: Acervo próprio (2019).

Para o LED do sensor de sujeira um suporte de alumínio é utilizado para a fixação no canto do módulo (Figura 50). O LED atinge com seu feixe de luz a parte translúcida do módulo fotovoltaico. Na outra face do módulo está o fotodiodo que fará a medição do nível de sujeira.

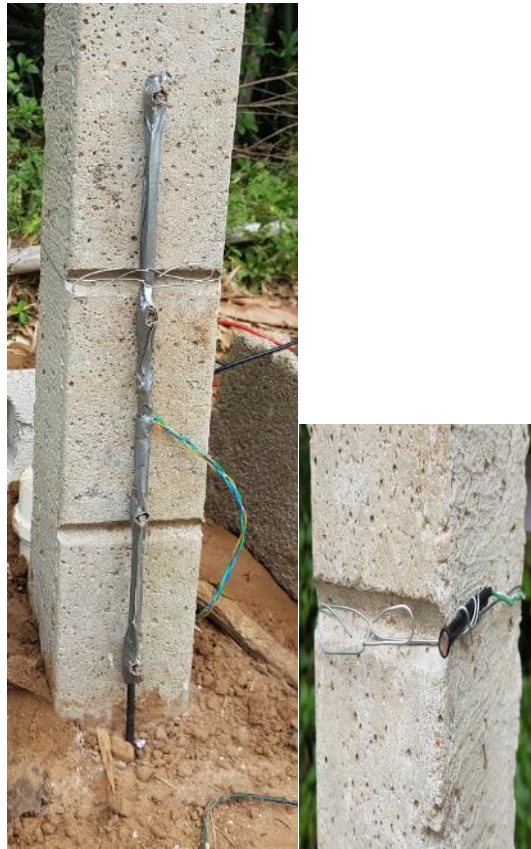
Figura 50 - Detalhe LED sensor de sujeira



Fonte: Acervo próprio (2019).

Os LDR para verificação do crescimento de herbáceas foram fixados na base (4 LDR) e ao topo (1 LDR) do mourão de concreto (Figura 51).

Figura 51 - Sensor de crescimento de herbáceas



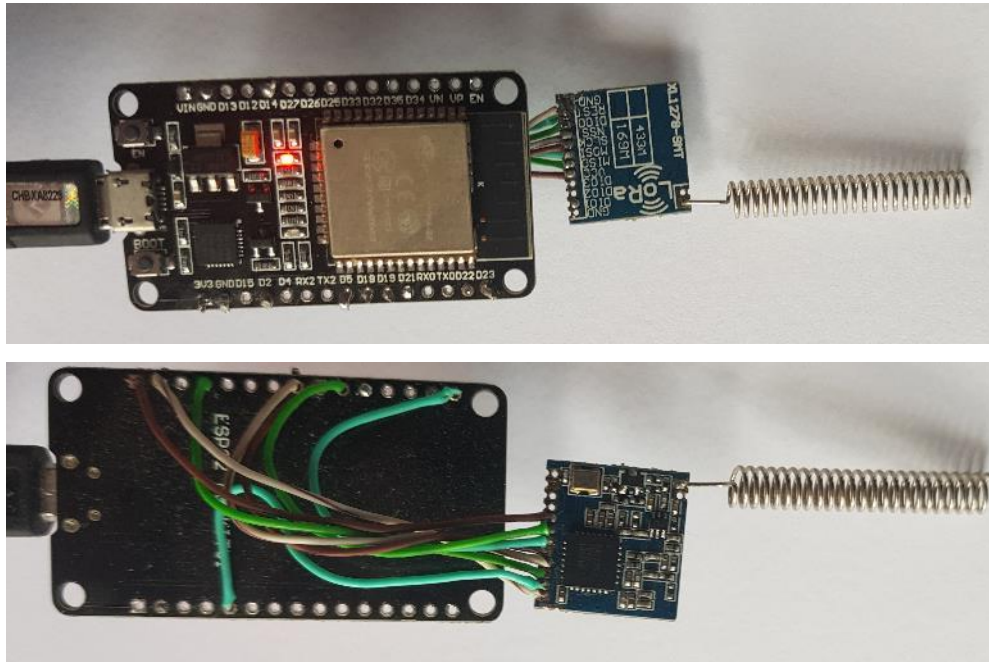
Fonte: Acervo próprio (2019).

A estação ficou montada a uma distância de 50 m do *gateway*, entretanto para a verificação de longas distâncias testa-se as duas pontas do equipamento a uma distância de 750 m ao meio de prédios e não se perde a conexão, mostrando a robustez do módulo LoRa.

3.1.3 *Gateway montado*

O *gateway* em sua versão final é composto por um módulo ESP32 e um módulo LoRa utilizando protocolo SPI e alimentação com 5 V via micro USB. A conexão física entre os módulos é realizada por cabos elétricos (Figura 52).

Figura 52 - Gateway versão final



Fonte: Acervo próprio (2019).

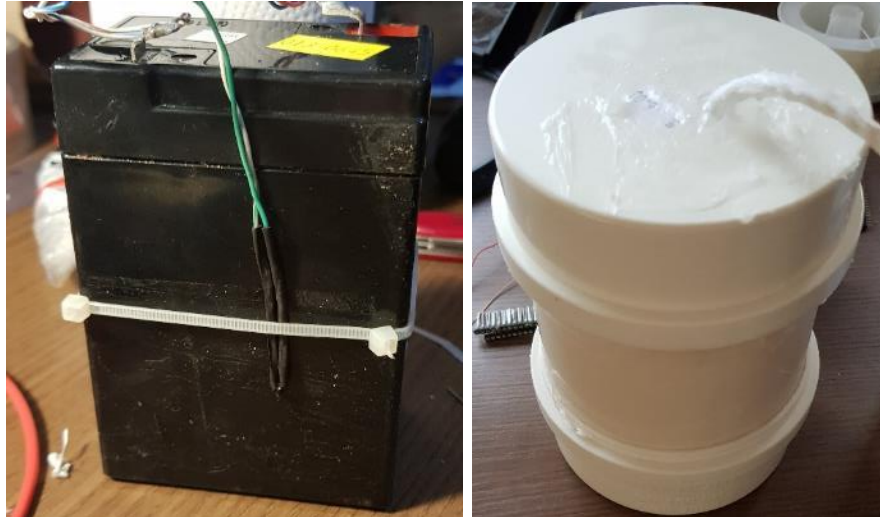
3.1.3.1 Definição sistema de potência para a estação de monitoramento

O sistema de alimentação da estação deve ser constituído por um módulo fotovoltaico, uma bateria e um circuito de carregamento da bateria. A análise experimental revelou com o sistema operando, a corrente consumida em 3,3 V é de 10 mA com o microcontrolador em *standby* e máxima de 34 mA no envio de dados via LoRa (5 segundos para ocorrer). Sendo assim para se ter energia para 1 dia seria necessária uma bateria de 250 mAh de capacidade. Entretanto, devido a períodos chuvosos intensos em que há pouca incidência luminosa nos módulos, será mais prudente a utilização de uma bateria de maior capacidade.

No comércio local a bateria encontrada foi a de chumbo selada de 6 V com capacidade de 4500 mAh, capacidade para 18 dias sem carregamento. Analisando o *datasheet* dessa bateria nota-se que a vida útil é dependente da temperatura de operação, para temperaturas de 36 °C a vida útil cai para 60%. Sendo assim a bateria terá um compartimento selado e ficará acondicionada numa caixa de inspeção

enterrada abaixo da estação para garantir sua vida útil. A bateria com seu termistor e seu compartimento selado pode ser visto na Figura 53.

Figura 53 - Bateria com termistor a esquerda e compartimento selado a direita



Fonte: Acervo próprio (2019).

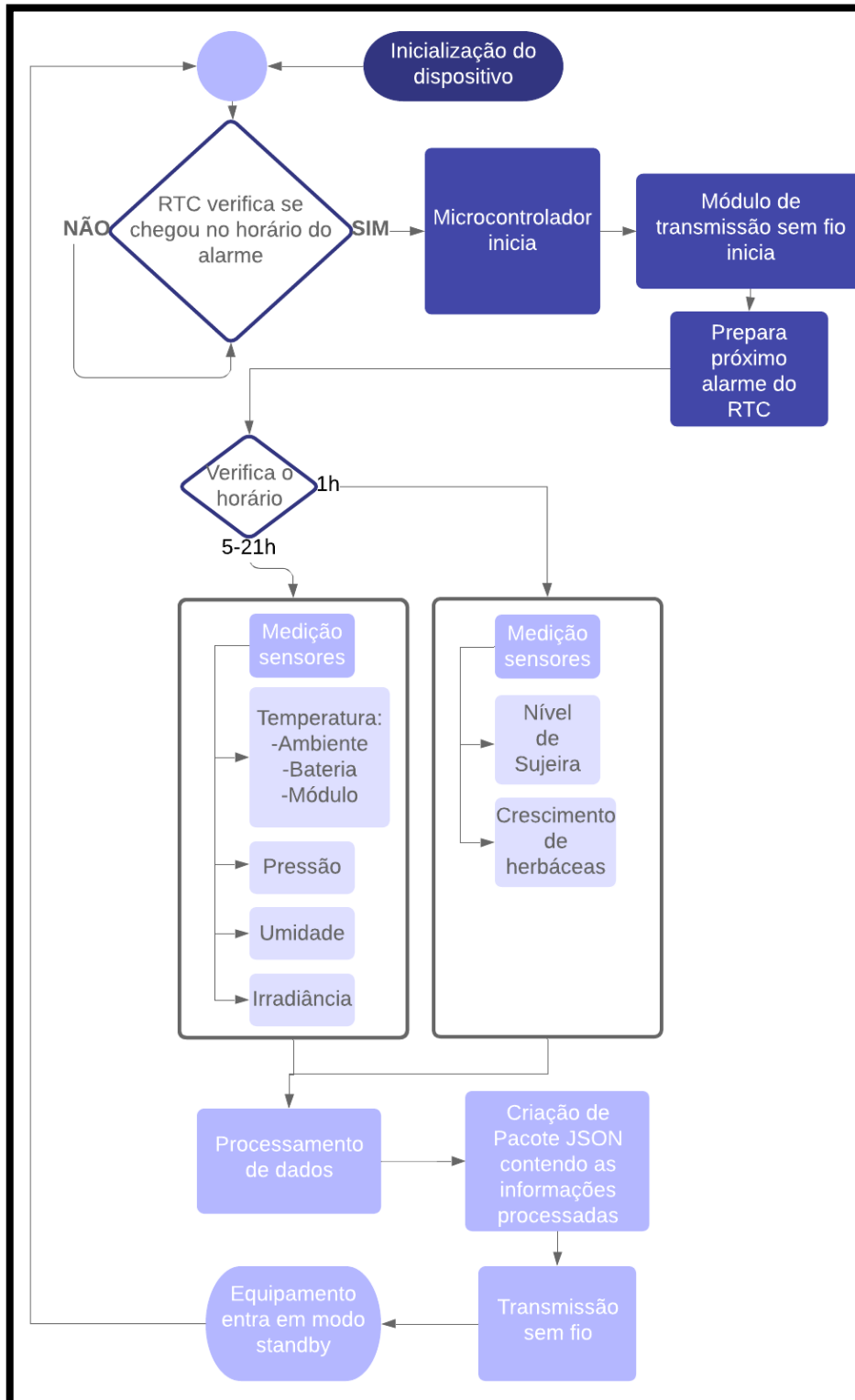
Para o carregamento da bateria será utilizado um módulo de 10 Wp que possui tensão de operação máxima de aproximadamente 17,6 V. O circuito de carregamento da bateria é composto por um conversor CC LM2596 pode-se ajustar o *duty cycle* para a tensão de flutuação da bateria que é de 7,4 V. Com essa implementação pode-se carregar e utilizar a bateria ao mesmo tempo. Como medida de proteção contra correntes reversas foi adicionado um diodo 1N4004 na saída do conversor.

Para alimentar o circuito da estação de monitoramento se utiliza outro conversor CC LM2596 para reduzir a tensão para 3,3 V e alimentar a estação de monitoramento.

3.2 Arquitetura da programação

Para realizar a arquitetura do programa que estará embarcado na estação de monitoramento deve-se pensar no processo que será executado pela estação. O processo está ilustrado na Figura 54.

Figura 54 - Fluxograma do programa da estação de monitoramento



Fonte: Elaboração própria (2019).

A linguagem de programação escolhida foi a do Arduino devido a sua comunidade ativa na internet com muito exemplos e bibliotecas prontas para a utilização.

Ao iniciar a estação de monitoramento o microcontrolador configura o alarme para despertar a cada 5 minutos e entra no modo *stand by*. Ao chegar no horário definido no alarme o RTC envia um pulso para a retirar o microcontrolador do modo de economia de energia. Utiliza-se a biblioteca “DS3232RTC” para configurar o RTC (JCHRISTENSEN, 2013).

Para o gerenciamento de energia do ATmega328p é utilizada a biblioteca “LowPower”. Com ela é possível configurar os elementos que serão desligados no microcontrolador (ROCKETSCREAM, 2019).

Após o início do microcontrolador ocorre a inicialização do módulo LoRa e configuração do próximo alarme. O horário é verificado para se saber quais sensores devem ser lidos. Utiliza-se a biblioteca “LoRa” para a configuração dos parâmetros do LoRa (SANDEEPMISTRY, 2019).

Para o caso das 5h até as 21h são lidos os sensores de temperatura da bateria e do módulo utilizando a biblioteca “Thermistor” que é própria para termistores do tipo NTC (LABORATÓRIO DE GARAGEM, 2013). Para temperatura ambiente, pressão atmosférica e umidade relativa se utiliza a biblioteca “Adafruit_BME280” (ADAFRUIT, 2019).

Para o caso da 1h são realizadas leituras analógicas puras para obter as tensões do nível de sujeira e dos sensores do crescimento de herbáceas.

Os dados são então processados e formatados para pacotes JSON que o módulo LoRa transmite ao *gateway*.

Por fim a estação entra em modo *stand by* novamente e reinicia o ciclo.

Ao receber os dados o *gateway* se conecta com a internet via WIFI (2,4 GHz) e envia os pacotes JSON recebidos para o servidor online da plataforma de O&M.

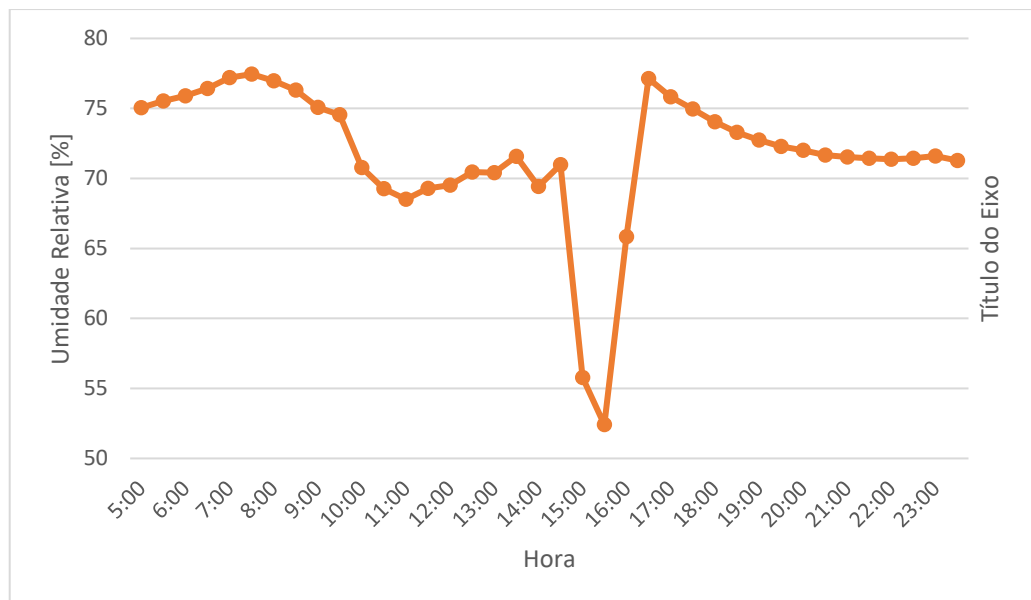
3.3 Análise dos resultados

Com a estação de monitoramento fixada a uma distância de 50 m são testados o envio de dados pela estação para cada sensor que foi implementado na estação de monitoramento. A escolha dos dados para a análise será realizada por amostragem, já que a estação está em funcionamento desde agosto de 2019.

O primeiro conjunto de dados analisado será para o sensor de umidade relativa do ar para o dia 23 de agosto de 2019. Os dados estão discretos a cada 30 min, iniciando a medição às 5:00 até às 23:00. Os dados são provenientes do banco de dados da plataforma de O&M que os armazenou após o envio pelo *gateway*.

Os dados se mostram consistentes a cada 30 minutos e com umidades relativas de forma geral entre 70 e 80 % como mostra Figura 55. No gráfico percebe-se que às 15h houve uma variação brusca de 70% para 50% na umidade relativa que posteriormente se mostra devido a variação da temperatura ambiente.

Figura 55 - Umidade relativa para o dia 23/08/2019

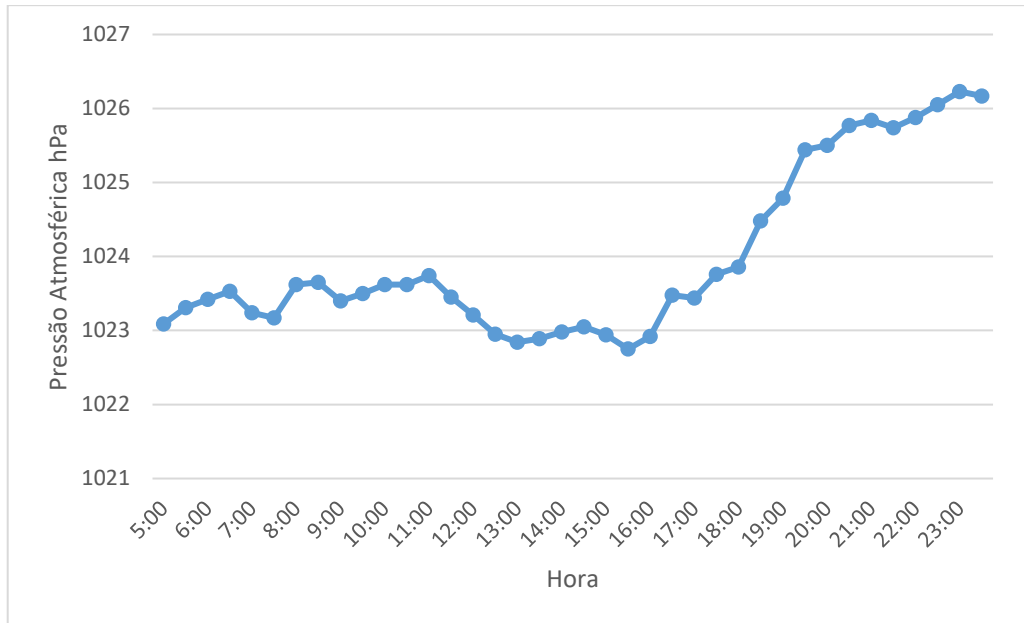


Fonte: Elaboração própria (2019).

O segundo bloco de dados analisado é o da medição de pressão atmosférica que são provenientes do banco de dados da plataforma de O&M que os armazenou após o envio pelo *gateway*. Os dados estão expressos na forma de um

gráfico na Figura 56. Percebe-se que por volta das 16:00 a pressão atmosférica aumenta significativamente também devido à diminuição da temperatura ambiente.

Figura 56 - Pressão atmosférica para o dia 23/08/2019

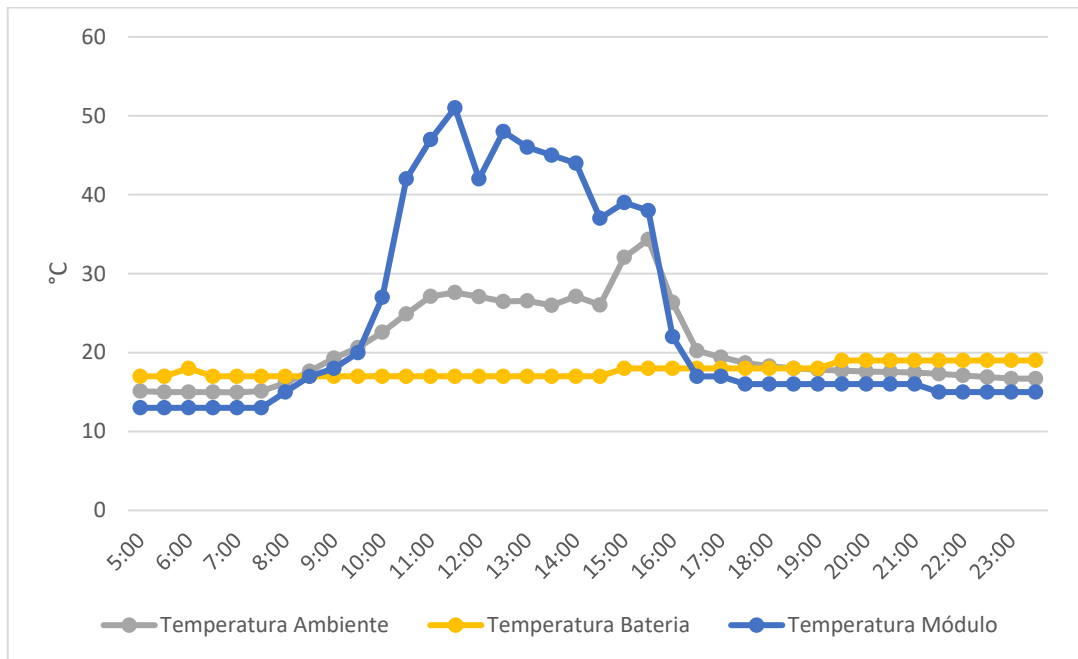


Fonte: Elaboração própria (2019).

O terceiro bloco de dados analisado é o da medição de todas as temperaturas que são provenientes do banco de dados da plataforma de O&M que os armazenou após o envio pelo *gateway*. Os dados estão expressos na forma de um gráfico na Figura 57. Percebe-se que por volta das 16:00 as temperaturas ambiente e do módulo caem indicando uma relação entre os outros eventos analisados para o mesmo dia.

Ainda para o mesmo gráfico se percebe que a temperatura do módulo atinge valores muito superiores à ambiente chegando aos 50° C. A temperatura da bateria permanece praticamente constante chegando à temperatura máxima de 20°C. Tal comportamento se deve ao fato de a bateria estar dentro de uma caixa de inspeção abaixo da estação de monitoramento.

Figura 57 - Temperaturas para o dia 23/08/2019



Fonte: Elaboração própria (2019).

As temperaturas ambiente e do módulo são validadas utilizando o equipamento Solar02 já apresentado com o acessório de medição de temperatura ambiente e do módulo. Foram realizadas 6 medições ao longo do dia e feito o cálculo do erro percentual tendo como real o equipamento Solar02. O maior erro obtido foi de 6,92% (Tabela 11) com a medição de temperatura na célula, tal erro pode ter ocorrido devido a diferença de temperatura entre células, ou ainda falta de sincronismo entre o dado retirado manualmente (Solar02) e automático (Estação).

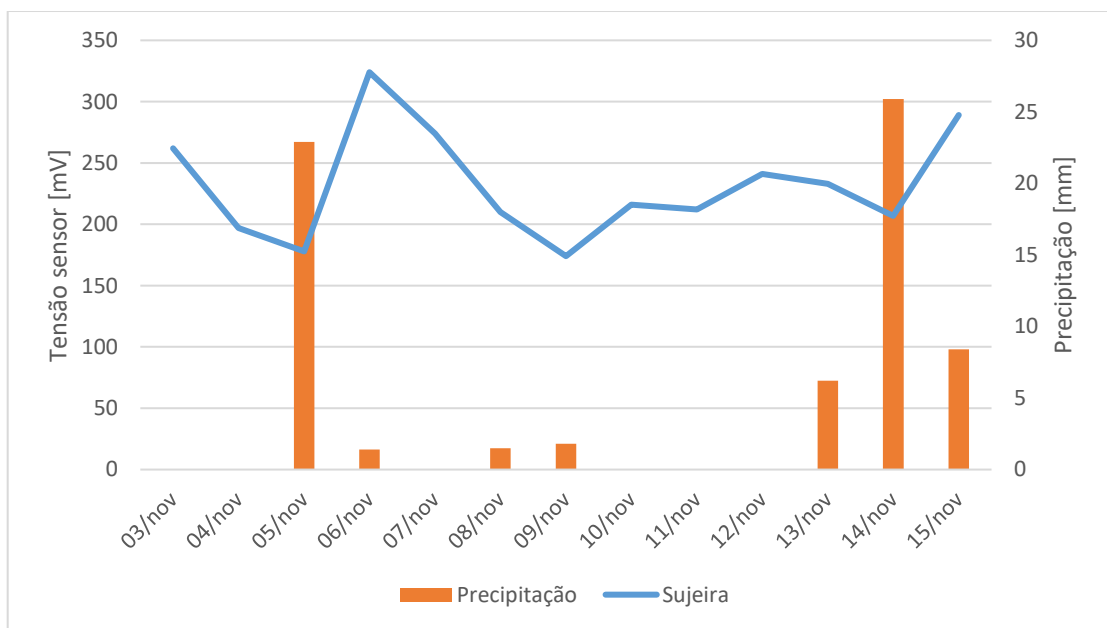
Tabela 11 - Validação temperaturas

Tc-Estação	Tc-Solar02	Erro %	Ta-Estação	Ta-Solar02	Erro %2
37,00	37,20	0,54%	26,20	26,40	0,8%
39,00	41,90	6,92%	26,48	26,10	1,5%
32,00	33,20	3,61%	24,59	24,60	0,0%
21,00	22,20	5,41%	22,25	22,40	0,7%
21,00	22,00	4,55%	22,22	22,00	1,0%
21,00	22,10	4,98%	22,15	22,10	0,2%

Fonte: Elaboração própria (2019).

O quarto bloco de dados analisado é o da medição do nível de sujeira que são provenientes do banco de dados da plataforma de O&M que os armazenou após o envio pelo gateway. Os dados estão expressos na forma de um gráfico na Figura 58. Para esse gráfico foi realizada a medição da tensão no fotodiodo e analisada os dias de chuvas pelo INMET (2019). Nota-se que após as chuvas a tensão aumenta indicando maior incidência de luz no fotodiodo.

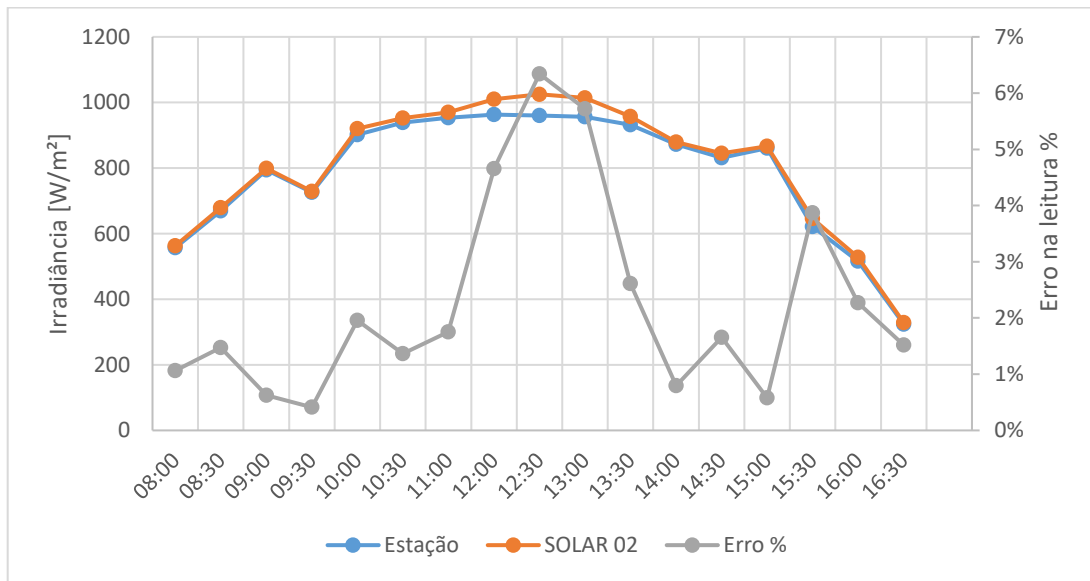
Figura 58 - Nível de sujeira



Fonte: Elaboração própria (2019).

O quinto bloco de dados analisado é o da medição da irradiância que são provenientes do banco de dados da plataforma de O&M que os armazenou após o envio pelo gateway. Os dados estão expressos na forma de um gráfico na Figura 59. Para esse sensor, os dados foram validados utilizando o Solar02 ao longo de 1 dia.

Figura 59 - Irradiância real e irradiância com protótipo



Fonte: Elaboração própria (2019).

Percebe-se que o sensor desenvolvido acompanhou muito bem o equipamento certificado, entretanto, no período de maior irradiância houve uma divergência maior entre os 2 sensores. Tal fenômeno pode ter ocorrido devido à não consideração da deriva térmica e temporal para a elaboração do sensor de irradiância.

Para o sensor de crescimento de herbáceas, o sensor foi testado com os 4 níveis de altura e se mostrou assertivo em suas medições. Entretanto o teste foi realizado colocando-se a vegetação a sua frente, pois não houve condições de crescer vegetações grandes o suficiente para cobrir todos os LDR. O teste realizado fez com que os LDR fossem obstruídos cumulativamente resultando na Tabela 12.

Tabela 12 - Testes com validação dos níveis de altura das herbáceas

Testes	LDR 1	LDR 2	LDR 3	LDR 4	Indicação de altura [cm]
Teste 1	x				10
Teste 2	x	x			15
Teste 3	x	x	x		20
Teste 4	x	x	x	x	25

Fonte: Elaboração própria (2019).

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O desenvolvimento do presente trabalho mostrou que é possível a criação de uma estação de monitoramento para usinas fotovoltaicas de solo com um baixo custo de 275 reais para os insumos, e com dados relevantes para o acompanhamento do desempenho.

Os dados da estação são armazenados em uma plataforma *online* de O&M de usinas fotovoltaicas e podem ser utilizados para realizar análises qualitativas e quantitativas mesmo que o equipamento não possua certificação. Tais análises são possíveis já que os dados não possuem grandes diferenças entre o equipamento certificado e o desenvolvido.

Os indicadores obtidos são importantes para se conseguir melhorar a performance de uma UFV de solo, principalmente as inferiores a 1 MWp, que devido ao custo não se torna vantajoso a instalação de uma estação solarimétrica.

Como sugestão para trabalhos futuros pode-se verificar os procedimentos necessários para a certificação do equipamento, realizar uma análise na robustez do equipamento deixando-o em funcionamento por períodos mais longos de tempo, melhorar a fixação dos sensores, realizar análises mais aprofundadas acerca da qualidade e confiabilidade das medições.

Pode-se ainda utilizar os dados gerados pela estação com o auxílio de inteligência artificial para a identificação de padrões que podem indicar possíveis falhas de geração.

REFERÊNCIAS

ABNT. **NBR 16274: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede**: - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. Rio de Janeiro: ABNT, 2014. 52 p.

ADAFRUIT. **Arduino Library for BME280 sensors**. 2019. Disponível em: https://github.com/adafruit/Adafruit_BME280_Library. Acesso em: 25 Nov. 2019.

Aosong. **Temperature and humidity module DHT11 Product Manual**. 2019. Disponível em: https://img.filipeflop.com/files/download/Datasheet_DHT11.pdf. Acesso em: 25 Nov. 2019.

BITCHERIENE ANGELO, MATHEUS. **ANÁLISE DA TAXA DE DESEMPENHO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE (SFVCR) NAS DIFERENTES REGIÕES DO ESTADO DO PARANÁ**. CURITIBA, 2017. 107 p. Trabalho de Conclusão de Curso (CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2017.

BOSCH. **BME280: Combined humidity and pressure sensor**. 2018. Disponível em: https://ae-bst.resource.bosch.com/media/_tech/media/datasheets/BST-BME280-DS002.pdf. Acesso em: 25 Nov. 2019.

BOSCH. **BMP280: Digital Pressure Sensor**. 2015. Disponível em: <https://img.filipeflop.com/files/download/Datasheet-BMP280-DS001-11.pdf>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

CAMPBELL SCIENTIFIC. **3-D Sonic Anemometer, Head Only**. **campbellsci**. 2019a. Disponível em: <https://www.campbellsci.com/csat3a>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

CAMPBELL SCIENTIFIC. **Barometric Pressure Sensors**. **campbellsci**. 2019b. Disponível em: <https://www.campbellsci.com.br/barometric-pressure>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

CAMPBELL SCIENTIFIC. **Surface-Mount Thermistor**. **campbellsci**. 2019c. Disponível em: <https://www.campbellsci.com.br/110pv>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

CAMPBELL SCIENTIFIC. **Temperature and Relative Humidity Probe**. 2019d. Disponível em: <https://www.campbellsci.com.br/cs215-l>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

CAMPBELL SCIENTIFIC. **Wind Set**. 2019e. Disponível em: <https://www.campbellsci.com/034b>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

CANTHERM. **Pearl-Shaped Precision NTC Thermistor for Temperature Measurement**. 2012. Disponível em: https://www.cantherm.com/wp-content/uploads/2017/05/cantherm_mf52_1.pdf. Acesso em: 25 Nov. 2019.

CENTENO BRITO, Miguel; M. VALLÊRA, António. Meio século de história fotovoltaica. **Gazeta de Física**, Lisboa, 2006.

DMITRUK, Hilda Beatriz (Org.). **Cadernos metodológicos**: diretrizes da metodologia científica. 5. ed. Chapecó: Argos, 2001. 123 p.

EKO. **STR-22G Sun Trackers**. 2019. Disponível em: <https://eko-eu.com/products/solar-energy/sun-trackers/str-22g-sun-trackers>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

EPE. **EXPANSÃO DA GERAÇÃO: EMPREENDIMENTOS FOTOVOLTAICOS** Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica. 2013. 42 p.

FINOCCHIO, M. A. F. **Noções de energia solar fotovoltaica**. 2013.

FREUNEK MÜLLER, Monika. **Photovoltaic Modeling Handbook**. 1. ed. EUA: Wiley, 2018. 282 p.

GCL. **GCL-P6/72xxx: HIGH EFFICIENCY MULTICRYSTALLINE MODULE**. 2017. Disponível em: <https://www.gclsi.com/uploads/AU%20CEC-P6-72%20355%2040%205BB.pdf>. Acesso em: 22 Nov. 2019.

GLOBAL SOLAR ATLAS. **PVOUT**. 2016. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

GREEN, Martin A. et al. **Solar cell efficiency tables (Version 53)**. 2019. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/pip.3102>. Acesso em: 15 jun. 2019.

HUKSEFLUX. **SHR02 shadow ring. hukseflux**. 2019. Disponível em: <https://www.hukseflux.com/products/solar-radiation-sensors/pyranometers/shr02-shadow-ring>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

INMET. **Estações Convencionais. INMET**. 2019. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/sim/sonabra/dspDadosCodigo.php?ODM4OTc=>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

JCHRISTENSEN. **Arduino Library for Maxim Integrated DS3232 and DS3231 Real-Time Clocks**. 2013. Disponível em: <https://github.com/JChristensen/DS3232RTC>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

KALDELLIS, John K.; KAPSALI, Marina; KAVADIAS, Kosmas A.. **Temperature and wind speed impact on the efficiency of PV installations**. Experience obtained from outdoor measurements in Greece. 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114000123>. Acesso em: 15 jun. 2019.

KIPP & ZONEN. **DustIQ Soiling Monitoring System**. Kipp & Zonen. 2019. Disponível em: <https://www.kippzonen.com/Product/419/DustIQ-Soiling-Monitoring-System#.XbLbZehKhhE>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

LABORATÓRIO DE GARAGEM. **Tutorial: Como utilizar Termistor NTC com Arduino**. Laboratório de Garagem. 2013. Disponível em: <http://labdegaragem.com/profiles/blogs/tutorial-como-utilizar-o-termistor-ntc-com-arduino>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

LOPES SAUAIA, Rodrigo. **Energia Solar Fotovoltaica: Panorama, Oportunidades e Desafios**. In: SEMINÁRIO DESAFIOS DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL. 2017, Brasília: ABSOLAR, 2017.

MAHINDRASUSTEN. **Vegetation Control alternatives for Solar PV Plants**. 2019. Disponível em: <https://www.mahindrasusten.com/vegetation-control-alternatives-solar-pv-plants.php>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

MAXIM. **Extremely Accurate I2C-Integrated RTC/TCXO/Crystal: DS3231**. Maxim Integrated. 2019. Disponível em: <https://datasheets.maximintegrated.com/en/ds/DS3231.pdf>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

MIDDLETON SOLAR. **CLASS B PYRHELIOMETER**. 2019. Disponível em: <https://www.middletonsolar.com/products/product1.htm>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

MME. **Energia Solar no Brasil e Mundo Ano de referência - 2016**. 2016. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/17+-+Energia+Solar+-+Brasil+e+Mundo+-+ano+ref.+2015+%28PDF%29/4b03ff2d-1452-4476-907d-d9301226d26c;jsessionid=41E8065CA95D1FABA7C8B26BB66878C9.srv154>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

NREL. **Basic Photovoltaic Principles and Methods**. 1982. 69 p. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/legosti/old/1448.pdf>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

NREL. **Photovoltaic Fundamentals**. 1995. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/legosti/old/16319.pdf>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

NREL. **Weather-Corrected Performance Ratio**. 2013. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57991.pdf>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

REZA MAGHAMI, Mohammad et al. Power loss due to soiling on solar panel: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Malásia, p. 1307-1316, 2016.

ROCKETSCREAM. **Low Power Library for Arduino**. 2019. Disponível em: <https://github.com/rocketscream/Low-Power>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

SANDEEPMISTRY. **An Arduino library for sending and receiving data using LoRa radios**. 2019. Disponível em: <https://github.com/sandeepmistry/arduino-LoRa>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

SEMTECH. **Semtech SX1278: 137 MHz to 525 MHz Long Range Low Power Transceiver**. **Semtech**. 2019. Disponível em: <https://www.semtech.com/products/wireless-rf/lora-transceivers/sx1278>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

SHAREENERGY. **Manutenção de sistemas solares fotovoltaicos**. 2019. Disponível em: <http://shareenergy.com.br/manutencao-de-sistemas-solares-fotovoltaicos/>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

SOLAREEDGE. **Smart Energy Solutions**. 2019. Disponível em: <https://www.solareedge.com/br/homeowners>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

SOLUZIONE SOLARE. **Litemeter Current: Sun radiation sensor**. 2019. Disponível em: <https://www.solarwind-sensor.com/project/litemeter-current-analog-silicon-cell-pyranometer/>. Acesso em: 25 Nov. 2019.

TAVARES PINHO, J.; GALDINHO, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. **Grupo de Trabalho de Energia Solar - GTES - CEPEL - DTE - CRESESB**, [s. l.], v. 1, p. 529, 2014.

URREJOLA, E. *et al.* Effect of soiling and sunlight exposure on the performance ratio of photovoltaic technologies in Santiago, Chile. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 114, p. 338–347, 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2016.02.016> Acesso em: 26 abr. 2019.

PVSOL 2019. R10. [s./] : Valentin Software,2019.

WANG, P. *et al.* Reducing the effect of dust deposition on the generating efficiency of solar PV modules by super-hydrophobic films. **Solar Energy**, [s. l.], v. 169, n.

May, p.277–283, 2018.

