

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE UM ARRANJO FOTOVOLTAICO PARA UMA
RESIDÊNCIA TÍPICA NO SUL DO PAÍS

por

Rafael Possebon

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Engenheiro de Energia.

Porto Alegre, julho de 2016



Universidade Federal do Rio Grande do Sul
Escola de Engenharia
Engenharia de Energia

AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE UM ARRANJO FOTOVOLTAICO PARA UMA
RESIDÊNCIA TÍPICA NO SUL DO PAÍS

por

Rafael Possebon

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
ENGENHEIRO DE ENERGIA
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Profa. Dra. Adriane Prisco Petry
Coordenadora do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Profa. Dra. Letícia Jenisch Rodrigues.

Banca examinadora:

Profa. Dra. Adriane Prisco Petry DEMEC / UFRGS

Prof. Dr. Arno Krenzinger DEMAT / UFRGS

Profa. Dra. Letícia Jenisch Rodrigues DEMEC / UFRGS

Porto Alegre, 04 de julho de 2016.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à minha orientadora, Profa. Dra. Letícia Jenisch Rodrigues e aos professores e colegas do LabSol, especialmente ao Prof. Dr. Arno Krenzinger, pela disponibilidade, apoio e orientação ao longo do presente trabalho.

Agradeço aos meus colegas e mestres por todo aprendizado, dentro e fora da sala de aula.

Agradeço aos meus amigos e família.

Agradeço à Marina pela parceria de sempre, nos momentos difíceis e, principalmente, nos mais felizes.

Por fim, agradeço aos meus pais, por tudo.

Possebon, R. **Avaliação do Desempenho de um Arranjo Fotovoltaico Para Uma Residência Típica no Sul do País.** 2016. 27f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

RESUMO

O presente trabalho envolve a confecção dos suportes, instalação e operação de um sistema fotovoltaico, e tem como objetivo principal analisar o desempenho do arranjo de 1,225 kWp conectado à rede ao longo de 30 dias. A coleta de dados é realizada pelo software *System Advisor Model* (SAM), fornecido pelo fabricante do inversor utilizado, que é responsável pela obtenção da potência e da energia AC. Também são obtidos parâmetros como irradiação e temperaturas ambiente e de célula através da utilização de sensores adicionais, com o objetivo de analisar a influência destas variáveis no sistema. Por fim, é simulada a inserção do sistema fotovoltaico para o período observado em uma residência típica da região sul do Brasil conforme a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e é analisada a viabilidade financeira para diferentes cenários econômicos.

PALAVRAS-CHAVE: Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede, Geração Distribuída, Microgeração.

Possebon, R. **Performance Evaluation of a Photovoltaic Array for a Typical Residence of the South of Brazil.** 2016. 27f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

ABSTRACT

The present paper includes the manufacture of the structures, installation and operation of a photovoltaic system, and the central goal is to analyze the array performance with maximum power of 1,225 kW on-grid over 30 days. The data acquisition is accomplished by the software *System Advisor Model* (SAM), provided by the inverter manufacturer, which is responsible for the acquisition of power and energy AC. Also there are obtained parameters as irradiation and ambient and cell temperatures through additional sensors, aiming the analysis of the effects of these variables on the system. By the end, the insertion of the photovoltaic system is simulated for the time observed in a typical residence of the south of Brazil, according to Empresa de Pesquisa Energética (EPE) and it is analyzed the financial viability for different economic scenario.

KEYWORDS: Grid-Connected Photovoltaic System, Distributed Generation, Microgeneration.

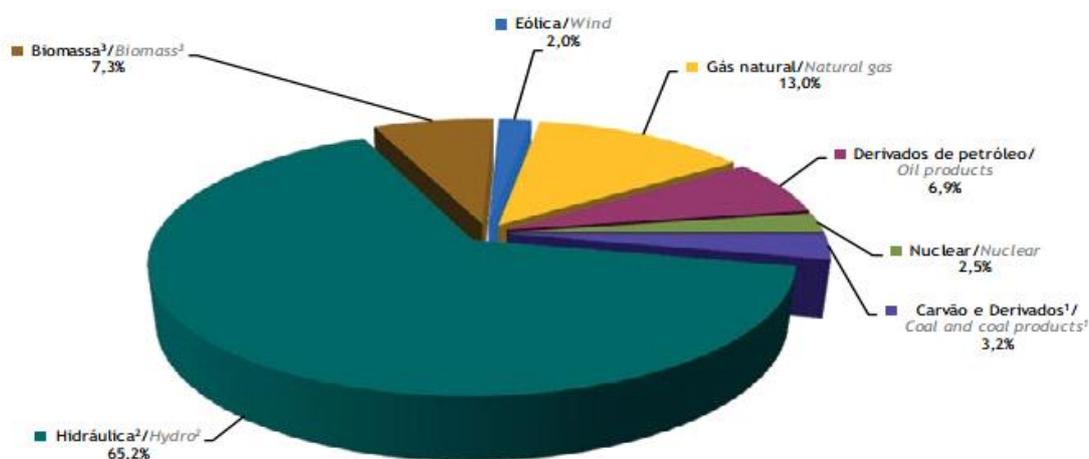
Sumário

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Objetivos	2
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	3
2.1. Efeito Fotovoltaico	3
2.2. Células Fotovoltaicas	3
2.3. Módulos Fotovoltaicos	4
2.4. Associações de Módulos	5
2.5. Geração Distribuída	6
2.6. Sistema de Compensação de Energia Elétrica	6
3. SISTEMA FOTOVOLTAICO	6
4. ANÁLISE DOS DADOS	10
4.1. Análise mensal	10
4.2. Análises diárias	11
4.2.1. Máxima Irradiação Diária	12
4.2.2. Dia “típico”	13
5. AVALIAÇÃO DA POTÊNCIA AC ATRAVÉS DA TEMPERATURA DOS MÓDULOS E DA IRRADIÂNCIA	14
6. INSERÇÃO DO SISTEMA EM RESIDÊNCIA TÍPICA	15
7. VIABILIDADE FINANCEIRA	16
7.1. Cenário Pessimista	18
7.2. Cenário Intermediário	18
7.3. Cenário Otimista	19
8. CONCLUSÃO	21
8.1. Discussão	21
8.2. Trabalhos Futuros	21
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	22

1. INTRODUÇÃO

A autossuficiência energética é questão de suma importância em nível mundial, sem preterir a obtenção de uma matriz elétrica composta por fontes que não agridem o meio ambiente. Apesar do Brasil possuir cerca de 75% de sua energia elétrica produzida por fontes renováveis (BEN, 2015), grande parte é obtida por apenas uma via. A Figura 1 ilustra a matriz elétrica brasileira, a qual é baseada na hidroeletricidade e fortalecida pelas usinas térmicas. Nos últimos anos, o crescimento populacional, aliado ao desenvolvimento de novas tecnologias, resultou em um aumento da demanda de energia elétrica que, somado às alterações climáticas tem colocado em questão a confiabilidade dos modelos de geração e distribuição utilizados no Brasil.

Figura 1 - Distribuição da Matriz Elétrica Nacional



Fonte: BEN, 2015.

Esse cenário evidencia a centralização da produção e, devido à grande participação da energia hidráulica na matriz elétrica, o Brasil enfrenta problemas para entregar energia com qualidade, bom preço e segurança em períodos de escassez pluviométrica. Paralelo à atual dificuldade de suprir a demanda energética está o potencial brasileiro em geração de energia fotovoltaica, acrescido da regulamentação da mini e microgeração distribuída, via Resolução Normativa 687/2015 da ANEEL, que estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia a fim de obter compensação de energia elétrica. Sendo assim, é permitida a troca de energia entre o usuário e a rede, ou seja, quando a unidade consumidora gera mais energia que consome são criados créditos que podem ser utilizados para reduzir o valor da fatura. A Resolução Normativa (REN) sofreu alterações ao longo dos anos com o objetivo de aprimorar e difundir o sistema de compensação de energia elétrica. A última alteração da REN nº 482/2012 é a REN nº 687 de 24 de novembro de 2015, que dentre as diversas mudanças efetuadas promove a permissão da geração distribuída para sistemas condominiais, a ampliação da validade dos créditos de energia elétrica para 60 meses e a redução dos prazos de tramitação dos pedidos junto às distribuidoras.

Dentre as fontes energéticas que são caracterizadas como geração distribuída pela ANEEL, a energia solar fotovoltaica é a que tem obtido maior número de adesões. Para a correta instalação e utilização de sistemas fotovoltaicos, SFV, é necessária a obtenção de diversos parâmetros.

Gasparin e Krenzinger, 2016 estudam o desempenho de sistemas fotovoltaicos em diversas cidades brasileiras para diferentes inclinações e orientações. Para a simulação é utilizada a ferramenta SAM (*System Advisor Model*) para a análise de sistemas residenciais de 1500 Wp. Entre as cidades analisadas está Santa Maria, Rio Grande do Sul, a qual possui desempenho anual máximo para inclinações de 20, 25 e 30 graus e orientação Norte. Devido à proximidade dessa cidade com Porto Alegre, onde se encontra o sistema que é estudo de caso no presente trabalho, é utilizado o valor de 20 graus na confecção do suporte do sistema fotovoltaico, SFV, com o objetivo de maximizar a energia gerada anualmente.

Miranda, 2014, analisa a viabilidade financeira de arranjos fotovoltaicos com diferentes potências. Também estuda o dimensionamento dos elementos que constituem os sistemas e a orientação dos módulos. Dentre os arranjos, o caso de maior sucesso é de 3,92 kWp, que obteve TIR de 12,3%, sendo, assim, economicamente viável quando comparado ao rendimento anual oferecido pela poupança.

O Projeto Básico 20 telhados fotovoltaicos em Porto Alegre, 2012 é parte do projeto “Desenvolvimento de Competências em GD (geração distribuída) com Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCRs) em Baixa Tensão”, cujo objetivo é a obtenção de dados para a elaboração de diretrizes para futuras instalações de SFCRs. Cada unidade consumidora participante conta com 1,2 kWp, medidores responsáveis pela coleta de dados dos geradores e um inversor de potência máxima de 1,2 kW no lado CA. Os elementos que constituem o sistema fotovoltaico do presente trabalho são relativos a esse projeto.

Pinho e Galdino, 2014 estudam a evolução da utilização de energia fotovoltaica no Brasil. Além disso, tratam dos cuidados e obrigações ao lidar com sistemas fotovoltaicos. O manual abrange normas, regulamentos, conceitos básicos, tecnologias, elaboração de projetos e de instruções para instalação e para manutenção.

Assim, além da diversificação da matriz elétrica do país, que proporciona maior independência dos recursos hídricos e torna o sistema mais robusto, a implementação da geração distribuída reduz a necessidade de investimentos na área de transmissão, já que a energia é gerada próxima ao centro de consumo. A partir dos motivos já mencionados, com ênfase na regulamentação da compensação de energia elétrica, a inserção de arranjos fotovoltaicos conectados à rede faz-se favorável. Devido à influência de variáveis climáticas na utilização de energia fotovoltaica a avaliação de desempenho de sistemas - que será estudo de caso no presente trabalho - torna-se importante.

1.1. Objetivos

O trabalho consiste em analisar o comportamento de um sistema fotovoltaico, SFV, composto por 5 módulos em série que resultam em uma potência de pico de 1,225 kW. O sistema é conectado à rede através do inversor Sunny Boy, fabricado pela SMA. Com o objetivo de maximizar a energia gerada anualmente e minimizar a ação do vento no SFV, são confeccionados suportes e, após a instalação do sistema, são analisados dados como a potência de saída, energia do lado de corrente alternada do inversor e irradiação. Além disso, são monitorados dados de temperaturas ambiente e dos módulos. Os parâmetros elétricos são obtidos com o auxílio do software *Sunny Data Control* (Versão 3.9.3.4), fornecido pelo fabricante do inversor, e o restante dos parâmetros são medidos com sensores de temperatura e irradiação. A partir da avaliação dos dados, analisa-se o impacto produzido pelo sistema em uma residência típica da região sul do Brasil para dados fornecidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Ao final realiza-se a viabilidade financeira do sistema fotovoltaico em questão através da simulação de valores médios de irradiação obtidos no software Radasol 2

para três cenários econômicos diferentes. O sistema encontra-se localizado no Laboratório de Energia Solar (LABSOL) da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS).

O presente trabalho possui a seguinte estrutura:

- fundamentação teórica;
- metodologia de confecção do suporte e de escolha do arranjo FV, e instalação do SFV;
- aquisição de dados;
- avaliação dos dados;
- análise da inserção do sistema em residência típica;
- viabilidade financeira.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. Efeito Fotovoltaico

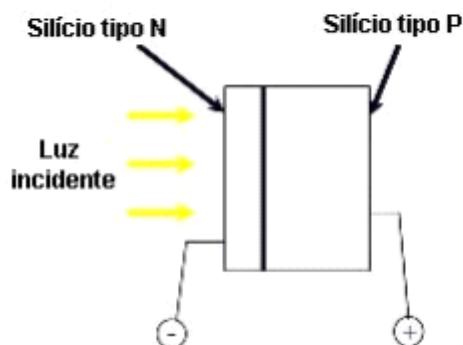
A conversão direta da radiação solar em energia elétrica em nível atômico dá-se pelo efeito fotovoltaico, FV, o qual foi descoberto em 1839 por Alexandre Edmond Becquerel, ao notar o surgimento de diferença de potencial nos extremos de estruturas semicondutoras. O efeito FV é similar ao fotoelétrico, diferindo apenas na movimentação das cargas livres. No efeito fotovoltaico ocorre dentro do material e no fotoelétrico as cargas são liberadas. O efeito fotovoltaico consiste na absorção da energia fornecida pelos fótons, a qual possibilita a locomoção dos elétrons para lacunas livres.

2.2. Células Fotovoltaicas

O material semicondutor utilizado na produção das células fotovoltaicas atinge o grau de pureza necessário após uma série de processos químicos, sendo o Silício o elemento mais empregado. Os elétrons de ligação entre os átomos podem obter a liberação desta ligação por efeito da temperatura ou pela incidência de fótons. Quando um elétron é liberado de uma ligação deixa uma lacuna no local onde estava, e as lacunas também podem conduzir corrente elétrica. O semicondutor purificado tem poucos elétrons livres e mesma quantidade de lacunas. Ao receber a radiação solar o número de elétrons e lacunas aumenta, mas por curto período de tempo, porque os elétrons se recombinam com as lacunas (recombinação).

Como o objetivo em questão é aproveitar a corrente proveniente dessa movimentação, o material é previamente dopado com componentes doadores (por exemplo, o fósforo) produzindo o lado N da dopagem, e com componentes aceitadores de elétrons (por exemplo, o boro) correspondentes ao lado P da dopagem, obtendo-se assim uma junção PN. A Figura 2 ilustra a célula fotovoltaica resultante.

Figura 2 – Célula fotovoltaica



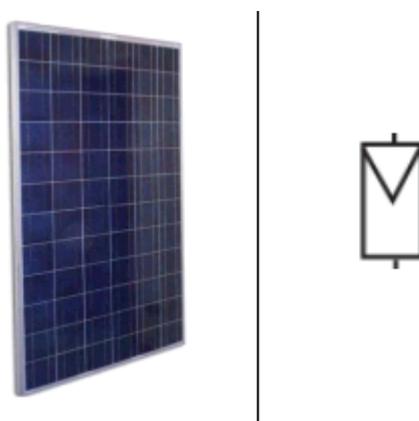
Fonte: Elaborado pelo autor.

Na união da camada tipo P, que possui excesso de lacunas, com a camada tipo N, com excesso de elétrons, surge um campo elétrico, que orienta as cargas. Com a incidência de luz sobre a célula, os fótons fornecem energia aos elétrons, excitando-os e promovendo a migração dos mesmos para as lacunas. Assim, na presença de um circuito elétrico há fluxo de corrente, que pode ser aproveitada para diversos fins.

2.3. Módulos Fotovoltaicos

Como a energia produzida pelas células fotovoltaicas é pequena, elas são agrupadas em diversas unidades conectadas em série, constituindo os módulos fotovoltaicos. Além do objetivo de garantir uma tensão mais próxima da realidade dos equipamentos eletrônicos, os módulos são projetados com o intuito de obter resistência mecânica, protegendo as células das diversas condições ambientais possíveis sem interferir na captação de radiação solar. Eles são confeccionados com material transparente na parte frontal (vidro temperado) e moldura usualmente composta por alumínio. A Figura 3 ilustra o módulo fotovoltaico e seu respectivo símbolo elétrico.

Figura 3 – Módulo fotovoltaico e símbolo elétrico



Fonte: Yingli Solar, 2016.

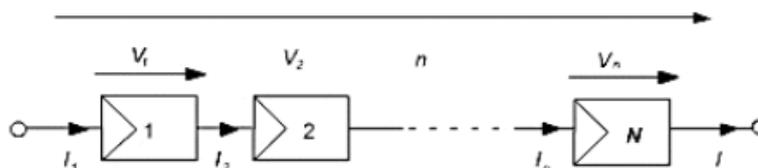
2.4. Associações de Módulos

A energia gerada por módulos fotovoltaicos não é injetada diretamente na carga, ela pode passar por inversores e ser injetada na rede (*on-grid*) ou passar por controladores de carga e ser armazenada em baterias (*off-grid*). Conforme a faixa de tensão e corrente necessária para a aplicação, será determinado o arranjo dos módulos, podendo englobar os tipos de associação que seguem. Nos exemplos abaixo são considerados módulos idênticos.

- Associação em série

A associação em série permite alterar o nível de tensão, fixando a corrente fornecida por um módulo, conforme Figura 4.

Figura 4 – Esquema representando o arranjo em série de módulos FV

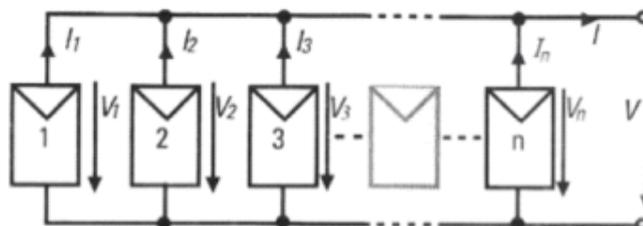


Fonte: Miranda, 2014.

- Associação em paralelo

Em contrapartida da associação em série, a associação em paralelo permite obter diferentes níveis de corrente, fixando a tensão fornecida por um módulo, conforme Figura 5.

Figura 5 – Esquema representando o arranjo em paralelo de módulos FV

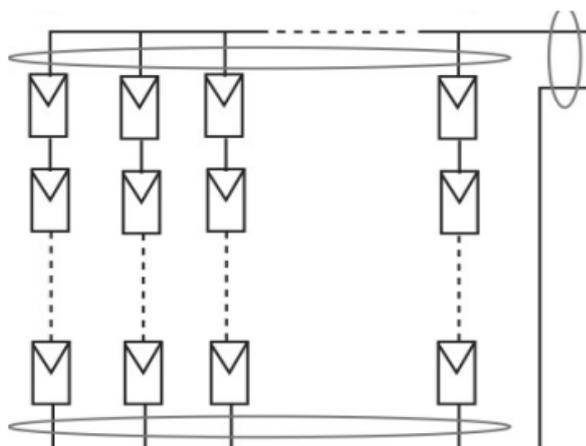


Fonte: Miranda, 2014.

- Associação mista

A associação mista consiste na junção das duas últimas associações, permitindo assim obter níveis mais elevados de tensão e corrente simultaneamente, conforme Figura 6.

Figura 6 – Esquema representando o arranjo misto (série e paralelo) de módulos FV



Fonte: Miranda, 2014.

2.5. Geração Distribuída

Geração Distribuída (GD) é definida pela geração de energia junto ou próxima do consumidor final, incluindo diversas fontes energéticas, como a cogeração, as pequenas centrais hidrelétricas e sistemas fotovoltaicos. O conceito de GD ainda envolve equipamentos de medição, controle e comando para a operação e controle de cargas. Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), os benefícios da utilização da Geração Distribuída são a redução de investimentos e de perdas na transmissão e a melhoria de estabilidade da entrega de energia elétrica.

2.6. Sistema de Compensação de Energia Elétrica

A Resolução Normativa nº 482/2012 define o Sistema de Compensação como um arranjo em que a unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída injeta energia ativa na rede da respectiva distribuidora e é posteriormente compensada através do consumo de energia de alguma unidade consumidora do usuário em questão. Este sistema tem como objetivo a instalação de pequenos geradores pelo consumidor para que o excedente de energia elétrica injetada na rede seja abatido na fatura de energia elétrica. Atualmente, através da REN nº 687/2015, o prazo para a utilização dos créditos de energia é de 60 meses e, para efeitos de diferenciação, a unidade consumidora é classificada pela potência instalada da seguinte maneira:

- microgeração: menor ou igual a 75 kW.
- minigeração:
 - superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW (fontes hídricas);
 - superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW (cogeração qualificada ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica).

3. SISTEMA FOTOVOLTAICO

A instalação fotovoltaica do presente trabalho consiste na conexão de cinco módulos em série, cujas características técnicas estão listadas na Tabela 1. A configuração do sistema resulta em uma potência de 1,225 kWp.

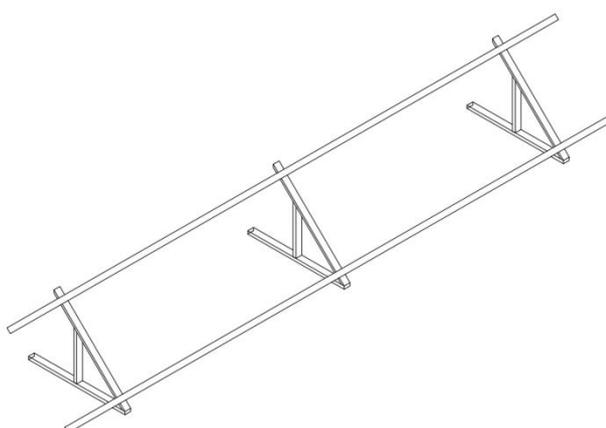
Tabela 1 – Características dos módulos FV instalados

Características	Técnicas
Marca	Yingli Solar
Modelo	YL245P-29b
Potência de Pico	245 Wp
Tensão de Máxima Potência (V_{mpp})	29,6 V
Corrente de Máxima Potência (I_{mpp})	8,28 A
Comprimento	1,640 m
Largura	0,990 m
Área do Módulo	1,6236 m ²
Corrente de Curto Circuito (I_{sc})	8,83 A
Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})	37,5 V
Coefficiente de Temperatura V_{oc}	-0,32%/°C
Coefficiente de Temperatura I_{sc}	+ 0,05%/°C
Coefficiente de Temperatura de Máxima Potência	-0,42%/°C
Peso	18,5 kg

Fonte: Yingli Solar, 2016.

A configuração ótima para Santa Maria, cidade que está localizada próxima, possui inclinação e orientação ótimas para 20 e 0 graus, respectivamente (Gasparin *et al.*, 2016). Com o objetivo de maximizar a obtenção de energia e para minimizar esforços decorrentes da ação do vento (PROJETO Básico - 20 Telhados Fotovoltaicos em Porto Alegre, 2012) o sistema é orientado para o norte e o suporte confeccionado fornece um ângulo de 20 graus em relação à horizontal. O material utilizado nos suportes é aço galvanizado, que possui vida útil similar à dos módulos fotovoltaicos. A Figura 7 ilustra o suporte.

Figura 7 – Suporte dos módulos FV



Fonte: Elaborado pelo autor.

A conexão com a rede é feita através do inversor Sunny Boy, modelo SB 1200 do fabricante SMA, com as características ilustradas na Tabela 2.

Tabela 2 – Características do inversor utilizado

Sunny Boy	
DADOS DE ENTRADA	
Potência máxima	1320 W
Tensão máxima	400 Vcc
Faixa de tensão do MPPT	100 - 320 Vcc
Tensão nominal	120 Vcc
Corrente máxima	12,6 A
Número de MPPTs	1
Proteções	<ul style="list-style-type: none"> • Proteção contra inversão de polaridade, • Controle de isolamento do arranjo fotovoltaico. • Proteção contra curto circuito CA. • Monitoramento da rede.
DADOS DE SAÍDA	
Potência nominal	1,2 kW
Corrente máxima AC	6,1 A
Tensão AC de saída da rede	230 V
Frequência da rede	60(+/- 4,5) Hz
Fator de potência (cos ϕ)	1
DESEMPENHO	
Eficiência máxima	92,1 %

Fonte: SMA Solar Technology AG.

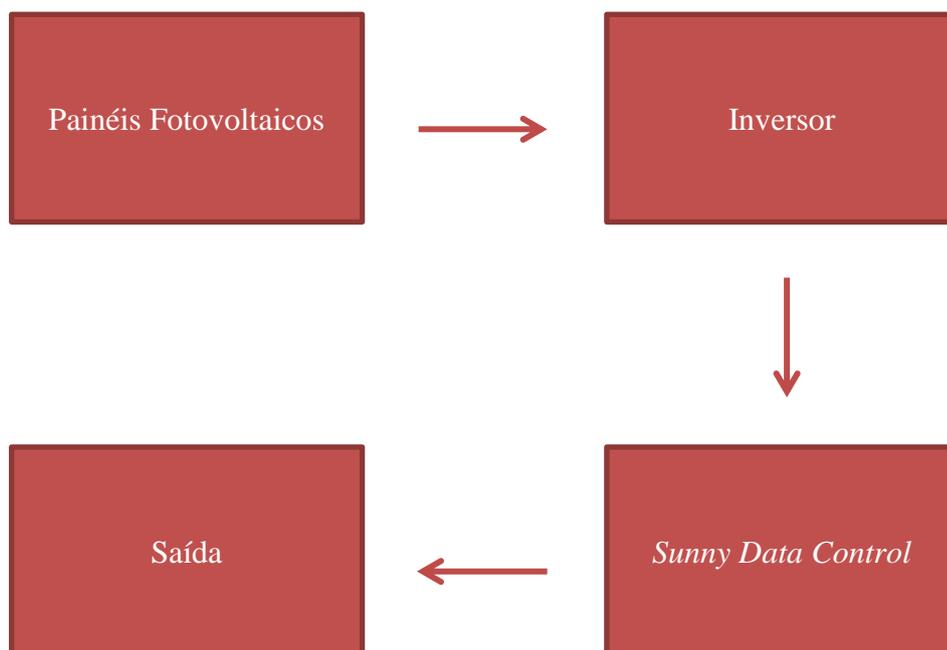
O sistema ainda conta com dois sensores de temperatura e com um sensor de irradiação. Os sensores de temperatura são do tipo PT-100, os quais são utilizados para a medição das temperaturas ambiente e dos módulos. Para a obtenção de dados coerentes, a célula sensora de irradiação possui a mesma inclinação dos módulos fotovoltaicos. Os sensores são aferidos e disponibilizados pelo Laboratório de Energia Solar da UFRGS. As incertezas de medição dos parâmetros analisados são ilustradas na Tabela 3, na qual VL corresponde ao valor lido.

Tabela 3 – Valores de incerteza de cada medida

Grandeza	Incerteza
Potência AC	4% (VL)
Irradiação	2 a 3% (VL)
Temperatura	0,12 [°C]
Área do Módulo	0,01 [m ²]

A metodologia de aquisição de dados é ilustrada através da Figura 8. Os painéis fotovoltaicos produzem energia elétrica através da irradiação solar, que é transferida para a parte CC do inversor e convertida em energia AC. Através do software *Sunny Data Control*, fornecido pela SMA Solar Technology, são escolhidos os dados que são armazenados no controlador do inversor. Os parâmetros de saída são disponibilizados na forma de tabelas.

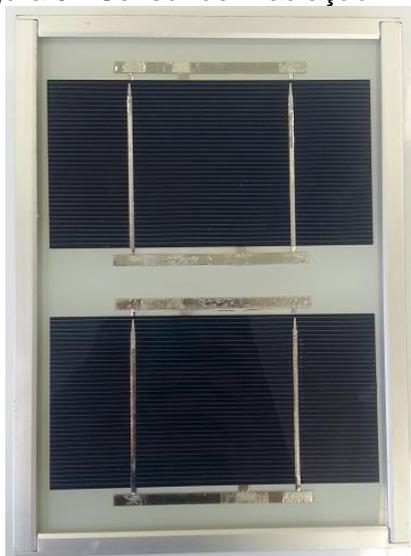
Figura 8 – Ilustração da metodologia de aquisição de dados



Fonte: Elaborado pelo autor.

As Figuras 9 e 10 ilustram o sensor de irradiação e o sistema fotovoltaico resultante após a instalação dos componentes.

Figura 9 - Sensor de Irradiação



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 10 - Sistema Fotovoltaico



Fonte: Elaborado pelo autor.

4. ANÁLISE DOS DADOS

A partir da finalização da instalação dos módulos e dos sensores, inicia-se a aquisição de dados, que é dada através do software *Sunny Data Control* (Versão 3.9.3.4) entre os dias 17 de maio de 2016, às 07:11 horas, e 15 de junho de 2016, às 17:39 horas, totalizando 30 dias de amostras. Após o preenchimento das características do sistema analisado, a interface do programa permite definir as variáveis de saída que o usuário tem interesse. O tempo de integralização da análise é de 3 minutos e os horários de início e término das medições diárias são função do funcionamento do inversor, o qual requer tensão mínima de 120 V no lado CC para o acionamento do sistema. Os parâmetros analisados são os seguintes: potência AC, energia gerada, temperaturas ambiente e dos módulos e irradiação, os quais são fornecidos em tabelas de formato xlsx (Microsoft Excel).

Os dados medidos são armazenados junto ao inversor e transferidos para um computador através do software fornecido pelo fabricante. Para a aquisição de dados de temperatura e de irradiação é necessária a implementação de sensores devidamente calibrados e corretamente posicionados a fim de adquirir valores confiáveis. Já os parâmetros elétricos são obtidos através da verificação da entrada (corrente contínua) e da saída (corrente alternada) do inversor. A análise dos dados é dividida nas seguintes partes: uma análise mensal, que abrange os dados obtidos em sua totalidade, e duas análises diárias, as quais são escolhidas em função da irradiação dos respectivos dias.

4.1. Análise mensal

A análise é realizada para os 30 dias de amostragem. A Tabela 4 apresenta os valores diários referentes à energia no lado AC do inversor, irradiação, e a média das temperaturas ambiente e dos módulos durante o período de funcionamento do sistema. A última linha da Tabela 4 ilustra as médias diárias dos parâmetros analisados, respectivamente.

Tabela 4 – Análise Mensal

Dia	Eac [Wh/dia]	Irradiação [Wh/m ² dia]	Tamb Média [°C]	Tmod Média [°C]
17/mai	3751,26	3397,46	12,52	17,21
18/mai	4831,04	4490,73	13,12	20,22
19/mai	4064,81	3858,04	14,31	21,00
20/mai	1961,08	1931,99	14,29	17,23
21/mai	1903,40	1781,12	16,08	19,49
22/mai	771,49	806,17	14,94	15,27
23/mai	2869,94	2610,85	12,86	16,82
24/mai	4765,92	4629,19	15,68	26,05
25/mai	3706,97	3516,24	13,59	18,45
26/mai	3559,56	3330,22	12,78	17,99
27/mai	1394,29	1354,59	15,58	13,86
28/mai	3530,18	3387,14	19,42	26,41
29/mai	521,37	607,24	18,71	16,93
30/mai	2525,33	2333,58	18,40	20,91
31/mai	2294,38	2244,40	17,29	21,34
01/jun	4382,25	4167,38	15,94	23,39
02/jun	4136,38	3867,50	14,38	21,43
03/jun	2192,41	2133,65	12,28	15,67
04/jun	3951,46	3709,70	11,87	15,60
05/jun	3292,91	3111,92	12,59	20,32
06/jun	2721,27	2601,96	12,56	18,78
07/jun	4942,74	4568,58	12,68	18,77
08/jun	5513,33	5083,03	12,46	19,53
09/jun	5497,11	5077,68	10,49	17,36
10/jun	2306,45	2117,63	9,39	13,71
11/jun	4987,37	4550,72	9,09	16,11
12/jun	5423,96	4996,60	10,34	18,41
13/jun	5064,71	4869,74	13,30	25,37
14/jun	3732,68	3521,01	14,27	21,54
15/jun	4092,05	4004,89	17,09	27,74
Média Diária	3489,60	3288,70	13,94	19,43

São obtidos os valores de aproximadamente 105 kWh de energia mensal e 3,3 kWh/m²dia para a irradiação média diária, a qual está próxima dos valores disponibilizados pelos softwares Radosol 2 e SWERA de 3,69 e 3,16 kWh/m²dia para os meses de maio e junho, respectivamente, na cidade de Porto Alegre com a orientação e a inclinação do sistema que é estudo de caso no presente trabalho.

4.2. Análises diárias

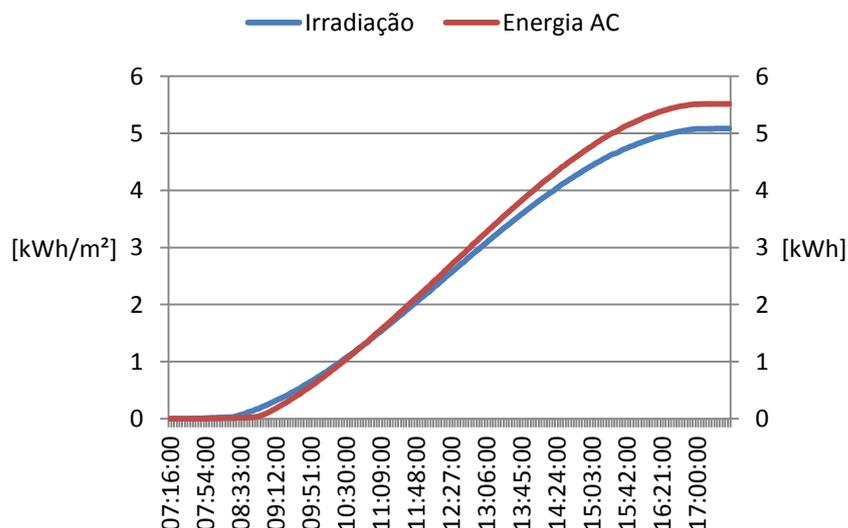
A partir dos valores obtidos na análise mensal, são definidas as datas para as análises diárias através das respectivas irradiações. O critério de escolha dos dias é dado da seguinte maneira:

- máxima irradiação diária, que caracteriza um dia ensolarado de céu limpo;
- irradiação diária similar à média obtida na análise mensal, correspondente a um dia “típico” para o período.

4.2.1. Máxima Irradiação Diária

A irradiação máxima no período é obtida no dia 08 de junho de 2016, onde é observado o valor de 5,083 kWh/m²dia. Os comportamentos das curvas de energia AC e de irradiação ao longo do dia são ilustrados na Figura 11.

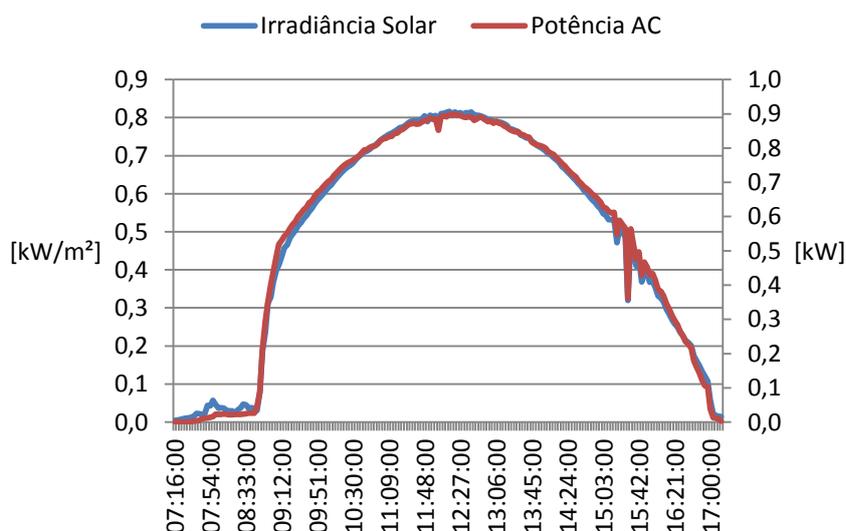
Figura 11 – Energia e Irradiação para dia ensolarado



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 12 ilustra os comportamentos para as curvas de potência instantânea observada no lado AC do inversor e da irradiação solar obtida através da célula sensora.

Figura 12 – Potência e Irradiância Solar para dia ensolarado



Fonte: Elaborado pelo autor.

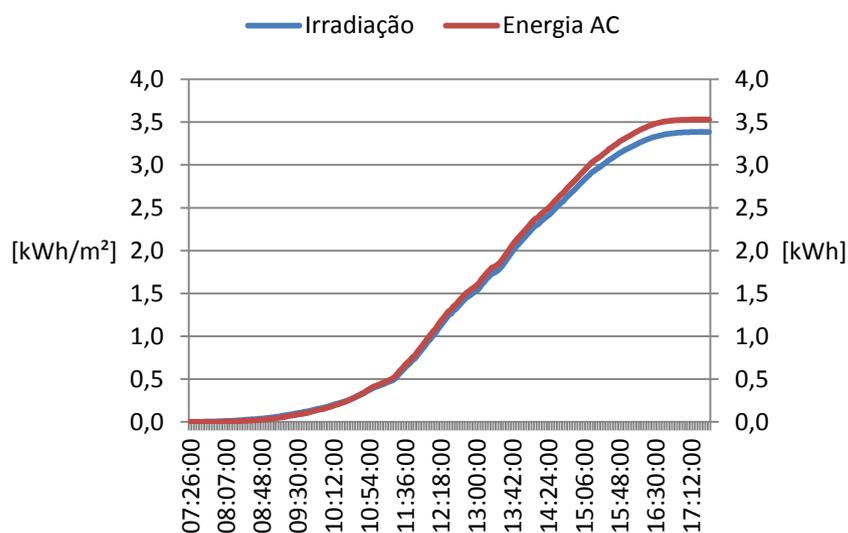
Os dados são analisados das 07:16 até as 17:36 horas. O comportamento suave das curvas da Figura 12 evidencia um dia de céu limpo, livre de grandes variações em sua totalidade. Nesse período, é obtido o valor de 5,513 kWh de energia no lado AC do inversor. O valor de pico para a irradiação solar de 0,816 kW/m² é obtido às 12:15 horas. O

comportamento das curvas no período inicial do dia é dado devido à presença de algumas árvores, que interferem na produção de energia no início das manhãs. É possível observar a presença de pequenas variações para a célula sensora e para a potência do lado AC do inversor entre as 15:03 e 15:42 horas, evidenciando a presença de algumas nuvens. Em ambos os gráficos é possível notar a relação direta dos parâmetros observados.

4.2.2. Dia “típico”

A irradiação de 3,33 kWh/m²dia é evidenciada em 26 de maio no período entre as 07:26 e 17:33 horas, a qual é similar ao valor de irradiação média diária para o período analisado, caracterizando assim o respectivo dia como “típico”. Os comportamentos das curvas de energia AC e irradiação são ilustrados na Figura 13.

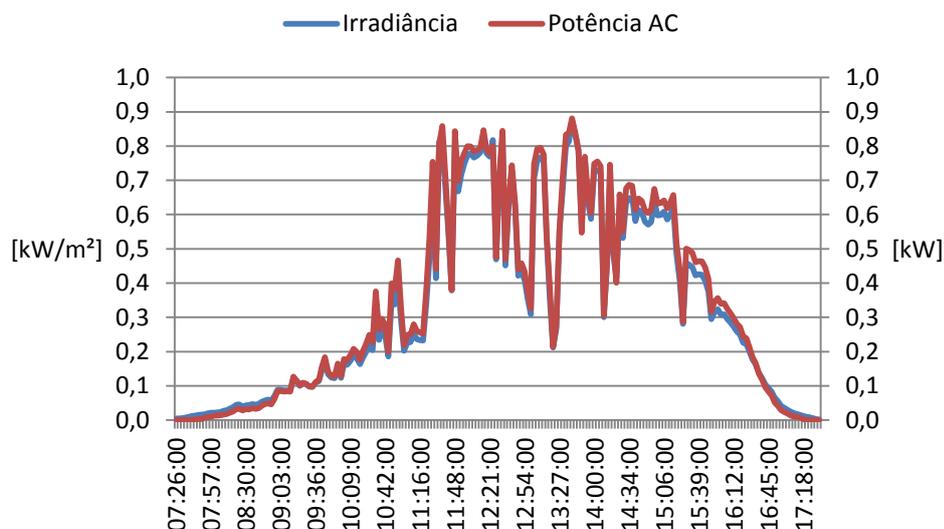
Figura 13 – Energia e Irradiação para dia típico



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 14 ilustra os comportamentos das curvas de potência do lado AC e de irradiância solar para o dia típico. As curvas possuem diversas variações ao longo do dia, as quais são intensificadas por volta das 12 horas. Diferentemente do dia ensolarado, o dia “típico” não possui comportamento suave devido à presença de diversas nuvens. Nesse dia o pico de irradiação diária de 0,875 kW/m² está deslocado para as 13:39 horas.

Figura 14 – Potência e Irradiância Solar para dia típico



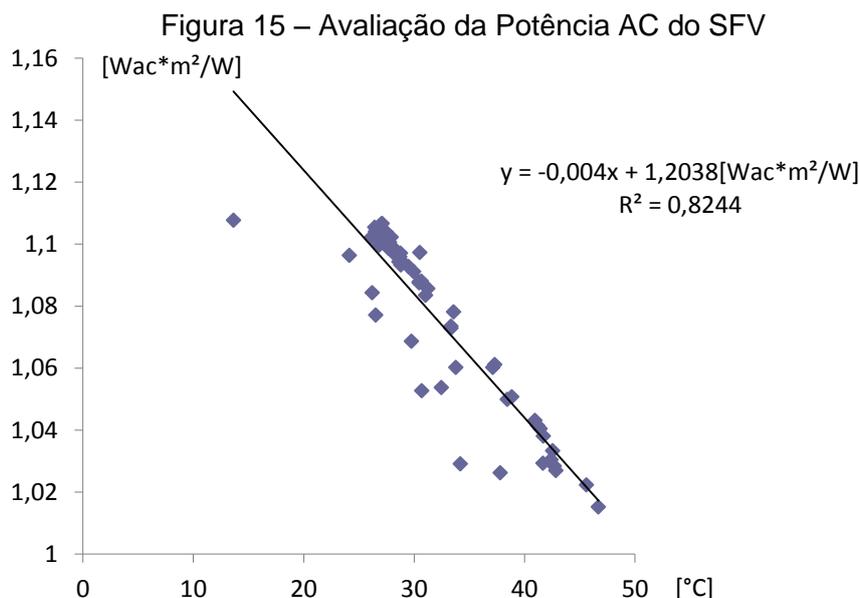
Fonte: Elaborado pelo autor.

5. AVALIAÇÃO DA POTÊNCIA AC ATRAVÉS DA TEMPERATURA DOS MÓDULOS E DA IRRADIÂNCIA

Na análise da avaliação da potência AC através da temperatura dos módulos são utilizados dados de irradiância solar, de potência do lado AC do inversor e de temperatura do módulo. Para a determinação do coeficiente de avaliação são selecionados os valores de irradiância próximos de 800 W/m^2 , valor que corresponde à operação NOCT (Condições Nominais de Temperatura de Funcionamento de Célula). Como no presente trabalho não é possível a fixação da irradiância para diferentes temperaturas durante a operação, é utilizada a faixa de valores de irradiância entre 795 a 805 W/m^2 .

A faixa abrange 18 leituras, as quais possuem diferentes temperaturas de módulo e potências AC. Devido à indisponibilidade de leituras com o mesmo valor de irradiância, é retirada a influência da mesma efetuando a divisão da potência evidenciada na saída do inversor pelo respectivo valor de irradiância.

A Figura 15 ilustra a curva de avaliação da potência AC, na qual o eixo vertical corresponde à razão da potência AC pela respectiva irradiância e o eixo horizontal corresponde à temperatura do módulo no momento da medição. Traça-se uma linha de tendência a partir dos pontos obtidos, na qual o coeficiente de avaliação corresponde ao coeficiente angular da linha traçada, e retrata a diminuição da potência em função do aumento da temperatura do painel fotovoltaico, conforme esperado. A dispersão dos pontos é justificada devido às diferentes velocidades de vento nas amostras escolhidas, parâmetro que deveria ser fixado em 1 m/s para a condição NOCT.



Fonte: Elaborado pelo autor.

6. INSERÇÃO DO SISTEMA EM RESIDÊNCIA TÍPICA

Com o intuito de manter o objetivo do projeto do qual o sistema fotovoltaico é oriundo, é realizada a análise do impacto da inserção do mesmo em uma residência típica do sul do Brasil, conforme a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), na tarifa de energia elétrica. Para a análise em questão serão utilizados os dados experimentais explicitados anteriormente referentes ao período de 17 de maio a 15 de junho. Como os valores obtidos são de um período que possui histórico de baixa irradiação quando comparado com outros períodos do ano, é razoável afirmar que a redução obtida na tarifa mensal é uma das menores ao longo de um ano “típico”. O valor do consumo médio de residências localizadas na região sul do Brasil é obtido no Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2015, fornecido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O consumo é de 190,3 kWh/mês, referente ao ano base de 2014.

Para o cálculo das tarifas anterior e posterior à implantação do sistema fotovoltaico serão utilizadas a equação e os valores de tarifa disponibilizados pela Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D), responsável pela distribuição de energia elétrica na residência em questão. São considerados os valores de R\$ 0,483170/kWh (sem impostos) para a bandeira verde, de 30% para a alíquota de ICMS e a média dos 12 últimos valores de *PIS+COFINS* de 4,98%. O preço final de energia é dado pela Equação 1.

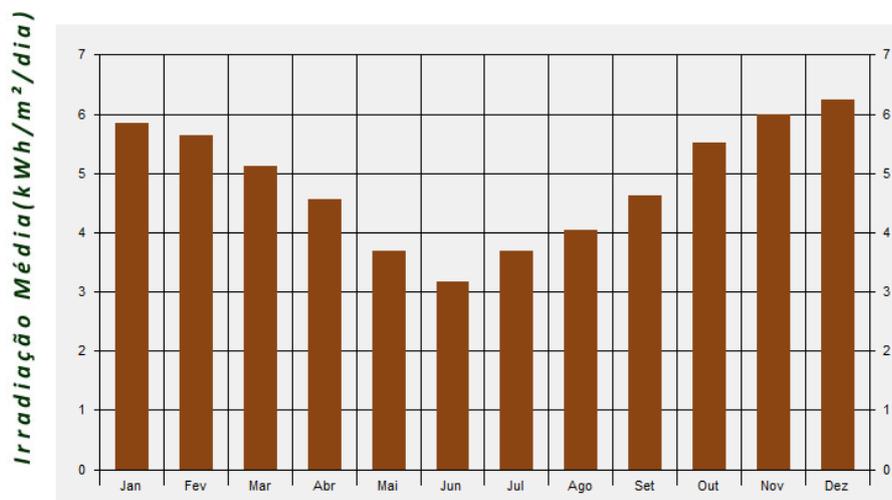
$$PF = \frac{PH}{1 - PIS - COFINS - ICMS} \quad (1)$$

Na Equação 1 *PF* corresponde ao preço final da energia elétrica em R\$, *PH* é o preço homologado da energia elétrica em R\$ e *PIS*, *COFINS* e *ICMS* são os respectivos impostos.

Tendo em vista a adesão do Rio Grande do Sul ao Convênio ICMS 157 do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) no final de 2015, o qual autoriza a isenção do ICMS nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica para o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, a cobrança do imposto dá-se apenas no consumo excedente de energia. Sendo assim, são encontrados os valores totais para as tarifas de energia elétrica de pré e pós-inserção do sistema fotovoltaico de R\$ 141,41 e R\$ 63,62, respectivamente. A redução de 55% é dada em um dos períodos de piores índices históricos de irradiação do ano, como é possível observar nos valores ilustrados na Figura 16 para a

irradiação média no plano com inclinação de 20 graus e orientação Norte para a cidade de Porto Alegre, que são obtidos através do software Radasol 2 (Krenzinger, 2010).

Figura 16 – Irradiações médias mensais via Radasol 2



Fonte: Software Radasol 2.

7. VIABILIDADE FINANCEIRA

A análise econômica tem como objetivo verificar a viabilidade financeira para o projeto em questão. Visto que os dados experimentais obtidos para o sistema fotovoltaico são referentes à 30 dias, são utilizados os valores médios ilustrados na Figura 16, os quais são obtidos para um SFV localizado na cidade de Porto Alegre com inclinação de 20 graus e orientação Norte.

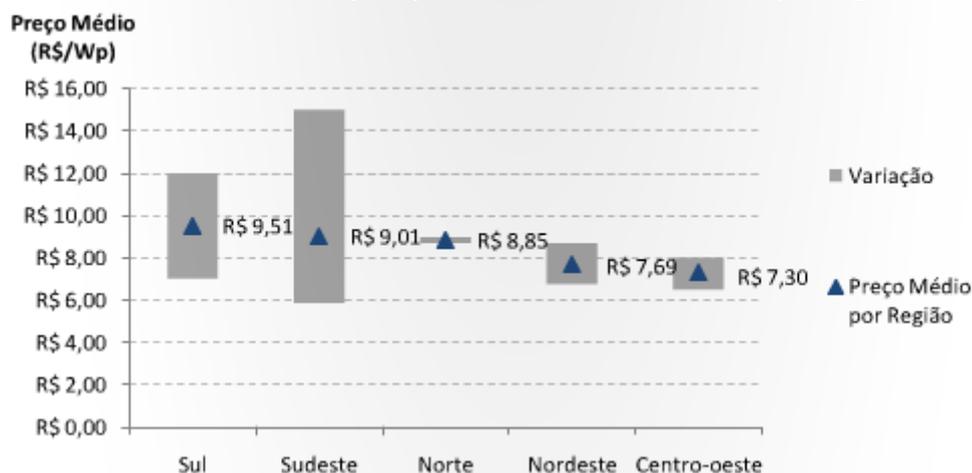
A partir dos dados de irradiação média, são calculados os valores da energia mensal média produzida pelo sistema fotovoltaico através da Equação 2.

$$E = A * H * \eta * N_{dias} \quad (2)$$

Na Equação 2 E é a energia produzida em kWh, A é a área total do SFV em m², H é a irradiação média diária em kWh/m²dia, η é a eficiência do SFV e N_{dias} é o número de dias.

O custo do sistema fotovoltaico é estimado através do estudo “O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica – Edição 2015”, do Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (IDEAL). No estudo são obtidos valores médios de sistemas fotovoltaicos em função do nível de potência de pico e da região do Brasil no qual é adquirido. A Figura 17 ilustra o valor de R\$ 9,51/Wpico para a região de interesse. Sendo assim, o investimento necessário para a implementação do sistema é em torno de R\$ 12.000,00.

Figura 17 – Valor médio em R\$/Wpico para sistemas fotovoltaicos por região do Brasil



Fonte: Instituto IDEAL, 2015.

O valor da tarifa de energia é disponibilizado pela Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D), que é a empresa distribuidora de energia elétrica do SFV em questão. A Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABIDEE) considera para sistemas fotovoltaicos os valores de depreciação de 0,5% ao ano e de custo para operação e manutenção em torno de 1% ao ano e, devido à insignificância desses valores se comparados aos outros parâmetros, os mesmos serão desconsiderados.

Visto que esta análise contém algumas variáveis que necessitam ser definidas, como a taxa mínima de atratividade do investimento e o reajuste da tarifa de energia, ela é dividida em três cenários: otimista, pessimista e intermediário. Os dados econômicos são disponibilizados pelo Banco Central do Brasil. As considerações a seguir serão utilizadas nos três casos (CEEE-D, 2016):

- alíquota de ICMS de 30% para residências com consumo maior de 50 kWh;
- custo de disponibilidade do sistema elétrico (mínimo faturável) para uma residência bifásica, 50 kWh;
- é fixado o valor de PIS + COFINS, relativo à média dos últimos 12 valores fornecidos pela empresa distribuidora de 4,98 %;
- os créditos de energia obtidos são utilizados nos meses de maio, junho e julho;
- são desconsiderados custos extras de instalação, manutenção e limpeza do SFV;
- a depreciação do sistema fotovoltaico é desconsiderada;
- a economia mensal é dada pela subtração das tarifas energéticas anterior e posterior à instalação do sistema fotovoltaico.

Sendo assim, o valor da fatura de energia é calculado através da Equação 1 fornecida pela CEEE-D, 2016, mencionada anteriormente. A análise financeira dos cenários é dada através do Payback Descontado, considerando o valor do dinheiro no tempo. Assim, é utilizada a Equação 3 para a obtenção de valor presente líquido (VPL) ao longo do período.

$$VPL = I_0 + \frac{R_1}{(1+i)^1} + \frac{R_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{R_n}{(1+i)^n} \quad (3)$$

Na Equação 3 *VPL* corresponde ao valor presente líquido para o período *n*, *I*₀ é o valor do investimento inicial (receita negativa), *R*_{*n*} é a receita no período *n* e *i* é a taxa mínima de atratividade. O valor presente corresponde à diferença entre o valor presente das entradas

líquidas e o investimento inicial. O VPL pode assumir três significados diferentes ao longo da análise:

- valor positivo, o qual garante que o projeto é economicamente viável;
- valor negativo, o qual indica que o investimento inicial não é viável;
- valor nulo, no qual o investimento é indiferente.

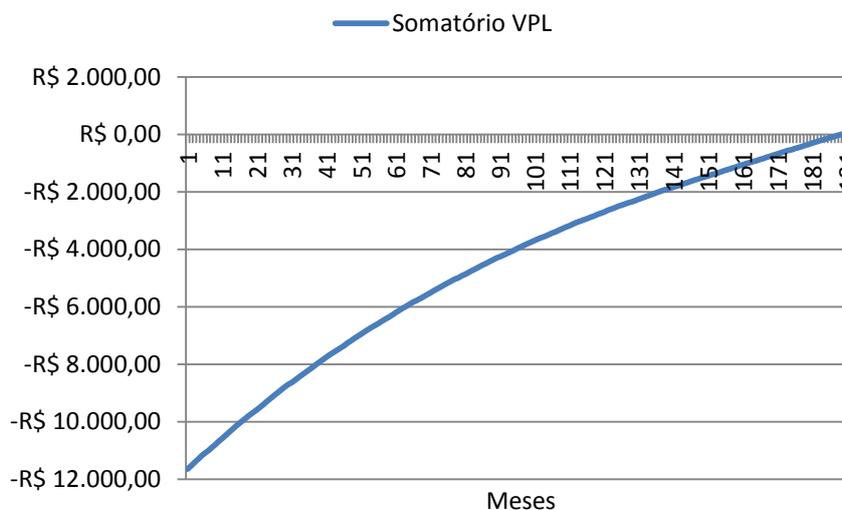
7.1. Cenário Pessimista

Para a viabilidade financeira pessimista, ou seja, a qual resulta no maior tempo de retorno do investimento, são feitas as seguintes considerações:

- é considerada a tarifa verde de energia durante o período de análise, com o valor de R\$ 0,48317/kWh (sem impostos) para o primeiro mês;
- a taxa mínima de atratividade é adquirida através da taxa SELIC de 2015 com valor de 14,15% ao ano disponibilizada pela Receita Federal do Brasil, 2016;
- o valor da fatura é recalculado mensalmente para a meta de inflação de 4,5% para o ano de 2016 indicada na Resolução 4.345/2014 do Banco Central do Brasil.

A Figura 18 ilustra o valor presente líquido para o cenário em questão, o qual retorna o capital investido entre os meses 188 e 189.

Figura 18 – Valor presente líquido do cenário pessimista



Fonte: Elaborado pelo autor.

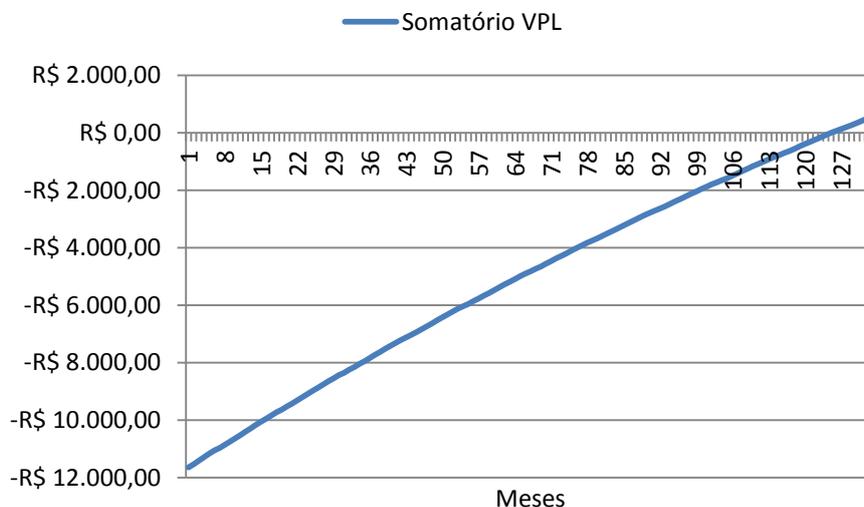
7.2. Cenário Intermediário

As considerações do segundo cenário são:

- a tarifa amarela de energia é utilizada no período de análise, com o valor de R\$ 0,498170/kWh (sem impostos) para o primeiro mês;
- a taxa mínima de atratividade é fixada em 11,15% ao ano, na metade do intervalo das taxas mínimas de atratividade dos outros dois cenários;
- o valor da fatura é recalculado mensalmente para a taxa de 6,5% ao ano, relativa à meta de inflação de 2016 no limite superior da incerteza indicada na Resolução 4.345/2014 do Banco Central do Brasil.

A Figura 19 ilustra o valor presente líquido do cenário intermediário, cujo retorno do investimento é dado entre os meses 124 e 125.

Figura 19 – Valor presente líquido do cenário intermediário



Fonte: Elaborado pelo autor.

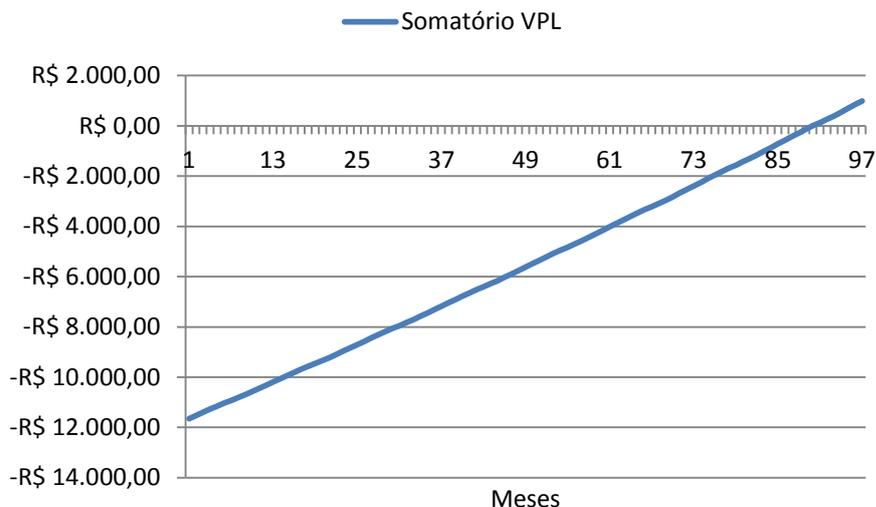
7.3. Cenário Otimista

Para o cenário otimista são feitas as seguintes considerações:

- a tarifa vermelha de energia é utilizada no período de análise, com o valor de R\$ 0,513170/kWh (sem impostos) para o primeiro mês;
- a taxa mínima de atratividade é adquirida através do rendimento da poupança de 2015, com valor de 8,15% ao ano disponibilizado pelo Banco Central do Brasil, 2016;
- o valor da fatura é recalculado mensalmente para o valor de 10,67% ao ano, referente à inflação no ano de 2015 indicada pelo Banco Central do Brasil, 2016.

A Figura 20 ilustra o valor presente líquido do terceiro cenário, o qual possui retorno do investimento entre os meses 88 e 89.

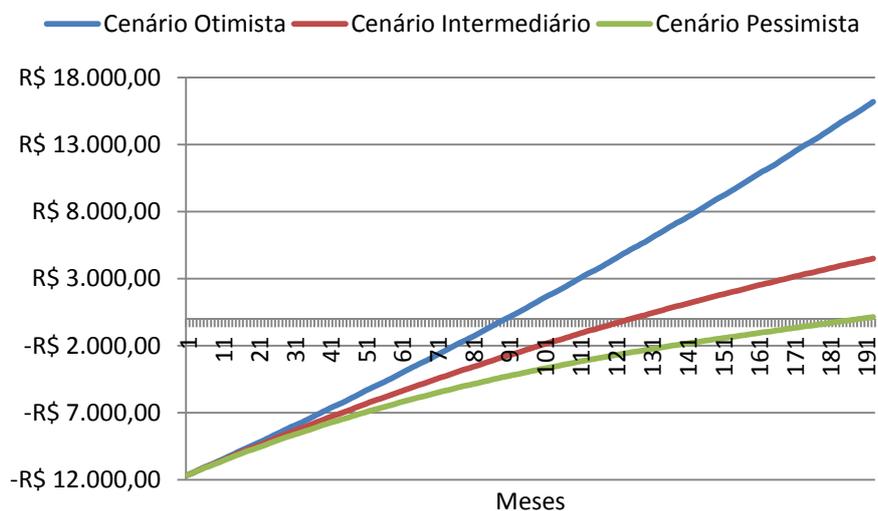
Figura 20 – Valor presente líquido do cenário otimista



Fonte: Elaborado pelo autor.

A comparação dos três cenários é dada na Figura 21. As análises possuem grandes variações no tempo de retorno do investimento, obtendo valores entre 7,4 e 15,7 anos. É possível notar a diferença do comportamento da curva para o cenário otimista devido ao valor da taxa mínima de atratividade deste cenário ser inferior ao reajuste da tarifa energética imposto pela inflação, já as duas outras curvas possuem o retorno financeiro amortizado ao longo dos anos, comportamento esperado para análises financeiras.

Figura 21 – Comparação dos somatórios de VPL dos cenários



Fonte: Elaborado pelo autor.

A análise do comportamento das curvas ilustradas na Figura 21 demonstra que os três cenários são economicamente viáveis, tendo em vista os valores de tempos de retorno inferiores à vida útil de 25 anos do sistema fotovoltaico, indicado pelo fabricante.

8. CONCLUSÃO

8.1. Discussão

A análise obteve resultados experimentais de acordo com o esperado, tanto na comparação dos valores medidos aos valores históricos no período em questão quanto na análise do comportamento do SFV para diferentes valores de irradiação e de temperatura dos módulos. Um dos principais objetivos do trabalho, a implantação do sistema fotovoltaico em uma residência típica, demonstra alta redução na tarifa energética, mesmo ao utilizar valores de um período de baixa irradiação.

Na análise financeira, a inserção do SFV mostra-se economicamente viável mesmo ao utilizar o cenário pessimista para o retorno do investimento. Porém, ao analisar o tempo de retorno do capital para o cenário intermediário, que é de aproximadamente 11 anos nota-se que é um período relativamente extenso para o retorno do investimento. É importante ressaltar que o cenário econômico atual do Brasil possui muitas incertezas para parâmetros que são essenciais para a análise de viabilidade financeira do SFV, como a inflação do último ano que ficou próxima do dobro do valor esperado pelo Banco Central do Brasil. Outro ponto importante é que não há produção significativa de painéis fotovoltaicos no território brasileiro, assim, flutuações da economia tem um impacto significativo no preço de importação da tecnologia, e, conseqüentemente, na viabilidade financeira.

Entretanto, como mencionado anteriormente, além de resultar em economia para o consumidor, a inserção de painéis fotovoltaicos contribui para a redução de perdas e de necessidade de ampliação dos sistemas de transmissão devido à geração de energia próxima à carga. Estes fatores trazem benefícios ao sistema, de modo a influenciarem diretamente na concessão de incentivos fiscais que, nos últimos anos, tornaram esse tipo de investimento mais atraente. Aliado aos incentivos fiscais está o desenvolvimento da tecnologia brasileira na área, que ao longo dos anos tende a reduzir o custo dos sistemas.

8.2. Trabalhos Futuros

A obtenção de dados experimentais é feita durante 30 dias em um período de baixa irradiação, sendo assim, é interessante realizar uma análise para um período maior, para a obtenção de valores com maiores variações. Outros fatores interessantes seriam a alteração do sistema fotovoltaico para um arranjo de maior dimensão para a análise da inserção em uma unidade consumidora com consumo mais elevado ou simular o SFV para a inclinação de 40°, adicionando 10 graus à latitude local conforme indicado pela norma.

Para a análise de viabilidade econômica, com um período maior de dados experimentais, é relevante a utilização de dados experimentais ao invés de médias históricas, que torna a viabilidade mais próxima da realidade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica; **“Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Viabilidade Econômica”**. São Paulo, 2015.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; **“Resolução Normativa N°482/2012”**. Brasil, 2012.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; **“Resolução Normativa N°687/2015”**. Brasil, 2015.
- BCB – Banco Central do Brasil; **“Histórico de Metas para a Inflação no Brasil”**. Disponível em <http://www.bcb.gov.br/Pec/metas/TabelaMetaseResultados.pdf>. Acesso em 16/06/2016.
- BCB – Banco Central do Brasil; **“Relatório de Inflação”**. Disponível em <http://www.bcb.gov.br/htms/relinf/direita.asp?idioma=P&ano=2015&acaoAno=ABRIR&mes=12&acaoMes=ABRIR>. Acesso em 16/06/2016.
- BCB – Banco Central do Brasil; **“Remuneração dos Depósitos de Poupança”**. Disponível em <http://www4.bcb.gov.br/pec/poupanca/poupanca.asp>. Acesso em 15/06/2016.
- Bugs, R.C; Krenzinger, A.; **“Radiasol 2 – Software para geração de dados horários de radiação solar”**. Porto Alegre, 2010.
- CEEE-D – Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica; **“Custos e Tarifas”**. Disponível em http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/Component/BTFormService_PisCofins.aspx. Acesso em 15/06/2016.
- CEEE-D – Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica; **“Tarifas e Custos dos Serviços”**. Disponível em http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/archives/Tarifas/Tarifas_Grupo_B_2016.pdf. Acesso em 15/06/2016.
- CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária; **“Convênio ICMS 157”**. Brasil, 2015.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética; **“Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015”**. Rio de Janeiro, 2015.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética; **“Balanço Energético Nacional 2015”**. Brasília, 2015.
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética; **“Nota Técnica DEA 19/14”**, Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos. Rio de Janeiro, 2014.
- Gasparin, F. P.; Krenzinger, A.; **“Desempenho de um Sistema Fotovoltaico em Dez Cidades Brasileiras com Diferentes Orientações do Painel”**. Brasil, 2016.
- IDEAL – Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina; **“O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica – Edição 2015”**. Brasil, 2015.
- Miranda, A. B. C. M.; **“Análise de Viabilidade Econômica de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede”**. Rio de Janeiro, 2014.
- Pinho, J.T.; Galdino, M. A.; **“Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos”**. Rio de Janeiro, 2014.

“PROJETO Básico – 20 Telhados Fotovoltaicos em Porto Alegre”. Porto Alegre, 2012.

RFB – Receita Federal do Brasil; **“Taxa de Juros Selic”**. Disponível em <http://idg.receita.fazenda.gov.br/orientacao/tributaria/pagamentos-e-parcelamentos/taxa-de-juros-selic>. Acesso em 17/06/2016.

SMA Solar Technology AG. **“Datasheet Sunny Boy”**. Disponível em http://www.elektropartners.nl/local_resources/file/SMA1200.pdf. Acesso em 10/06/2016.

YINGLI Solar. **“Datasheet YGE 60 Cell 40mm SERIES”**. Disponível em http://www.yinglisolar.com/assets/uploads/products/downloads/YGE_60_Cell_Series_EN.pdf. Acesso em 10/06/2016.