



UNIVERSIDADE DO VALE DO TAQUARI - UNIVATES
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**PROJETO E COMPARAÇÃO ENTRE DOIS SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS EM DIFERENTES ZONAS TARIFÁRIAS DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Yuri Weizenmann

Lajeado, dezembro de 2019

Yuri Weizenmann

**PROJETO E COMPARAÇÃO ENTRE DOIS SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS EM DIFERENTES ZONAS TARIFÁRIAS DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Monografia apresentada na disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso II, do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade do Vale do Taquari – Univates, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica – semestre 2019/B.

Orientador: Prof. Yuri Solis Stypulkowski

Lajeado, dezembro de 2019

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a minha família pelo apoio e incentivo nesta jornada acadêmica de praticamente 10 anos até a tão esperada colação de grau.

Da mesma forma, agradeço imensamente a minha companheira e agora esposa Vanessa, pela grande paciência e palavras de incentivo que me fizeram persistir neste meu objetivo durante este longo tempo.

Agradeço aos meus amigos que me apoiaram e compreenderem todos os momentos em que tive que negar algum convite para uma janta ou simplesmente para darmos boas risadas.

Ao meu professor e orientador Yuri Solis Stypulkowski que me direcionou para que este trabalho tivesse êxito, além de ser um grande incentivador na área de sistemas fotovoltaicos.

Finalizando, agradeço a Deus pela vida, família, amigos e demais colegas.

RESUMO

Este trabalho objetiva identificar a viabilidade técnica e econômica para a melhor alocação de recursos entre dois projetos de geração de energia fotovoltaica definidos, baseados nas variáveis climáticas, dados das instalações a campo e tarifas de energia elétrica para a projeção dos financiamentos, sendo simulados pelo *software* PVSOL. A metodologia proposta resulta numa avaliação sobre qual o melhor investimento entre duas instalações de geração solar fotovoltaica distintas, sendo uma na zona rural e a outra na zona urbana, onde possuem diferentes tarifas de energia elétrica entre si. Ambas as unidades consumidoras sob análise são pertencentes ao mesmo consumidor e estão instaladas em área abrangente da mesma concessionária. Os dados para as simulações dos financiamentos foram coletados pessoalmente em três instituições bancárias, no mesmo Município onde as instalações estão alocadas. Por fim, este trabalho conclui como sendo a área urbana a melhor localização para a instalação do sistema fotovoltaico, utilizando como métrica o *Payback* composto.

Palavras-chave: Análise financeira de projetos. Energia solar fotovoltaica. Projeto fotovoltaico. Viabilidade.

ABSTRACT

This research aims to identify the technical and economic feasibility for the best allocation of resources between two defined photovoltaic power generation projects, based on climate variables, data from field installations and electricity tariffs for projection of financing, being simulated by the software PVSOL. The proposed methodology results in an evaluation of what is the best investment between two different photovoltaic solar generation facilities, one in the rural area and the other in the urban area, where they have different rates of electricity between them. Both consumer units under analysis belong to the same consumer and are installed in a wide area of the energy provider. Data for financing simulations were collected personally at three bank institutions in the same city where the installations are located. Finally, this research concludes that the urban area is the best location for the installation of the photovoltaic system, using the composite Payback as a metric.

Keywords: Financial projects analysis. Photovoltaic solar energy. Photovoltaic project. Viability.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

LISTA DE FIGURAS

Figura 01 – Radiação solar sobre sistemas fotovoltaicos	18
Figura 02 – Efeito fotovoltaico na junção p-n	21
Figura 03 – Sistema fotovoltaico conectado a rede	22
Figura 04 – In versor auto-comutado por PWM	23
Figura 05 – Inversor comutado pela rede	24
Figura 06 – Exemplo do MPPT rastreado em um sistema fotovoltaico	25
Figura 07 – Camadas construtivas de um módulo fotovoltaico.....	26
Figura 08 – Curva I x V sob influência da temperatura em uma célula	30
Figura 09 – Comportamento da curva I - V para resistência série variante	31
Figura 10 – Comportamento da curva I - V para resistência shunt variante	31
Figura 11 – Operação de um diodo <i>by-pass</i>	32
Figura 12 – Curvas I x V para a ligação das células	34
Figura 13 – Caixa de junção com conectores macho e fêmea	35
Figura 14 – Energia gerada aos sistemas de movimentação dos eixos	36
Figura 15 – Fluxograma sobre a metodologia proposta	46
Figura 16 – Fluxograma sobre os projetos a serem analisados	47
Figura 17 – Alocação dos módulos sobre o telhado	47
Figura 18 – Tela do projeto preliminar no software Pvsyst	48
Figura 19 – Fluxograma da análise financeira dos sistemas.....	49
Figura 20 – Telhado de fibrocimento para fixação dos módulos na área rural.....	55
Figura 21 – Esquema elétrico da instalação PV na linha rural.....	55
Figura 22 – Simulação solar na zona rural, às 06:10 horas do dia 1º de janeiro	56
Figura 23 – Simulação solar na zona rural, às 17:00 horas do dia 16 de agosto	56
Figura 24 – Temperatura mensal simulada para os módulos	57
Figura 25 – Radiação solar por área dos módulos.....	58
Figura 26 – Telhado cerâmico para fixação dos módulos na área urbana	59
Figura 27 – Esquema elétrico da instalação PV na linha urbana	59
Figura 28 – Simulação solar na zona urbana, às 06:50 horas do dia 17 de janeiro ..	60
Figura 29 – Simulação solar na zona urbana, às 15:40 horas do dia 08 de junho	60
Figura 30 – Projecção de sombra sobre os módulos, telhado superior.....	61
Figura 31 – Projecção de sombreamento sobre os módulos, telhado inferior	61

Figura 32 – Temperatura mensal simulada para os módulos	62
Figura 33 – Radiação solar por área dos módulos.....	63
Figura 34 – Orçamento 01 para área urbana	65
Figura 35 – Orçamento 02 para área urbana	65
Figura 36 – Orçamento 01 para área rural, com sistema nacionalizado	66
Figura 37 – Orçamento 02 para área rural	66
Figura 38 – Orçamento inversor extra, considerado no projeto	67
Figura 39 – Simulação com mesmo telhado fixação para ambas as áreas	73

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 01 – Projeção microgeradores 2017-2024.....	39
Gráfico 02 – Redução dos custos com o aumento da capacidade instalada	40
Gráfico 03 – Tarifa convencional aplicada.....	52
Gráfico 04 – Radiação solar média para o Município de Arroio do Meio-RS	52
Gráfico 05 – Temperatura ambiental média mensal no Município de Lajeado	54
Gráfico 06 – Retorno sobre os investimentos para as duas áreas	71
Gráfico 07 – <i>Payback</i> sobre variação de dados no projeto	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 01 – Consumo de energia das duas unidades consumidoras	51
Tabela 02 – Financiamentos bancários para sistemas fotovoltaicos	64
Tabela 03 – Valores a financiar entre bancos conforme o tipo de consumidor	67
Tabela 04 – Financiamento urbano pelo banco A – Orçamento 02	69
Tabela 05 – Financiamento rural pelo banco B – Orçamento 02	70

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABREME	Associação Brasileira de Revendedores e Empresas de Materiais Elétricos
AM	Massa do ar
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
Ap	área do módulo
a-Si	Silício Amorfo
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento
c	Velocidade da luz
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CdTe	Tolureto de Cádmio
CIGS	Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio
CNPJ	Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica
CO ₂	Dióxido de Carbono
CPF	Cadastro de Pessoa Física
CRESEB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salva Brito
ddp	Diferença de Potencial
EG	Energia de Gap
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
eV	elétron Volt
EVA	Acetado-vinilo de etileno, ou <i>Ethylene Vinyl Acetate</i>

FINAME	Financiamento de Máquinas e Equipamentos
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GW	Gigawatt
h	Constante de Planck
I	Corrente elétrica
Imp	Corrente de Máxima Potência
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
Isc	Corrente de Curto-Circuito
IxV	Corrente versus Tensão
J	Joule
kW	Quilowatt
m	Metro
m ²	Metro-quadrado
MME	Ministério de Minas e Energias
MPPT	Ponto Seguidor de Máxima Potência, ou <i>Maximum Power Point Tracking</i>
MW	Megawatt
MWp	Megawatt pico
NT	Norma Técnica
PMP	Máxima Potência de Pico do Módulo
p-n	Positivo-Negativo
PWM	Controle de Modulação por Largura de Pulso, ou <i>Pulse Width Modulation</i>
s	Segundo
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
Si	Silício
SiO ₂	Dióxido de Silício
STC	Condição Padrão de Teste
TWh	Terrawatt-hora
UV	Ultra-violeta
V	Tensão elétrica
Vca	Tensão em Corrente Alternada
Vcc	Tensão em Corrente Contínua

V_{co}	Tensão de Circuito Aberto
V_{mp}	Tensão de Máxima Potência
W_p	Watt-pico
W/m^2	Watt dividido por metro quadrado
η	Eficiência do Módulo
λ	Comprimento da Onda de Fóton

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 Definição do problema	14
1.2 Delimitação do estudo	14
1.3 Objetivos	15
1.3.1 Objetivo geral.....	15
1.3.2 Objetivos específicos	15
1.4 Justificativa do estudo	16
2 REFERENCIAL TEÓRICO	17
2.1 Radiação Solar	17
2.2 Efeito fotovoltaico	19
2.3 Inversores	21
2.3.1 Inversores auto comutados	23
2.3.2 Inversores comutados pela rede	23
2.3.3 Dispositivos MPPT nos inversores	24
2.4 Módulos fotovoltaicos	25
2.4.1 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos	28
2.4.2 Efeitos da temperatura e radiação solar na geração de energia	29
2.4.3 Efeitos das resistências série e <i>shunt</i> em células fotovoltaicas	30
2.4.4 Diodo de desvio (<i>by-pass</i>).....	32
2.4.5 Eficiência do módulo	32
2.4.6 Interligação elétrica das células	33
2.5 Interligação do sistema fotovoltaico	34
2.6 Rastreadores solares	36
2.7 Normas técnicas atuais em vigor, voltadas a energia fotovoltaica	37
2.8 Evolução das instalações fotovoltaicas	38
2.9 Análise do investimento	39
2.9.1 Juros	41
2.10 Tarifação de energia elétrica	42
2.10.1 Classificação de consumidores	43
3 METODOLOGIA	45

4 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	50
4.1 Projetos.....	50
4.1.1 Projeto na área rural	54
4.1.2 Projeto na área urbana	58
4.2 Análise de <i>Payback</i>	63
4.3 Resultados	71
4.4 Análise de sensibilidade	72
4.5 Discussões finais	74
REFERÊNCIAS.....	75
APÊNDICES.....	79
Apêndice A – Financiamento urbano pelo banco A – Orçamento 01	80
Apêndice B – Financiamento rural pelo banco B – Orçamento 01	81
ANEXOS	82
Anexo A – Ficha técnica inversor Weg	83
Anexo B – Ficha técnica módulo BYD	84
Anexo C – Ficha técnica inversor SMA	85
Anexo D – Simulação do rendimento de energia gerada na área urbana	86
Anexo E – Simulação do rendimento de energia gerada na área rural	87
Anexo F – Simulação dos resultados por abas do telhado, área urbana	88
Anexo G – Curva da potência na área urbana, dia 01/01 às 12:00 horas	89
Anexo H – Curva da potência na área rural, dia 01/01 às 12:00 horas	90
Anexo I – Simulação da vista geral para área urbana	91
Anexo J – Espectograma da radiação no plano horizontal, área urbana	92
Anexo K – Espectograma da radiação no plano horizontal, área rural	93

1 INTRODUÇÃO

Com o aumento no consumo de energia elétrica, demandado pelo crescimento populacional, aquecimento econômico, novas tecnologias e substituição de mão de obra por máquinas, o Brasil tem requerido uma maior quantidade de geração de energia elétrica. Nos últimos 40 anos, nosso país registrou um crescimento anual de 3% no consumo final de energia proveniente de fontes hidráulicas, sendo entre 1975 e 2005 uma evolução na potência instalada de 13,724 GW para quase 69 GW. Para o ano de 2030 há estimativas de consumo de energia elétrica variando entre 950 e 1.250 TWh/ano, bem superior a situação atual de 405 TWh (BRONZATTI, 2008).

Segundo Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), quase todas as fontes de energia (hidráulica, biomassa, eólica, combustíveis fósseis e energia dos oceanos) indiretamente são energias obtidas do sol. Além disso, a radiação solar pode ser utilizada diretamente como fonte de energia térmica e também pode ser transformada em energia elétrica, por meio de certos materiais, entre os quais se destacam o termoelétrico e o fotovoltaico. A geração fotovoltaica é um dos processos de aproveitamento da energia solar mais utilizados no momento atual e no Brasil, sendo mais encontrado nas regiões Norte e Nordeste.

Considerada extremamente abundante, renovável e uma energia limpa, a energia solar fotovoltaica se torna uma fonte sustentável de energia, pois é livre de emissão de partículas como carbono e enxofre, reduzindo assim a emissão de CO₂ na natureza e contribuindo para a diminuição do efeito estufa. O primeiro experimento sobre o efeito fotovoltaico ocorreu no ano de 1983, por meio do físico

francês Alexandre Edmond Becquerel. Porém, a primeira célula solar foi apresentada formalmente em uma coletiva de imprensa no ano de 1954, em *Washington*, durante a reunião anual da *National Academy of Sciences* (PORTAL SOLAR, 2016).

O financiamento bancário para instalações de sistemas geradores de energia solar fotovoltaica é uma alternativa para quem idealiza instalar esta tecnologia em sua residência, e não possui recursos próprios para um investimento à vista. Visto isso, atualmente as instituições bancárias têm disponibilizado e melhorado as linhas de crédito para esta finalidade, de forma a atrair cada vez mais clientes. Contudo, para que estes financiamentos se idealizem, é necessário elaborar bons projetos das instalações no intuito de se reduzir o tempo de retorno sobre os investimentos.

1.1 Definição do problema

Diante de um cenário cada vez mais preocupante com relação ao meio ambiente, a busca pelo desenvolvimento sustentável através de alternativas que estimulem o crescimento econômico, mas que não tenham impacto ambiental está cada vez mais em evidência e diretamente ligada a energia solar fotovoltaica. Segundo os autores Villalva e Gazoli (2013), a energia solar fotovoltaica é considerada uma fonte de energia renovável e limpa e que cujo crescimento vem sendo constante no mundo. Paralelo a isso, faz-se necessário elaborar projetos para suprir esta demanda, estudos e análises para verificar qual o melhor local de instalação desses projetos e conseqüentemente qual a sua rentabilidade.

1.2 Delimitação do estudo

O presente estudo delimitou-se em projetar e analisar dois projetos de Energia Solar Fotovoltaica, sendo um da zona urbana e outro da zona rural, identificando assim, qual projeto apresentou o resultado mais viável.

A pesquisa está relacionada com a área de engenharia elétrica e a mesma foi realizada na cidade de Arroio do Meio por meio de pesquisa bibliográfica, análise

dos financiamentos ofertados por três agências bancárias locais e a elaboração de dois projetos por meio do *software* PVSOL.

Dessa maneira, no primeiro capítulo, com embasamento bibliográfico em autores das áreas de Engenharia e Administração, serão apresentados assuntos que inserem o leitor ao assunto em questão. No capítulo da metodologia foram apresentados os métodos utilizados para esta pesquisa demonstrando cada passo para o desenvolvimento no capítulo a seguir. Logo após, é apresentado o capítulo da apresentação e resultados, incluindo as discussões finais deste trabalho.

1.3 Objetivos

A seguir estão descritos o objetivo geral e os objetivos específicos da presente pesquisa.

1.3.1 Objetivo geral

Este estudo é baseado na elaboração de dois projetos de geração de energia solar fotovoltaica nas zonas urbana e rural, com diferentes tarifações da energia elétrica aplicadas pela mesma distribuidora, porém com o mesmo consumo de energia e com distintos programas de financiamentos destinados a cada uma destas zonas.

Diante desses dois projetos, o principal objetivo deste estudo é analisar e posteriormente identificar o projeto que apresentará o menor tempo de retorno e conseqüentemente a melhor alocação de recursos através da métrica do *payback* composto.

1.3.2 Objetivos específicos

Assim, para obter a resposta do objetivo principal deste estudo, será necessário obter as respostas para os objetivos específicos a seguir:

- Identificar os ângulos dos telhados para a instalação dos módulos fotovoltaicos;
- Analisar a intensidade da radiação solar, a temperatura do ambiente e a latitude e longitude do local;
- Verificar o custo das instalações e as tarifas de energia elétrica para uma máxima eficiência dos sistemas;
- Identificar os recursos financeiros existentes para a viabilidade do negócio.

1.4 Justificativa do estudo

O aumento significativo do consumo de energia elétrica e a necessidade de buscarmos cada vez mais sistemas não invasivos, economicamente viáveis e ambientalmente corretos, justificam o estudo em questão. Apesar das iniciativas a respeito ainda serem em pequena escala, o resultado obtido com relação à preservação ambiental utilizando energia solar fotovoltaica, é muito relevante.

Além disso, o estudo possui grande importância acadêmica, uma vez que contribui com a construção científica relacionada à área, fornecendo informações de base para outros estudos. É de extrema valia tornar público o conhecimento e as formas de aproveitar melhor, e de forma sustentável, o potencial energético existente no país, servindo de base para todas as pessoas interessadas em viabilizar um projeto relacionado à energia solar fotovoltaica.

Este estudo se justifica ainda, que o resultado da grande importância no aprendizado do acadêmico foi devido à intensificação necessária de seus estudos na área, aliado aos projetos e as análises, além de proporcionar a oportunidade de pôr em prática, uma parte da teoria vista em aula.

Inicialmente, para que seja possível um estudo detalhado e a exata elaboração dos projetos, é necessário um estudo bibliográfico e, portanto, no capítulo a seguir, será apresentado um referencial teórico que abrange assuntos e temas de grande importância para o assunto abordado.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo será apresentada a base teórica, a partir das ideias de autores, para oferecer as informações necessárias para a análise entre os dois projetos propostos. Sendo assim, este referencial irá corroborar a maneira como a energia solar fotovoltaica é transformada, os equipamentos para a obtenção da mesma, a situação atual no mercado e os dados para a elaboração de uma análise financeira dos sistemas propostos.

2.1 Radiação Solar

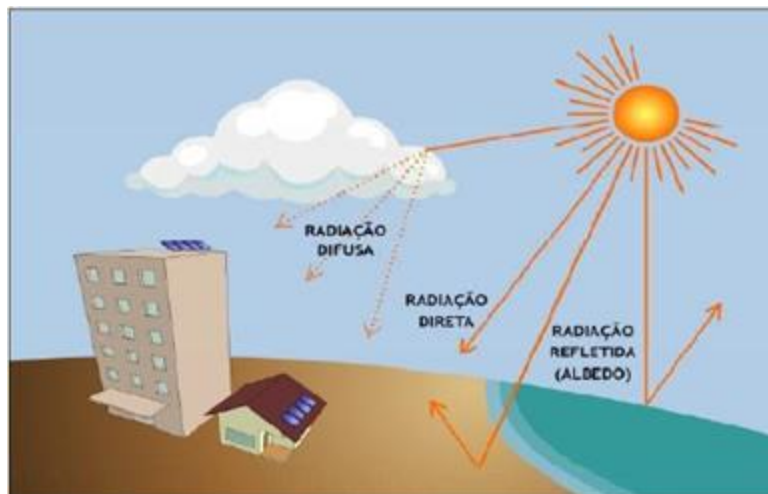
Todo o ano o sol transmite a atmosfera terrestre, cerca de $1,5 \times (10)^9$ TWh de energia. Valor muito relevante se comparado ao consumo mundial de energia elétrica neste período, pois corresponde a 10.000 vezes sobre o mesmo (CRESESB, 2008).

De toda a radiação dissipada pelo sol, apenas 46% incide na atmosfera terrestre. Após chegar a atmosfera, parte dela incide sobre as nuvens, sendo absorvida e novamente refletida pelas mesmas. A outra parcela que não incide sobre as nuvens, é difundida por aerossóis, absorvida por gases atmosféricos e apenas uma pequena quantia ao final chega ao solo terrestre, que ainda por sua vez acaba refletindo uma fração ao espaço (TORRES; MACHADO, 2008). A natureza e o tamanho do material ao qual a onda de energia intercede e também o próprio

comprimento desta onda de energia transportada, determinam se a irradiação será refletida de volta, espalhada ou absorvida.

Conforme figura abaixo é possível compreender ilustradamente como a radiação solar se dissipa na atmosfera terrestre.

Figura 01 – Radiação solar sobre sistemas fotovoltaicos



Fonte: Viana (2011).

O autor Vieira (2018), explana as radiações solares conforme abaixo e além das três apontadas na figura acima, ele cita ainda a radiação solar global, como a que contempla a soma das radiações solares difusa, direta e refletida.

- Radiação solar difusa: radiação indiretamente recebida pelo sol, resultante do ato da difração nas nuvens, poeiras em suspensão, nevoeiro e demais partículas que estão na atmosfera terrestre.
- Radiação solar direta: radiação diretamente recebida pelo sol por meio dos raios solares.
- Radiação solar refletida: radiação proveniente da reflexão no solo e nos objetos circundantes.

2.2 Efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico é caracterizado pelo surgimento de uma ddp entre os terminais dos semicondutores quando estes são expostos à radiação eletromagnética do sol. Isso acontece porque esses semicondutores possuem a capacidade de captar a energia contida nos fótons presentes na radiação luminosa incidente, resultando em eletricidade. As ligações químicas entre as moléculas presentes neste semicondutor são quebradas por meio desta energia retida. No final, toda esta transformação libera cargas elétricas, que poderão ser utilizadas para a realização de trabalho (ZILLES, 2012).

Os autores Villalva (2013) e Zilles (2012) explicam que na maioria das vezes, por ser economicamente mais viável, mas não de forma exclusiva, uma célula fotovoltaica é composta pela união de duas camadas de material semicondutor, sendo uma do tipo P e outra do tipo N. O semicondutor N possui em sua molécula um excedente de elétrons na banda de valência, sendo este material negativo. O semicondutor P apresenta falta de elétrons, sendo este o material positivo.

Conforme Braga (2008) e Kalogirou (2016), a banda de valência é a faixa de menor energia onde os elétrons estão fracamente ligados ao núcleo, e a banda de condução é a faixa de maior energia onde os elétrons estão livres para circular pelo material semicondutor. A definição se o material será um condutor, semicondutor ou isolante, deriva da energia de gap, dada em eV. Quando a EG é extremamente alta, aproximadamente 6 eV, define-se como o material sendo isolante, impedindo os elétrons de circularem da banda de valência, de menor energia, para a banda de condução, de maior energia. Os semicondutores por sua vez, tem sua EG inferior a 3 eV, sendo esta a razão na facilidade de circulação dos elétrons entre as duas bandas.

Segundo Zilles (2012), os materiais semicondutores escolhidos para a fabricação das células são definidos com base na equivalência de suas características de absorção da radiação eletromagnética e os custos de fabricação. Este semicondutor escolhido, que geralmente é composto por Si, tem suas propriedades dopadas, modificadas por adição de impurezas químicas (fósforo e boro). Esta dopagem com boro, elemento trivalente, acarreta no surgimento de

cargas positivas (lacunas), e a dopagem com fósforo, elemento penta valente, acarreta no surgimento de cargas negativas (elétrons livres). Com a transformação do semiconductor em duas regiões, P com a banda de valência e N com a banda de condução, forma-se uma terceira região centralizada entre estas duas, denominada de junção p-n. Esta terceira região é oriunda do grande número de íons (positivos e negativos) deixados para trás durante o fluxo de elétrons e lacunas que trafegam entre as regiões p e n. A junção p-n por sua vez, cria um campo elétrico interno, resultando na conversão fotovoltaica.

Zilles (2012) complementa que toda radiação eletromagnética possui partículas denominadas de fótons, carregadas de energia EF . A EF varia inversamente com o comprimento da onda eletromagnética e também depende das características espectrais de sua fonte, sendo comprovado pela equação abaixo.

$$EF = h \cdot c/\lambda \quad (1)$$

$$h = 6,63 \times (10)^{-34} [J \cdot s]$$

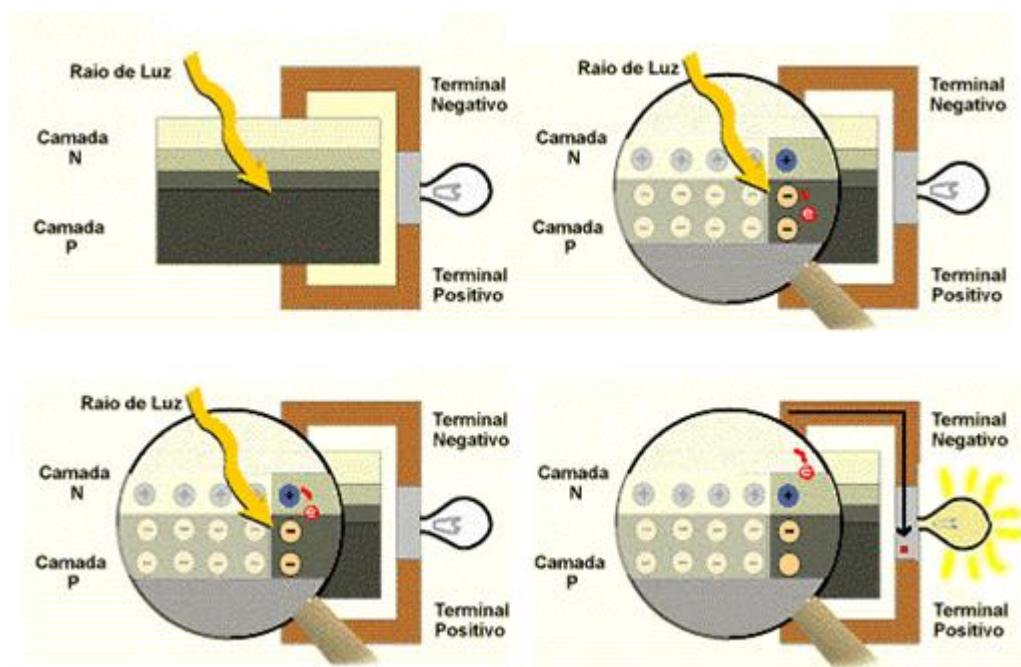
$$c = 2,998 \times (10)^8 [m/s]$$

Concluindo o parágrafo anterior, sendo a energia expressa em elétron-volt ($1 eV = 1,602 \times (10)^{-19} J$) e o comprimento da onda geralmente em micrômetro, deduzimos a expressão de conversão como sendo:

$$EF(eV) = 1,24/\lambda. \quad (2)$$

Na figura a seguir pode-se observar o efeito fotovoltaico realizado a partir de raios de luz solar na junção p-n.

Figura 02 – Efeito fotovoltaico na junção p-n



Fonte: Cresesb (2018).

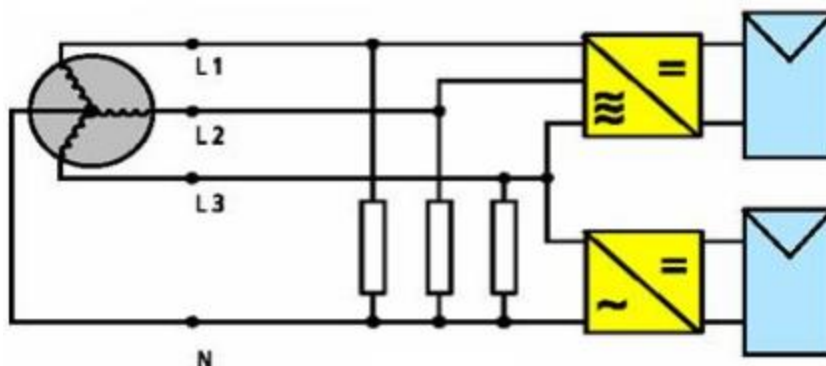
2.3 Inversores

O autor Goetzberger e Hoffman (2005) explica que, quando é necessário fornecer energia a cargas de corrente alternada, ou quando o sistema fotovoltaico deverá fornecer energia à rede pública de distribuição de energia elétrica, se faz o uso de um “conversor de corrente contínua para corrente alternada” chamado de inversor autônomo, para alimentar diretamente às cargas em corrente alternada, e interativo, quando interligado à rede elétrica. Um inversor é um componente que recebe na sua entrada a corrente contínua proveniente das baterias ou do arranjo fotovoltaico, e fornece na sua saída a corrente alternada que alimentará as cargas instaladas. O autor salienta ainda que o inversor é de suma importância para a instalação de um sistema fotovoltaico, considerado o “mentor do sistema”. Dentre os modelos disponíveis no mercado, alguns são mais específicos para determinadas aplicações, sendo fundamental um bom projeto para o correto dimensionamento deste equipamento. São responsáveis por aproximadamente 23% dos problemas operacionais e 19% do custo total do SFCR. Por eles passam todo o fluxo de potência, estando incumbidos de determinar uma maior eficiência do sistema.

No SFCR o inversor pode ser monofásico ou trifásico. Também é frequente a utilização de inversores monofásicos em sistemas trifásicos, sendo dimensionados e instalados de forma a manter um equilíbrio entre as fases.

Na figura 03 podemos verificar um sistema PV conectado a rede com inversores monofásico e trifásico.

Figura 03 – Sistema fotovoltaico conectado a rede



Fonte: Costa (2010).

As características principais dos inversores devem sempre ser fornecidas pelos fabricantes. O autor Villalva (2013) cita os inversores abaixo:

- Potência nominal: em condições normais de operação, será a potência que o inversor poderá oferecer;
- Potência máxima: em determinada condição de operação, durante um curto intervalo de tempo, o inversor irá oferecer uma potência acima da nominal a fim de suprir estas sobrecargas, especialmente com a partida de motores elétricos inseridos na rede.

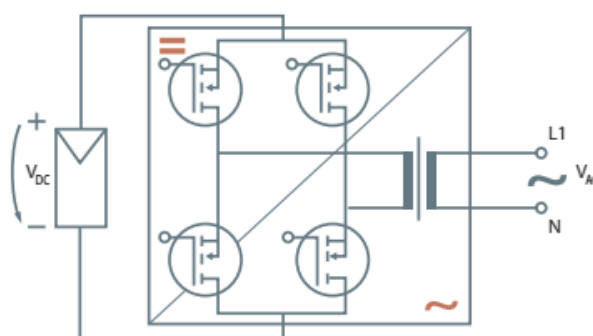
O princípio operacional dos inversores pode ser da forma auto comutados ou da forma comutados pela rede.

2.3.1 Inversores auto comutados

Dependendo do desempenho e dos níveis de tensão do sistema, os inversores são constituídos de componentes semicondutores de potência como os tiristores (SCR, TRIAC ou GTO) ou os transistores (BJT, MOSFET e IGBT), sendo colocados em estado de bloqueio ou de condução por meio de um sinal de controle, resultando na conversão de tensão V_{cc} para V_{ca} e vice-versa. Estes dispositivos propiciam uma representação da onda senoidal, devido a PWM (COSTA, 2010; PINHO, 2014).

Estes inversores operam pelo modo de PWM, concedendo um bom controle do valor de tensão de saída e da forma de onda. Quando são conectados a rede, fornecem impulsos de disparo dos comutadores eletrônicos em compatibilidade com a frequência fundamental da rede.

Figura 04 – Inversor auto-comutado por PWM



Fonte: Costa (2010).

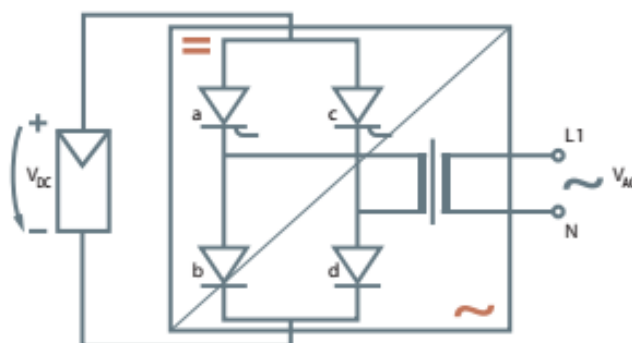
2.3.2 Inversores comutados pela rede

O inversor comutado pela rede, segundo Pinho (2014), é basicamente constituído de uma ponte comutada de tiristores, ou seja, o circuito de potência controla a troca do estado de condução para o estado de corte. Isso pois o dispositivo, quando em condução, é levado ao corte no instante em que a corrente que flui através dele for inferior a corrente de manutenção de condução, ou no caso de haver uma inversão de polaridade entre catodo e anodo.

Cada par de tiristor recebe alternadamente um impulso, em sincronismo com a frequência da rede. Como os tiristores apenas comutam para o estado de condução, e por não conseguirem se desligar, a tensão da rede precisa intervir para forçar os mesmos a passarem ao estado de bloqueio (comutação). Se porventura ocorrer um colapso na rede, o inversor automaticamente se desliga. Com essas condições são criadas correntes de onda quadrada, designando assim os inversores como inversores de onda quadrada (PORTAL ENERGIA, 2004).

Pinho (2014) complementa afirmando que esta baixa qualidade da corrente de saída e tensão, proveniente da quantidade alta de harmônicos e seu subsequente aumento no consumo de potência reativa, fazem com que em uma instalação com este tipo de inversor seja utilizado filtragens complexas e sistemas de compensação, onerando assim o sistema. Com o surgimento das novas tecnologias, a utilização destes inversores está ficando restrita a unidades de potência elevada (maior que 100 kW) e a sistemas de acionamento de motores elétricos de grande porte.

Figura 05 – Inversor comutado pela rede



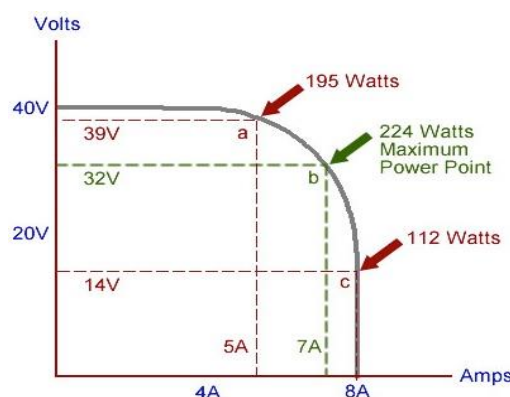
Fonte: Costa (2010).

2.3.3 Dispositivos MPPT nos inversores

Os inversores com MPPT realizam a busca pela máxima potência que o sistema fotovoltaico possa gerar, ou seja, executam a modulação sobre a corrente elétrica e a sua tensão de saída, levando em consideração a tensão gerada pelos

módulos fotovoltaicos e a mesma que realmente é necessária para o sistema, através da curva $I \times V$.

Figura 06 – Exemplo do MPPT rastreado em um sistema fotovoltaico



Fonte: Portal Solar (2019).

Fabricantes de inversores e/ou controladores de carga (sistema off-grid), classificam seus produtos no mercado fotovoltaico pela quantidade de entradas MPPT, sendo de simples ou de múltiplas entradas. O inversor com MPPT múltiplos, apesar de mais caro, possui vantagem sobre o de entrada simples pois consegue determinar o ponto de maior potência para mais de uma *string* de módulos com características variáveis como, diferentes modelos de módulos, inclinação e orientação. Além disso, mesmo que os dois modelos sejam interligados a módulos fotovoltaicos de mesmas características, o com MPPT de múltiplas entradas ainda prevalece, pois em caso de efeitos de sombreamento sobre uma das *string's* que estão conectadas neste equipamento, a queda no rendimento não afetará todo o sistema instalado, mas sim somente a parte daquela única *string* sombreada (SOUSA, 2016).

2.4 Módulos fotovoltaicos

Os tipos mais comuns de módulos solares fabricados são, segundo os autores Villava (2013), Lima e R.M.C. (2017), os constituídos por células fotovoltaicas de silício monocristalino e policristalino ou os de filmes finos. Em 2016 as células solares de silício corresponderam a 94% do mercado, enquanto que os

outros 6% foi representado pelos filmes finos. Isso devido ao material ser mais barato e em abundância para esta aplicação. O silício, segundo Villalva (2013), cuja uma das extrações é realizada através do mineral de quartzo, é facilmente encontrado no Brasil, apesar de que sua purificação e fabricação das células praticamente não são realizadas no país. Marques (2013) explica que o mineral quartzo contém em sua composição dois átomos de oxigênio e um átomo de silício, sendo bastante resistente a ataques físico-químicos.

Os módulos fotovoltaicos são confeccionados por determinadas camadas de materiais acima e abaixo das células fotovoltaicas, a fim de proteger as mesmas contra intempéries mecânicas e elétricas e disponibilizar a máxima eficiência ao sistema. Possui ainda os contatos elétricos para o fluxo da corrente e tensão e uma caixa de ligação na parte inferior do painel (ZILLES, 2012).

Na figura abaixo é possível compreender a forma construtiva de um módulo solar fotovoltaico, com a identificação de cada uma de suas camadas.

Figura 07 – Camadas construtivas de um módulo fotovoltaico



Fonte: Portal Solar (2019).

Ainda, existem atualmente inúmeras marcas de módulos solares, com diferentes modelos de molduras, tamanhos, eficiências, potências e demais especificações técnicas. Porém no Brasil, pode-se somente utilizar os módulos certificados pelo INMETRO (2018).

- Módulo de silício policristalino:

Este módulo tem em sua composição células formadas por aglomerado de pequenos cristais, com tamanhos e orientações diferentes. Geralmente são encontrados na cor azul, mas podendo variar de acordo com o processo de tratamento antirreflexivo utilizado, e também é identificado por manchas em sua coloração, proveniente do silício utilizado (VILLALVA, 2013).

Geralmente comercializado com eficiências variando de 13 a 15%, porém pode-se encontrar com eficiências de 07 a 15,8%. Isso devido ao processo de fabricação ser mais barato que os outros tipos de módulos utilizados (INMETRO, 2018; VILLALVA, 2013).

- Módulo de silício monocristalino

É o módulo mais comercializado e utilizado, geralmente com eficiências próximas a 15%, porém pode-se encontrar com eficiências variando de 9,5 a 17,5% (INMETRO, 2018; SANTOS, 2013).

Villalva (2013) complementa informando que as células possuem aspecto uniforme, com tonalidade de coloração em azul escuro ou preto, mas podendo variar de acordo com o processo de tratamento anti-reflexivo utilizado.

- Módulo de filmes finos de silício

Para o autor Lima (2017), o a-Si, o CdTe e o CIGS, são os três materiais que dominam o mercado para a fabricação de células solares de filmes finos. A principal vantagem das células solares de CIGS é a sua mobilidade para a fabricação de módulos flexíveis.

Segundo Zilles (2012), não existem conexões de células na tecnologia de filmes finos, pois o módulo fotovoltaico é construído de forma análoga, uma única peça, sem subdivisões. A potência nominal destes módulos depende da área total fabricada de cada peça.

2.4.1 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos

O autor Zilles (2012) salienta que o conhecimento sobre as características elétricas do módulo fotovoltaico é de extrema importância para que um projeto fotovoltaico tenha êxito. Quando os módulos não estão conectados a nenhuma carga, denominamos a tensão deste como sendo de V_{oc} , e quando os mesmos estão, chamamos de tensão de circuito fechado.

A potência nominal, a corrente e a tensão, são as características mais importantes do circuito fotovoltaico, conseqüentemente também devemos levar em consideração a I_{sc} e a V_{oc} . A P_{mp} em W_p , é atingida quando se tem a V_{mp} e a I_{mp} . A condição de referência de fabricação do módulo para obter a curva característica do mesmo é definida como sendo radiação de 1.000 W/m^2 (considerado o que é recebido ao meio-dia, em dia claro, na superfície da terra), temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ e massa do ar de 1,5 (ZILLES, 2012; CRESESB, 2008).

Para o circuito equivalente, a junção p-n é representada por um diodo, cujo fluxo de corrente elétrica que flui sobre o mesmo, pode ser observado somente após o aumento da tensão gerada na célula fotovoltaica, através da intensidade da radiação solar. São conectadas resistências em série e paralelo ao circuito a fim de se eliminar perdas internas, onde a resistência em série considera as perdas ôhmicas do material e a em paralelo as perdas parasitas entre as partes inferior e superior da célula. O circuito abaixo representa em uma célula fotovoltaica real (ZILLES, 2012):

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{e(V + IR_S)}{N_S m k T_c} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_P} \quad (3)$$

Abaixo, são detalhadas as características do sistema fotovoltaico sob condição padrão de teste do (STC), segundo Villalva (2013):

- Tensão de circuito aberto: consiste na tensão registrada nos terminais do módulo, sem carga conectada ao mesmo. Fundamental na elaboração de um projeto para o correto dimensionamento do sistema, respeitando os limites de tensão máxima do inversor, controlador de cargas, bateria e demais componentes.

- Corrente de curto-circuito: corrente fornecida no instante em que os terminais do módulo estão curto-circuitados. Irá indicar a corrente máxima que o módulo fornecerá no instante que estiver recebendo radiação solar de 1.000 W/m^2 .

- Corrente de máxima potência: corrente fornecida nos terminais do módulo no instante de máxima potência do mesmo. Corrente máxima atingida sendo definida no teste do módulo.

- Tensão de máxima potência: tensão fornecida nos terminais do módulo no instante da máxima potência do mesmo. Tensão máxima atingida sendo definida no teste do módulo.

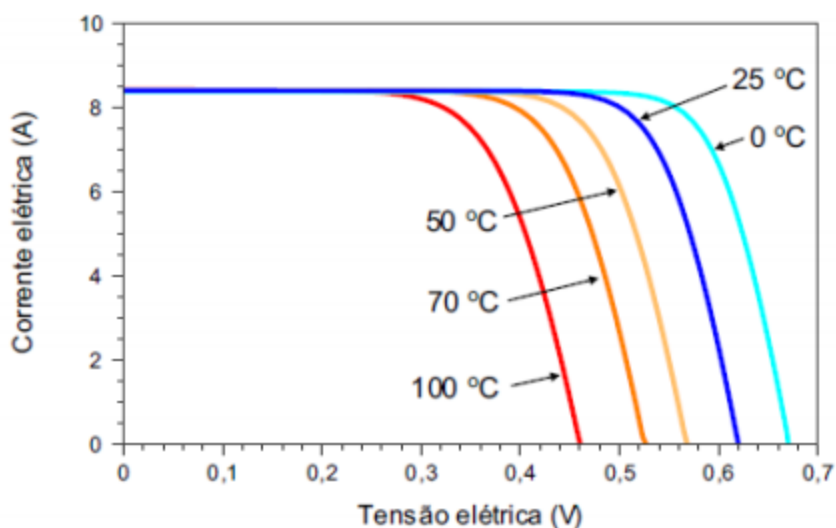
- Máxima potência ou potência de pico - Potência pico fornecida nos terminais do módulo no instante da máxima potência do mesmo. Potência máxima atingida sendo definida no teste do módulo. Resultado da multiplicação da I_{mp} pela V_{mp} , conforme exemplificado na Figura 06.

2.4.2 Efeitos da temperatura e radiação solar na geração de energia

A temperatura e a radiação solar têm grande influência sobre a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos. Como referência e padronização de fábrica, eles são fabricados para gerarem 1000 W/m^2 a uma temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. No instante que a temperatura se eleva, a tensão baixa e a corrente se mantêm, resultando na diminuição da potência de geração. O mesmo vale para a radiação solar, onde em dias de menor intensidade, a potência gerada também será menor (TOLMASQUIM, 2003).

Na figura seguinte, pode-se observar a influência que a temperatura resulta sob uma célula fotovoltaica em variadas temperaturas para radiação de 1000 W/m^2 , através da curva $I \times V$.

Figura 08 – Curva I x V sob influência da temperatura em uma célula



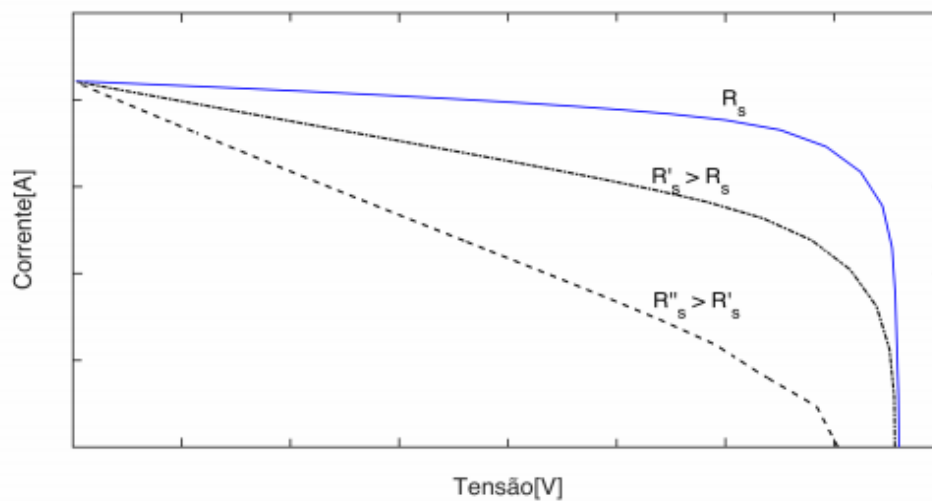
Fonte: Pinho (2014).

Assim, quanto maior for a ventilação de uma instalação de módulos fotovoltaicos, menor será a perda de eficiência do sistema devido a temperatura.

2.4.3 Efeitos das resistências série e *shunt* em células fotovoltaicas

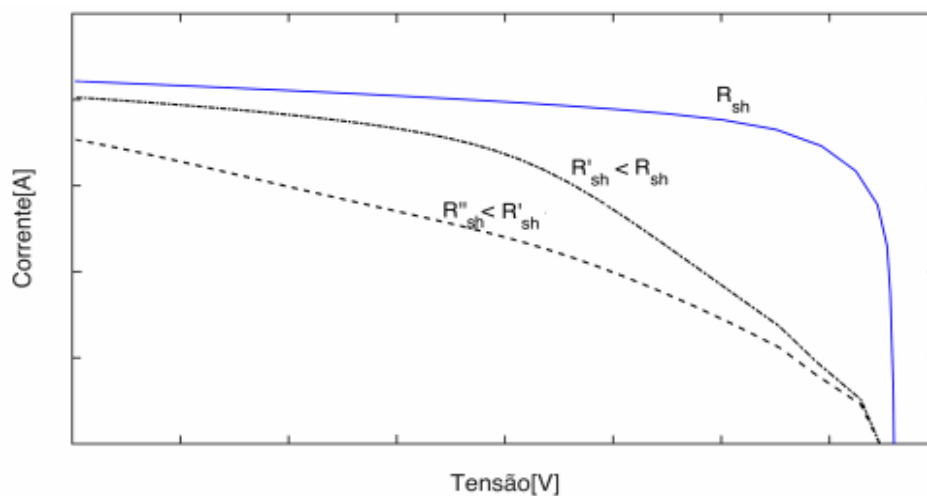
Para que o circuito equivalente da célula fotovoltaica se aproxime do modelo ideal sem perdas, é necessário que o valor da resistência em série seja baixo, diminuindo assim a queda de tensão pelo resistor e consequentemente reduzindo a perda. A resistência *shunt* é necessária que seja alta, pois resultará com que o fluxo da corrente gerada, pela absorção da irradiação, siga pelo ramo onde a carga é conectada, fazendo com que as perdas também sejam menores (SOUSA, 2016).

Figura 09 – Comportamento da curva I - V para resistência série variante



Fonte: Sousa (2016).

Figura 10 – Comportamento da curva I - V para resistência shunt variante



Fonte: Sousa (2016).

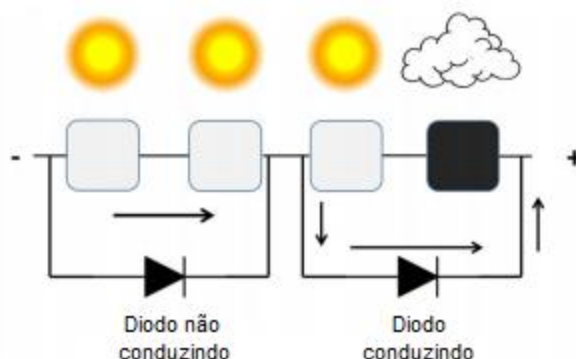
O controle destas resistências é de suma importância, uma vez que resulta na busca pela melhor eficiência quando ambas estão equilibradas.

2.4.4 Diodo de desvio (*by-pass*)

Segundo Pinho (2014), o sombreamento sobre os módulos fotovoltaicos pode ocorrer devido às nuvens, vegetações, prédios ou demais objetos. A fim de se evitar o sobreaquecimento em alguns pontos dos módulos durante estes sombreamentos em determinadas células, os mesmos geralmente são protegidos com um diodo *by-pass*, por onde a corrente elétrica do sistema possa também circular, reduzindo a dissipação de potência no conjunto que está sombreado. O autor ainda afirma que com isso há uma diminuição na energia gerada, porém reduz o risco de dano permanente da célula afetada, o que deixaria o módulo impróprio para utilização.

Estes diodos são alocados na caixa de conexão atrás do módulo, conectados em conjunto série de 15 a 30 células por diodo, onde o mesmo deve suportar a corrente nominal destas células. Ainda, a proteção das células é realizada, pois a potência máxima dissipada sobre uma das mesmas seria a potência do grupo que o diodo envolve (PINHO, 2014).

Figura 11 – Operação de um diodo *by-pass*



Fonte: Coutinho et al. (2016) apud Villalva e Gazoli (2012).

2.4.5 Eficiência do módulo

Todos os módulos fabricados possuem uma especificação técnica sobre sua eficiência na geração de energia, sendo esta avaliada e concebida pelo INMETRO em seus laboratórios credenciados. Após passarem pelos testes em laboratório e estando aptos, os módulos recebem um selo do PROCEL, atestando a classe de

eficiência do mesmo. A eficiência do módulo pode ser calculada pela equação abaixo, conforme Villalva (2013):

$$\eta = P_{\text{máx}} \div (A_p \times 1000) \quad (4)$$

η = eficiência do módulo;

$P_{\text{máx}}$ = potência máxima ou de pico do módulo [W];

A_p = área do módulo [m²]

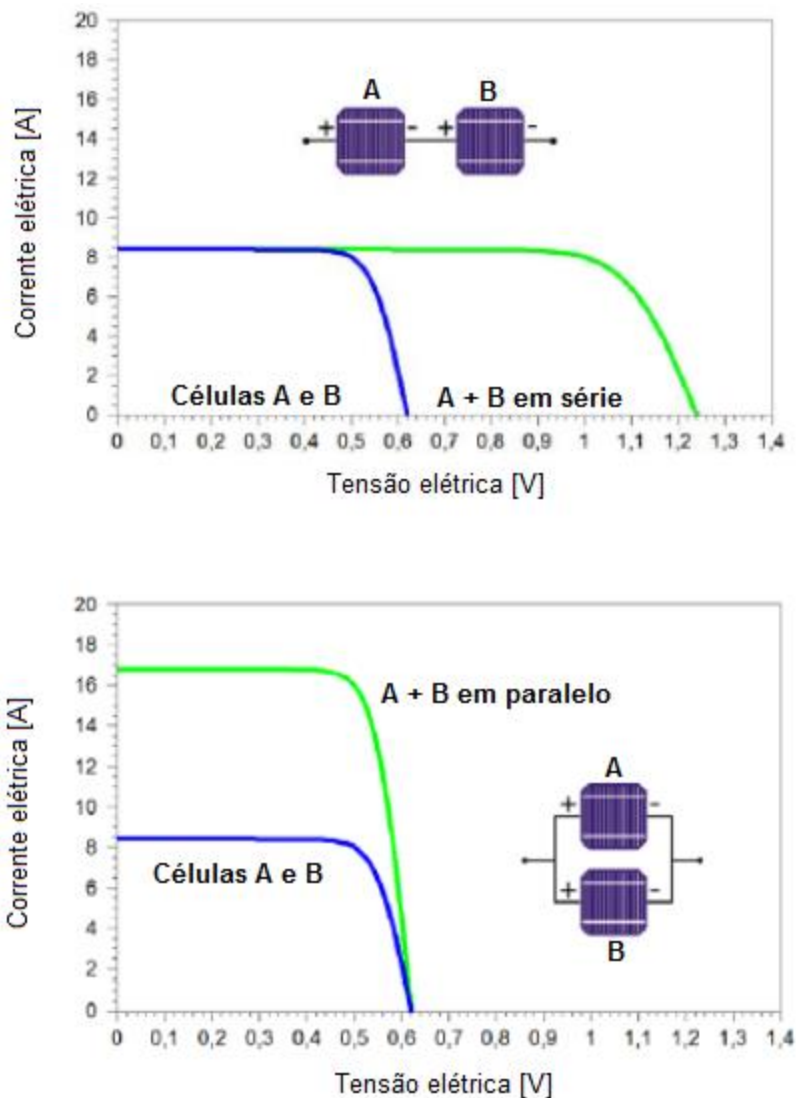
O numeral 1000 se refere ao valor da taxa de radiação solar no STC do módulo.

2.4.6 Interligação elétrica das células

Segundo o autor Villalva (2013), a agrupamento das células fotovoltaicas é realizado para o aumento da tensão ou corrente elétrica enviada ao inversor, dependendo da aplicação a ser utilizada. No caso do agrupamento em paralelo, a corrente é mais alta e a tensão baixa, sendo dedicado este arranjo na grande maioria para sistemas autônomos. O emprego do arranjo em série se dá para aplicações conectadas à rede, onde há a necessidade de uma tensão mais elevada. Por fim, para o aumento de potência do sistema, são utilizados arranjos em série e paralelo. Os arranjos em série também recebem a denominação de *strings*.

Na Figura 12, é possível visualizar o comportamento das curvas I x V das células fotovoltaicas ligadas em série e em paralelo, respectivamente.

Figura 12 – Curvas I x V para a ligação das células



Fonte: Pinho (2014).

O melhor método como as células fotovoltaicas são interligadas, irá depender da potência definida no projeto do módulo fotovoltaico por parte do fabricante. Os módulos geralmente mais utilizados possuem de 60 à 72 células interligadas.

2.5 Interligação do sistema fotovoltaico

Os materiais de interligação dos módulos com os inversores são tão importantes quanto os próprios módulos e inversores fotovoltaicos, sendo necessário seu correto dimensionamento para uma boa operação do sistema.

- Cabos de força: os cabos para o transporte da energia elétrica, conectados entre os módulos solares e o inversor, precisam ter suas conexões seguras e duráveis a fim de garantir uma ótima proteção contra incêndio para a instalação em telhados e demais locais inóspitos, além de reduzirem ao máximo as perdas de energia transportada por eles.

- Conexões: os módulos fotovoltaicos que são comercializados possuem uma caixa de conexão em sua parte traseira, geralmente descrito como caixa de junção.

Esta caixa tem o intuito de receber os terminais das conexões elétricas das células e ainda possui em seu interior os diodos de by-pass, para evitar a redução na eficiência do módulo em possível sombreamento (CAMARGO, 2017).

Ainda, conforme Camargo (2017), os conectores usados para conexão dos módulos são os MC4, patenteados exclusivamente para sistemas fotovoltaicos pela empresa alemã *Multi-Contact*. Por meio da Figura 13 é possível visualizar a caixa de junção com os diodos de proteção do circuito.

Figura 13 – Caixa de junção com conectores macho e fêmea



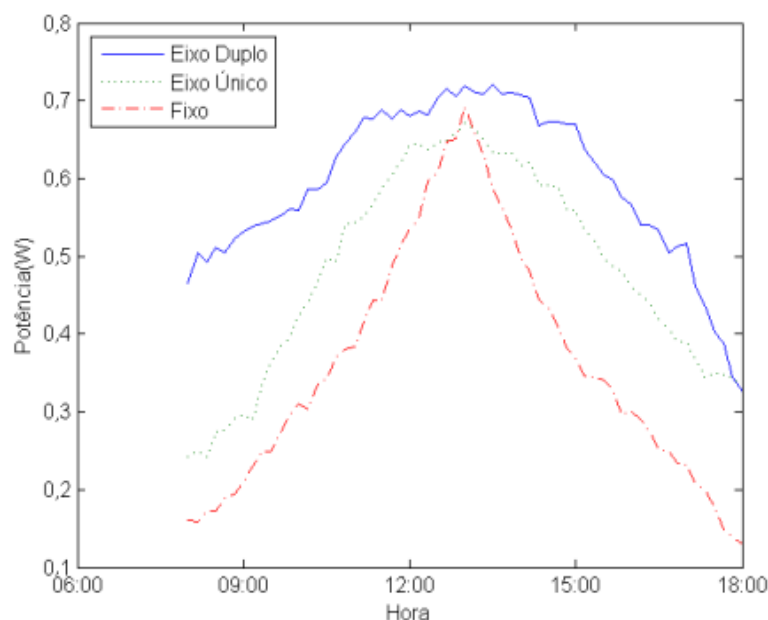
Fonte: Neosolar (2019, texto digital).

2.6 Rastreadores solares

Conforme o autor Vieira (2014), o rastreador solar é um equipamento que segue a orientação solar durante o dia, fazendo com que se tenha um ganho na energia solar incidente sobre os módulos fotovoltaicos, resultando assim num aumento significativo da eficiência dos mesmos e conseqüentemente no aumento da energia elétrica gerada na saída. Com este equipamento é possível ter ganhos de 30 a 40% na geração de energia elétrica, variando conforme as adversidades do local de instalação do sistema fotovoltaico e o modelo do equipamento utilizado. O autor classifica os rastreadores solares em quatro tipos: pelo modelo de controle, pela estratégia de rastreamento, pelo quantitativo de eixos rotativos e pelo modelo de estrutura utilizada.

No caso do seguidor rotativo, possui dois modelos. O seguidor de rotação em eixo simples, com movimentação dos módulos em apenas um sentido sendo geralmente de leste para oeste, e o de eixos duplos, acompanhando a orientação solar de leste a oeste e a altura do sol no céu, Este segundo tipo possui uma eficiência maior devido a uma captação de radiação solar mais alta (VIEIRA, 2014).

Figura 14 – Energia gerada aos sistemas de movimentação dos eixos



Fonte: Trevelin et al. (2014).

É evidente e comprovado, conforme Trevelin et al. (2014) registrou em seu trabalho, que com os seguidores solares é possível captar mais energia do que com uma instalação fixa. Porém os custos com a inserção deste sistema em uma planta geradora ainda é muito alto, sendo na maioria das vezes, economicamente inviável de se instalar.

2.7 Normas técnicas atuais em vigor, voltadas a energia fotovoltaica

As NBR's relacionadas ao setor fotovoltaico foram criadas pela ABNT com o intuito de normatizar tecnicamente os documentos, procedimentos e processos das instalações em todo o território nacional. Abaixo, segundo fontes obtidas da ABNT (2019), seguem as explicações sobre as normas que atualmente estão em vigor:

- NBR 16274:2014: Trata sobre as condições mínimas dos documentos necessários, as avaliações e inspeções de desempenho e dos ensaios de comissionamento. Com o intuito de garantir a segurança e a boa operação do sistema a ser conectado na rede;

- NBR 16149:2013 – Condições mínimas das recomendações específicas para a interface de conexão entre a rede de distribuição de energia elétrica e o sistema fotovoltaico;

- NBR 16150:2013 – Metodologia de ensaio para analisar se os equipamentos empregados na NBR 16149 estão em conformidade;

- NBR IEC 62116:2012 – Metodologia de ensaio para analisar a performance das medidas anti-ilhamento de inversores em SFCR;

- NBR 10899:2013 – Caracterização dos termos técnicos pertinentes à conversão fotovoltaica de energia solar radiante em energia elétrica.

Todo bom projeto elétrico de uma instalação PV precisa estar enquadrado nas normativas técnicas vigentes, a fim de se obter uma segurança das instalações realizadas e uma padronização da mesma.

2.8 Evolução das instalações fotovoltaicas

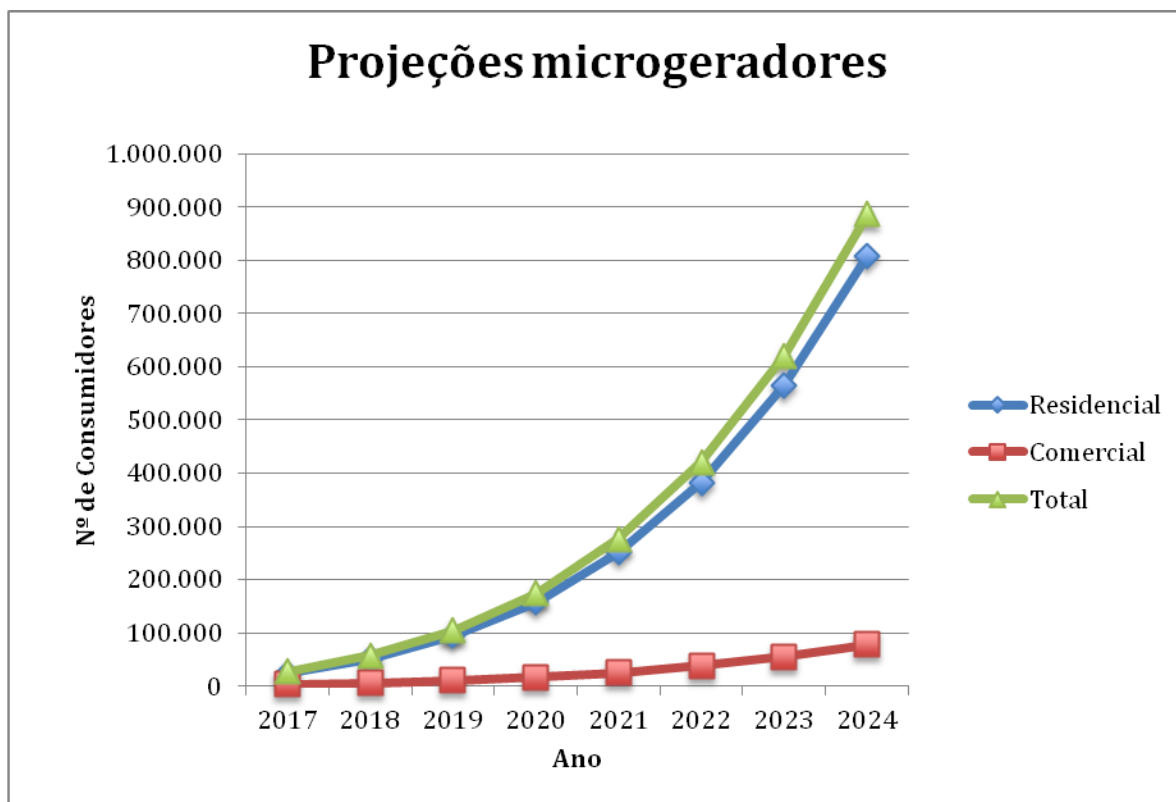
A energia solar é a energia limpa que nos últimos anos foi mais disseminada. O aquecimento no mercado com esta tecnologia, fez com que a demanda das instalações fotovoltaicas no Brasil viesse a crescer rapidamente, passando de 4.360 conexões de abril a junho de 2016 para 10.561 conexões de abril a maio de 2017 (ANEEL, 2017).

De acordo com a Aneel, no Brasil há 56.353 unidades consumidoras com geradores fotovoltaicos conectados à rede (dezembro de 2018) e uma capacidade instalada de 583,044 MW. Porém este é um número que altera diariamente pelo fato de que, a franca expansão cresce a uma taxa de mais de 300% ao ano (CAMPOS, 2018), apesar de toda a crise econômica do país nos últimos anos.

Segundo a projeção da Aneel e registrado no gráfico abaixo, no ano de 2024 o número de unidades consumidoras que estarão gerando energia através da microgeração distribuída solar fotovoltaica, será de 808.357 no setor residencial e 78.343 no setor comercial, resultando em uma potência instalada de 3,208 GW.

No gráfico a seguir se observa a projeção dos microgeradores, de potência instalada menor ou igual a 75 kW, para ainda os próximos 5 anos, fazendo uma relação para os consumidores residenciais e comerciais.

Gráfico 01 – Projeção microgeradores 2017-2024



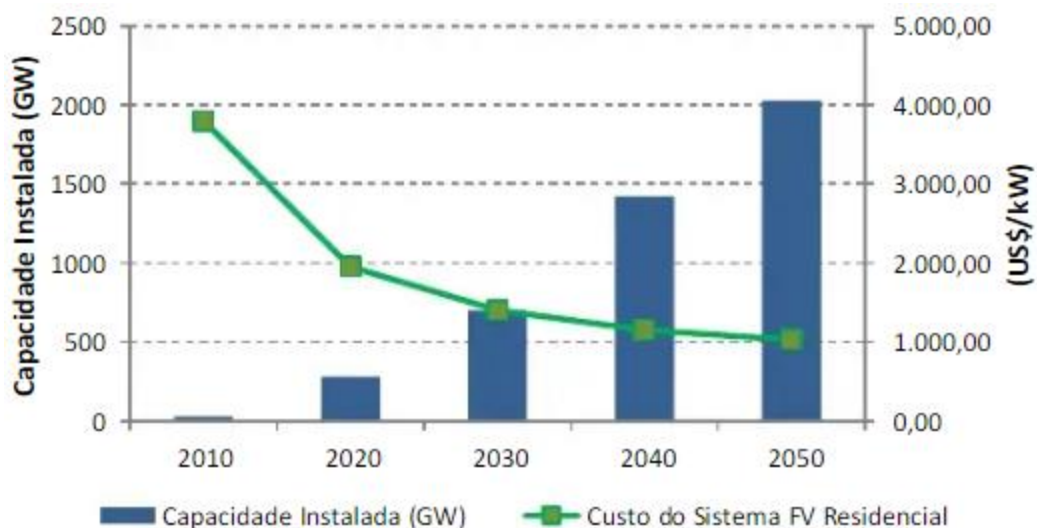
Fonte: Adaptado de Aneel, NT 056/2017.

Segundo Campos (2018), várias construtoras estão incluindo em seus projetos as instalações fotovoltaicas, a fim de apresentarem um diferencial a seus clientes em comparação aos concorrentes, fazendo com que o mercado de micro e mini geradores seja impulsionado ainda mais.

2.9 Análise do investimento

Apesar dos valores para a instalação de sistemas fotovoltaicos serem considerados ainda elevados, a tendência é de que se diminua como vem ocorrendo desde 2010 (EPE, 2014). Isso devido a um maior domínio da tecnologia pelas indústrias fabricantes de módulos e ao crescimento na demanda da mesma. Conforme gráfico abaixo se pode verificar a relação entre a redução do custo das instalações com o aumento da capacidade instalada até 2050.

Gráfico 02 – Redução dos custos com o aumento da capacidade instalada



Fonte: EPE (2014).

A análise financeira de um projeto fotovoltaico é de extrema importância, uma vez que ela determina a viabilidade de se realizar a alocação de recursos com o intuito de um retorno financeiro no menor tempo possível. Dentre os métodos mais utilizados, podem-se citar alguns, tais como:

- Retorno de investimento (*Payback*): este método defini o período de tempo em que o valor investido no projeto será quitado com a redução periódica de parcelas que já se vinha custeando, sendo a partir daí o seu lucro. Ele pode ser simples, não considerando o custo de capital (valor do dinheiro no tempo), ou descontado, considerando o valor do dinheiro no tempo (BRUNI et al., 1998).

- Valor Presente Líquido (VLP): para Pereira e Oliveira (2011), o objetivo deste método é avaliar a viabilidade de investimento num projeto, levando em consideração o cálculo com o valor de todos os seus fluxos de caixa e os juros que acompanham estes valores no tempo. Se no final, após a soma dos valores entre o retorno e o que foi investido, for positivo, tem-se a conclusão que o investimento é viável.

- Taxa Interna de Retorno (TIR): método definido por Hirschfeld (2000) como sendo uma determinada parcela de um percentual ganho adquirido em comparação ao volume investido, ou seja, as somas dos custos e das receitas se equiparam.

O investimento será atraente se a TIR for maior que a taxa de retorno esperada pelo investimento.

$$VLP = -I_0 + \sum_{t=1}^n \left(\frac{FC_t}{(1+K)^t} + \frac{VR_t}{(1+K)^n} \right) \quad (5)$$

Onde:

VLP = valor presente;

FC = fluxos previsto de entradas de caixa em cada período de vida do projeto (benefícios de caixa), $t = 1, 2, \dots, n$;

N = números de períodos de avaliação;

I_0 = investimento inicial ou montante no início do projeto;

K = taxa de juros, custo capital ou taxa mínima de atratividade;

VR = valor residual do projeto.

2.9.1 Juros

Dentre os tipos de juros existentes, para o autor Campos (2016), o correto a se usar para as aplicações de financiamento e *payback* de sistemas fotovoltaicos, é o juros composto, onde o mesmo autor ainda complementa que este tipo de juro não deixa de ser um “juros sobre juros”, ou seja, a cada determinado período o mesmo acometerá sempre no resultado da operação do período antecedente, sendo sua equação fundamental extremamente importante para as validações dos valores.

$$M = C(1 + i)^n \quad (6)$$

M = montante. É o valor final resgatado após o término da operação, com o juro aplicado;

C = capital. É o valor inicialmente aplicado, antecedente ao juro aplicado;

i = taxa de juros composto;

n = tempo de duração onde o juro estará ativo.

Outro tipo de juros muito utilizado para determinadas modalidades de financiamento bancário, é o juros simples.

Por definição, juro simples é aquele pago unicamente sobre o capital inicial, também chamado *principal*, e é diretamente proporcional a esse capital inicial e ao prazo de aplicação, com o fator de proporcionalidade sendo a taxa de juros por período, i (FARO, 2006, p. 23).

$$J_n = C \cdot i \cdot n \quad (7)$$

Onde,

J_n = total de juros;

C = capital inicial;

i = taxa de juros;

N = tempo de aplicação.

2.10 Tarifação de energia elétrica

A tarifa de energia elétrica que é determinada pela ANEEL, conforme o inciso XVIII do art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996 (Ministério de Minas e Energias, 2011), representa a soma de valores de todo o processo incluso na geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica, sendo acrescido na conta de energia paga pelos consumidores finais ainda os impostos de ICMS, PIS e COFINS.

Os autores Lazo, Lima e Figueiredo (2012), descrevem o meio como a energia elétrica é contratada pelas concessionárias para após serem distribuídas aos clientes finais. Ressaltam ainda o desafio dessas empresas quanto a esta contratação de energia, onde as mesmas devem prever a carga consumida por seus

clientes para um longo período de tempo, determinando o melhor método de contratação da energia para suprimento desta carga.

Em 2015 foi criado o Sistema de Bandeiras Tarifárias, com o intuito de indicar ao consumidor final se no mês em questão haverá ou não um acréscimo no valor da energia, devido às condições de geração da eletricidade, sendo dividido nas seguintes modalidades (ANEEL, 2015):

- Bandeira verde: sem acréscimo na tarifa;
- Bandeira amarela: acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 kWh consumido;
- Bandeira vermelha - Patamar 01: acréscimo de R\$ 4,00 para cada 100 kWh consumido;
- Bandeira vermelha - Patamar 02: acréscimo de R\$ 6,00 para cada 100 kWh consumido.

2.10.1 Classificação de consumidores

Os consumidores finais são classificados em dois grupos tarifários: o Grupo A com a tarifa binômica, que é precificada pela energia elétrica ativa (consumo real), pela demanda faturável (demanda medida da potência ativa consumida, sendo registrada em intervalos de 15 minutos) e pelas multas quando o consumidor utiliza incorretamente a energia elétrica, e o Grupo B com a tarifa monômica, que é precificada somente pela energia elétrica ativa consumida e pela tensão de energia alimentada, devendo ser inferior a 2.300 volts (MME, 2011).

Ainda, os grupos são divididos em sub-grupos, de acordo com a tensão de atendimento e as atividades do consumidor:

- A1: nível de tensão igual ou maior à 230 kV;
- A2: nível de tensão de 88 à 138 kV;
- A3: nível de tensão de 30 à 69 kV;

- A4: nível de tensão de 2,3 à 25 kV;
- A5: para sistema subterrâneo;
- B1: residencial;
- B2: rural e cooperativa de eletrificação rural;
- B3: demais classes;
- B4: iluminação pública.

3 METODOLOGIA

Este capítulo irá abordar a metodologia do trabalho com uma pesquisa quantitativa na elaboração de dois projetos fotovoltaicos propostos e uma análise financeira para definir seus modos de financiamento, resultando na definição de qual instalação constituirá num retorno de investimento mais curto. Serão apresentados os procedimentos técnicos, como o processo de coleta dos dados e seus tratamentos, os procedimentos para a elaboração dos dois projetos que serão comparados, as ferramentas utilizadas para a definição da rentabilidade de cada projeto. Por fim as limitações do método para o alcance dos objetivos propostos.

Em outras palavras, a presente metodologia que está sendo proposta resulta na avaliação sobre qual o melhor investimento, na área de energia solar fotovoltaica, a ser considerado entre dois projetos distintos para a zona rural e zona urbana. Ambas as unidades consumidoras são pertencentes ao mesmo consumidor, podendo usufruir do modelo de autoconsumo remoto (geração em uma unidade e consumo na mesma e/ou em outra unidade, sendo as duas do mesmo CNPJ/CPF e na região de atuação da mesma concessionária).

Os dados de consumo médio mensal de energia elétrica das duas áreas serão coletados nas faturas da concessionária, levando-se em consideração os 12 últimos meses, que no caso compreenderá de agosto de 2018 a julho de 2019. Após, estas médias serão somadas, resultando assim num consumidor hipotético.

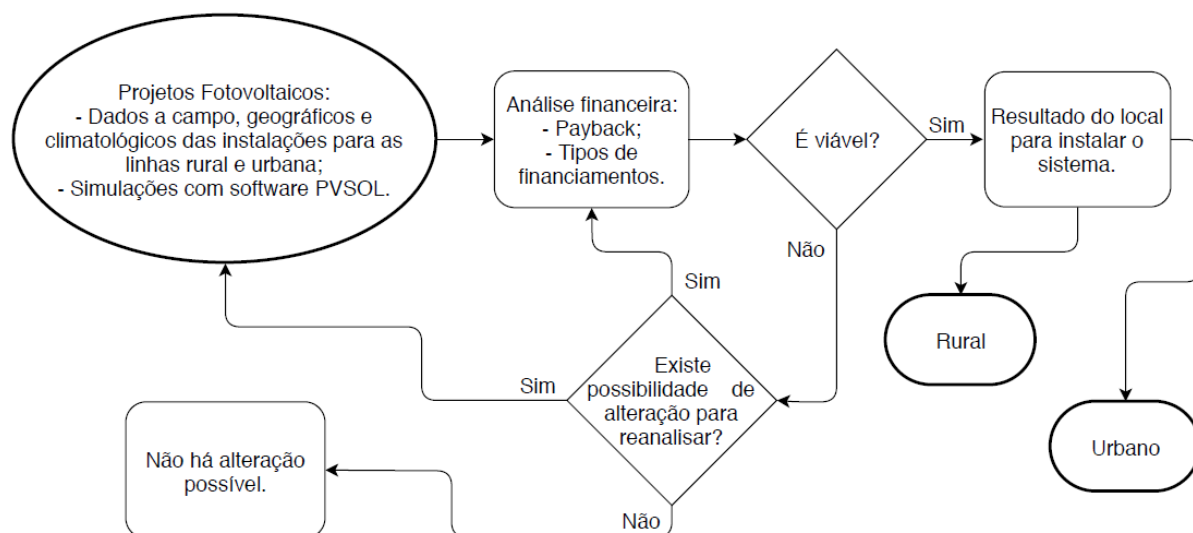
Com os dados de consumo, serão verificados os dados das instalações a campo, contemplando as áreas dos telhados onde os módulos possam ser fixados, a

distância entre o sistema instalado e quadro geral de distribuição da unidade consumidora, assim como também os ângulos azimutais e de inclinação dos telhados, de tal forma que se possa extrair o melhor aproveitamento da radiação solar, minimizando as perdas pelo sistema ser somente com os módulos fixos.

Por final, também serão coletados os dados geográficos e climáticos das unidades consumidoras, como as coordenadas de localização, a radiação solar, que provavelmente deva ser a mesma devido as unidades estarem em regiões próximas, e a temperatura ambiental dos locais.

Na Figura 15 pode-se observar o passo-a-passo da metodologia proposta neste trabalho.

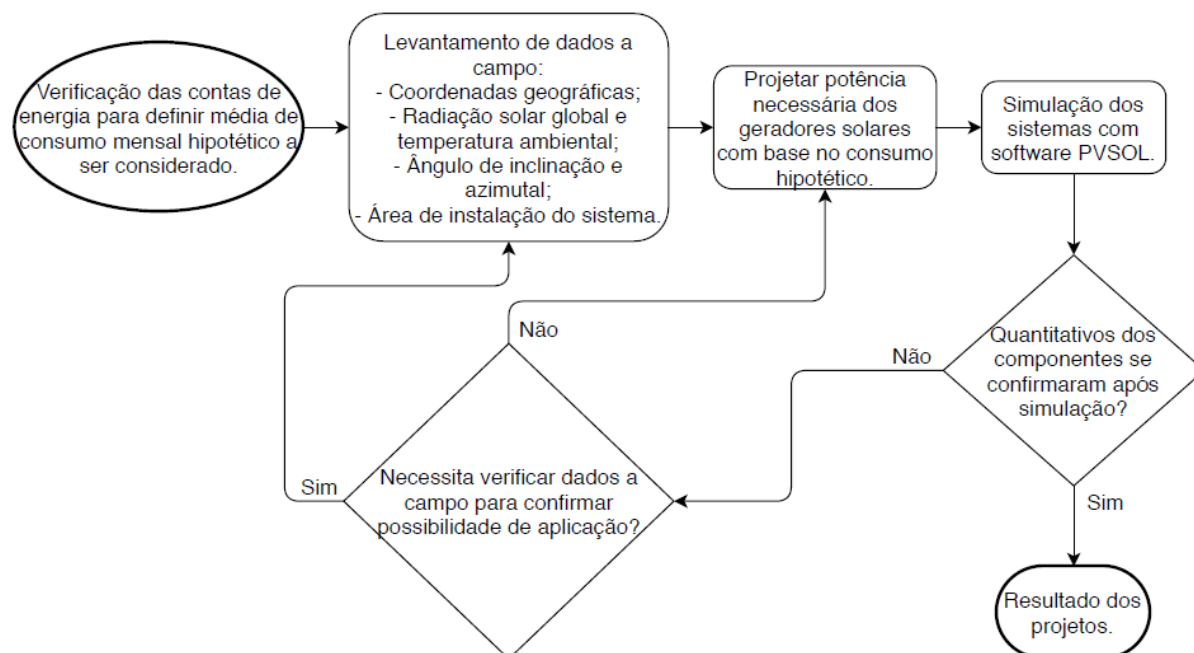
Figura 15 – Fluxograma sobre a metodologia proposta



Fonte: do autor (2019).

Em posse de todos os dados levantados, será possível realização dos projetos, onde serão determinadas as quantidades e potências dos equipamentos a serem instalados, como os módulos, o inversor e os acessórios de fixação dos módulos no telhado. Além disso, com o fluxograma da Figura 16, será possível decidir se a instalação será na área rural ou urbana.

Figura 16 – Fluxograma sobre os projetos a serem analisados



Fonte: do autor (2019).

As simulações serão realizadas no software PVSOL Premium 2019, versão 7.5, de propriedade de *Valentin Energy Software*, onde poderá ser verificada a posição solar ao longo do ano e o sombreamento sobre os módulos, resultando na capacidade de potência a ser gerada por cada sistema.

Figura 17 – Alocação dos módulos sobre o telhado



Fonte: do autor, extraído de simulação no software PVSOL (2019).

Além do PVSOL, porém com menor intensidade no intuito apenas de acompanhar os dados dos projetos, foram realizadas simulações parciais no *software* Pvsyst, versão 6.83, onde assim como o primeiro, este era gratuito por 30 dias como demonstração de produto por parte do fabricante.

Figura 18 – Tela do projeto preliminar no *software* Pvsyst

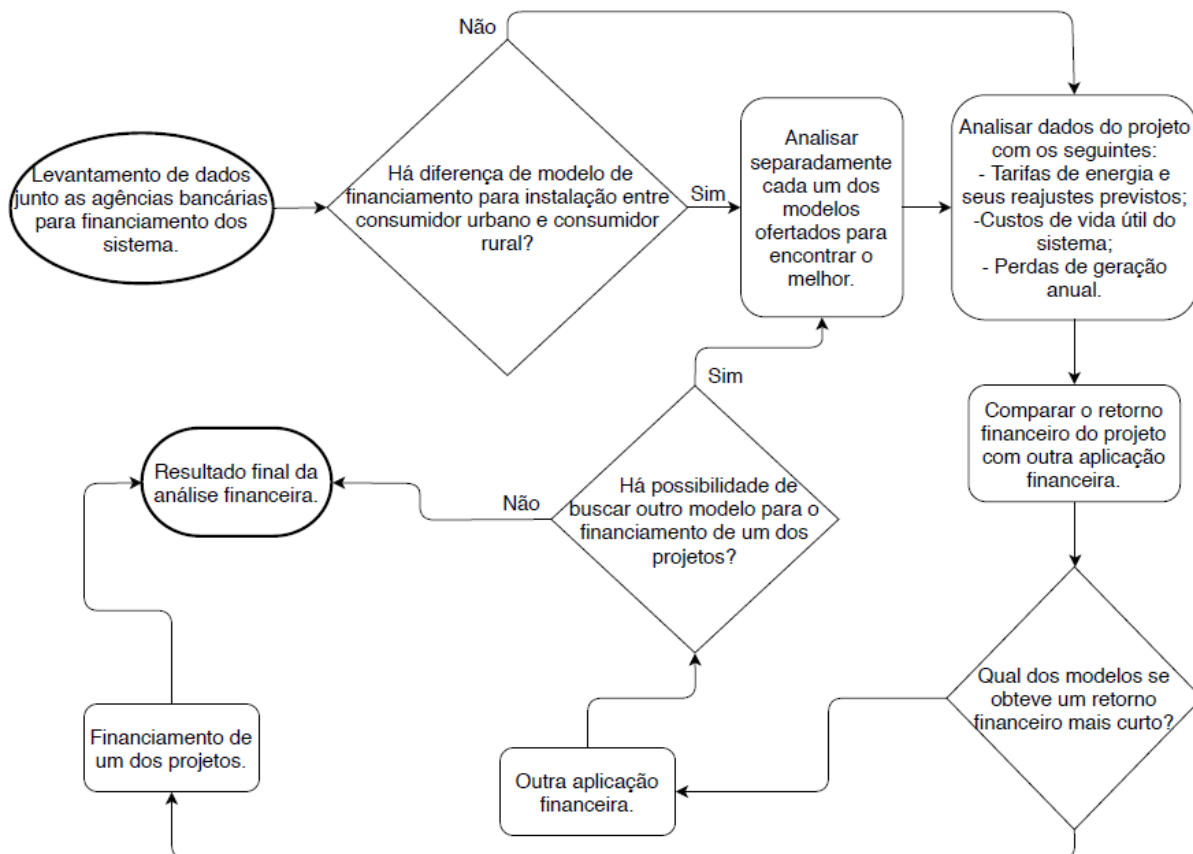


Fonte: do autor, extraído de simulação no *software* Pvsyst (2019).

Um bom projeto é, e sempre será, fundamental para determinar a viabilidade de uma instalação solar fotovoltaica. Em posse dos dois projetos elaborados e com uma boa análise financeira, é possível definir no próprio *software* o retorno sobre o investimento realizado e o fluxo de caixa acumulado ao longo dos anos.

Para a elaboração da análise financeira, serão verificados junto às agências bancárias quais os modelos de financiamento para consumidores das zonas rural e urbana. Para o *payback* da análise financeira, será levado em conta as tarifas de energia elétrica e seus respectivos reajustes previstos anualmente. A taxa de reajuste a ser prevista, será de 5,2% ao ano, média Brasil 2019 (ANEEL, 2019). Serão inseridos ainda os custos de vida útil do sistema com a substituição de um inversor ao longo da vida útil dos módulos, de aproximadamente 25 anos, os valores gastos com manutenção de limpeza dos módulos a serem realizadas ao longo do tempo e as perdas de geração anual.

Figura 19 – Fluxograma da análise financeira dos sistemas



Fonte: do autor (2019).

Colocando esta metodologia em prática, certamente este trabalho terá êxito, pois será possível concluir acertadamente o melhor local onde o projeto possa ser realizado.

4 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Este capítulo irá abordar o desenvolvimento do trabalho exposto, com a elaboração dos dois projetos propostos e uma análise financeira para definir seus meios de financiamento.

4.1 Projetos

As duas unidades consumidoras consideradas estão localizadas no mesmo Município, em Arroio do Meio, com as seguintes localizações geográficas: 29°33'00.9"S 51°58'05.0"O e 29°32'29.1"S 52°02'04.0"O.

Para a definição dos projetos analisados, foram inicialmente verificadas as contas de energia elétrica para obtenção da média de consumo de cada unidade consumidora, somando ambas em um consumidor denominado hipotético. Os dados de consumo de energia elétrica foram obtidos diretamente das faturas de energia dos consumidores, através da média de consumo dos últimos 12 meses, em kWh, conforme consta na tabela a seguir.

Tabela 01 – Consumo de energia das duas unidades consumidoras

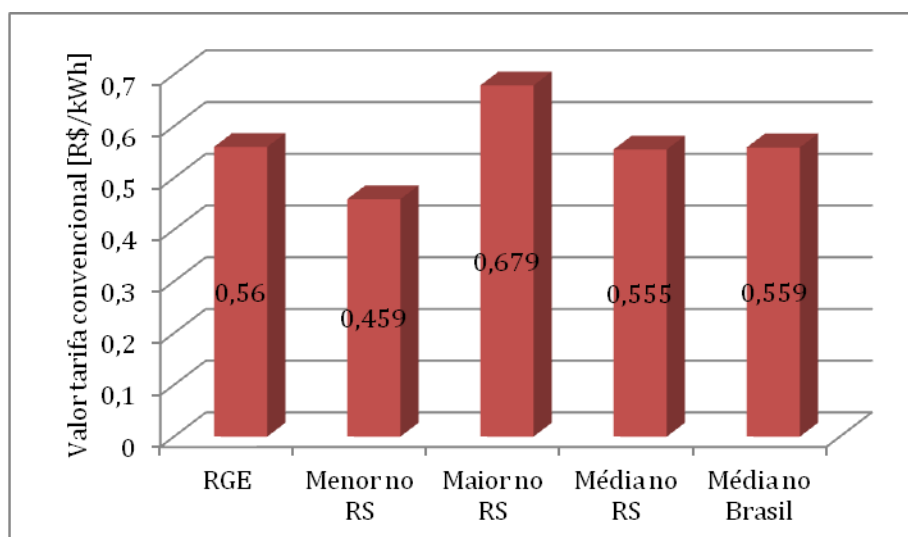
Mês/ano de consumo	Unidade consumidora hipotética, em kWh
Julho/2019	465
Junho/2019	138
Mai/2019	480
Abril/2019	441
Março/2019	217
Fevereiro/2019	516
Janeiro/2019	579
Dezembro/2018	326
Novembro/2018	470
Outubro/2018	464
Setembro/2018	1144
Agosto/2018	380
Total:	5620
Média mensal	468,33 kWh

Fonte: do autor, extraído de faturas da RGE (2018-2019).

Os valores de consumo médio que foram considerados no projeto tiveram a subtração de 100 kWh, isso devido a ambas as instalações serem com alimentação trifásica. Segundo a Resolução Normativa Nº 482 (ANEEL, 2012), instalações que geram energia elétrica no modo cativo, são taxadas pelas concessionárias com 100 kWh, reduzindo para 50 kWh os consumidores com alimentação bifásica e 30 kWh os consumidores com alimentação monofásica.

O Gráfico 03 apresenta a tarifa elétrica convencional aplicada pela concessionária da região de localização das unidades consumidoras e um comparativo entre a menor, maior e a média das tarifas aplicadas no estado do Rio Grande do Sul e a média aplicada a nível Brasil.

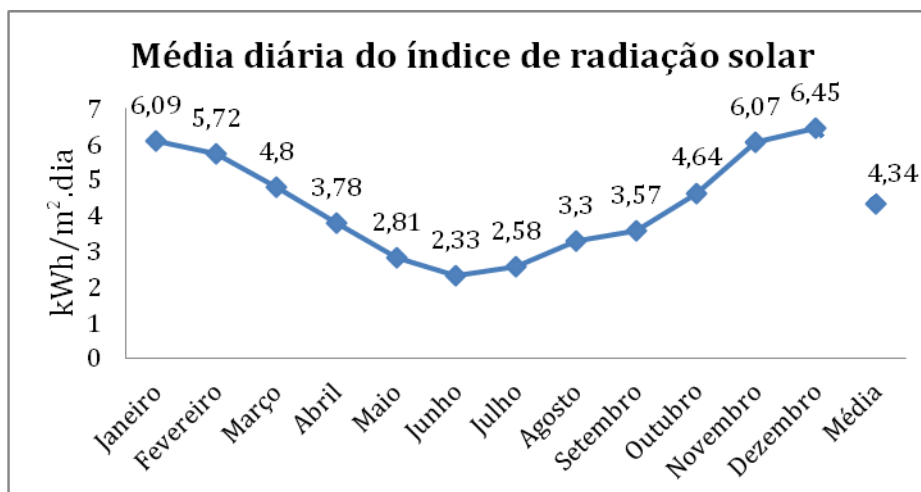
Gráfico 03 – Tarifa convencional aplicada



Fonte: adaptado de ANEEL (2019).

Para a projeção da potência instalada necessária a ser considerada na simulação com o *software*, que será demonstrada nas equações abaixo, foi utilizada a média mensal de radiação solar incidente sobre o Município de Arroio do Meio, conforme apresenta no gráfico a seguir, além do consumo hipotético da Tabela 01.

Gráfico 04 – Radiação solar média para o Município de Arroio do Meio-RS



Fonte: obtido com o *software* Sundata, disponível no website do CRESESB (2019).

Antes de iniciar a simulação no *software*, foi necessário elaborar um anteprojeto, a fim de verificar a quantidade aproximada de módulos fotovoltaicos e do inversor, assim como suas potências de geração. Este quantitativo é o que será informado ao *software*, onde após as simulações poderá ser verificado se o dimensionamento está de acordo ou necessita ajustes.

Potência e definição da quantidade de módulos e inversores necessários:

- Energia média dia = Energia média mensal / 30 (dias no mês)

Energia média dia = 15,61 kWh/dia

- Potência pico = Energia média dia / média radiação solar

Potência pico = $15,61 / 4,34 = 3,6$ kWp

- Potência nominal do inversor = 03 kW

- Eficiência média do inversor = 97% (0,97)

- Potência do arranjo fotovoltaico = potência pico / eficiência média do inversor

Potência do arranjo fotovoltaico = $3,6$ kWp / $0,97 = 3711$ Wp

- Potência do módulo = 335 Wp

- Quantidade de módulos para o SFCR = potência do arranjo fotovoltaico / potência de um módulo fotovoltaico

Quantidade de módulos para o SFCR = $3711 / 335 = 11,1 = 12$ módulos

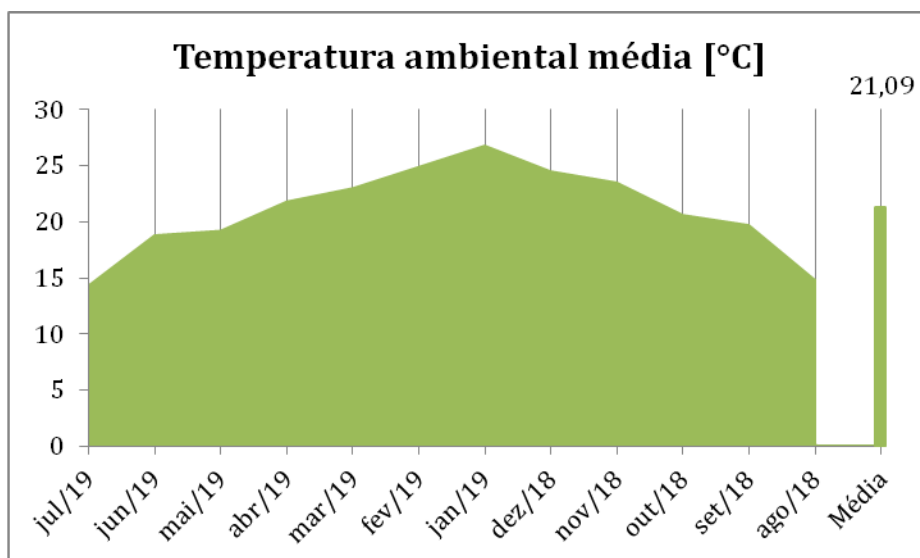
Na sequência foram analisadas as melhores estruturas (telhados) onde os módulos de cada sistema pudessem ser instalados. Na ocasião foram tomadas as notas das áreas úteis para a instalação dos módulos e a posição solar quanto ao ângulo azimutal e inclinação solar.

Para a melhor eficiência na geração de energia, com a máxima captação da radiação solar pelos módulos fixos, o autor Villalva (2013) menciona que os módulos devem ter sua posição apontada o mais possível ao norte. Sendo assim, os ângulos destes projetos levam o telhado norte como referência para as inclinações azimutais.

O Gráfico 05 representa a temperatura média mensal da região onde as unidades consumidoras estão localizadas. Na ocasião foram considerados os registros do Município de Lajeado, distante em 6 km com o Município de Arroio do Meio, entre os centros de ambos (© contribuidores do *OpenStreetMap*). Como no

software os dados climatológicos da região não estão inseridos, foi necessário o cadastro dos mesmos, inserindo manualmente os dados da radiação solar (GRÁFICO 03) e da temperatura média (GRÁFICO 05).

Gráfico 05 – Temperatura ambiental média mensal no Município de Lajeado



Fonte: adaptado de Núcleo de Informações Hidrometeorológicas Univates (2019).

4.1.1 Projeto na área rural

O projeto do sistema instalado na linha rural será demonstrado a seguir, nas imagens da simulação realizada no *PVSOL*. A melhor estrutura encontrada para a alocação dos módulos se deu na figura abaixo, com o telhado em telha fibrocimento em inclinação horizontal à 15° e ângulo azimutal em 68° oeste e área de 13 m^2 em cada aba.

Figura 20 – Telhado de fibrocimento para fixação dos módulos na área rural

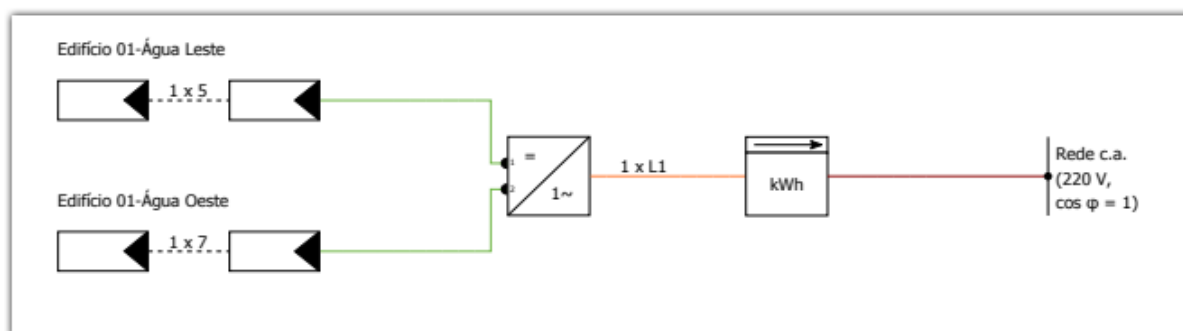


Fonte: do autor (2019).

Com o desenvolvimento no software é possível projetar a melhor disposição dos 12 módulos sobre o telhado para a máxima eficiência do sistema, levando em consideração também que os dois modelos de inversores orçados, possuem duas entradas MPPT's, podendo se dividir a instalação em duas *string's*. Sendo assim, o projeto resultou em 05 módulos no telhado sentido leste e 07 módulos no telhado sentido oeste, conforme consta nas duas próximas imagens.

O software denomina como edifício a estrutura onde os telhados estão instalados e suas abas como “água leste” e “água oeste”, não sendo possível a alteração manual, conforme Figura abaixo.

Figura 21 – Esquema elétrico da instalação PV na linha rural

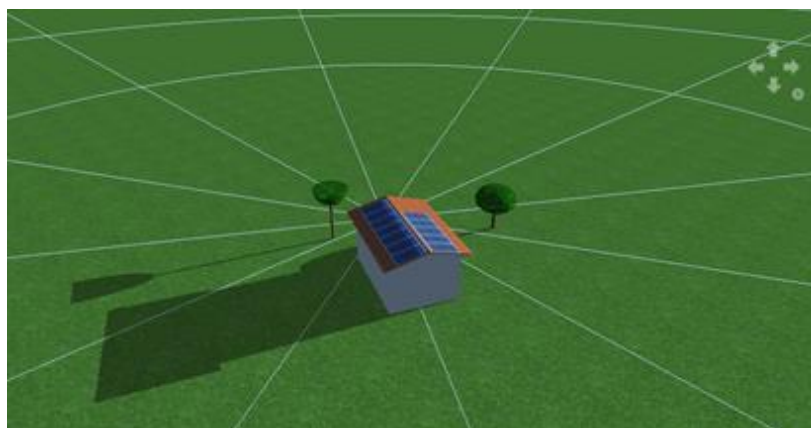


Fonte: do autor, extraído de simulação no *software PVSOL* (2019).

No software *PVSOL* é possível simular o sombreamento dos módulos nos 365 dias do ano, assim podendo ser verificada a perda de eficiência do módulo, em porcentagem, ao longo deste período. Porém a instalação na linha rural se dará em uma área livre, sem grandes objetos que possam interferir no sombreamento.

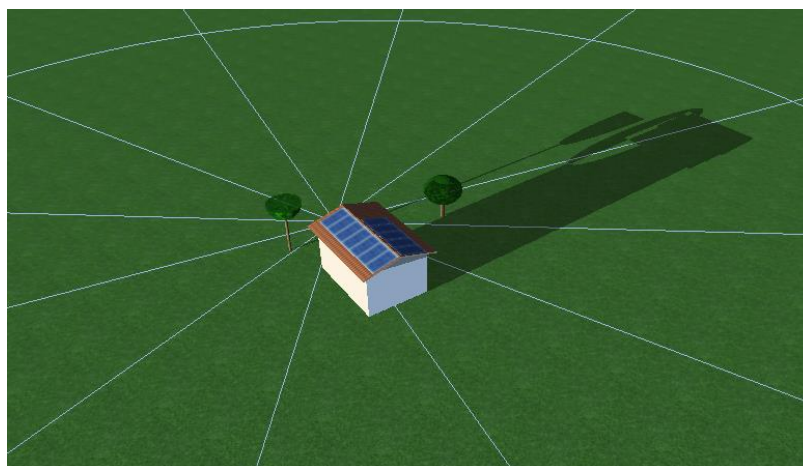
As próximas duas figuras abaixo representam as simulações da projeção solar sobre os módulos fotovoltaicos, sendo no dia 1º de janeiro, às 06:10 horas, e no dia 16 de agosto, às 17:00 horas, respectivamente.

Figura 22 – Simulação solar na zona rural, às 06:10 horas do dia 1º de janeiro



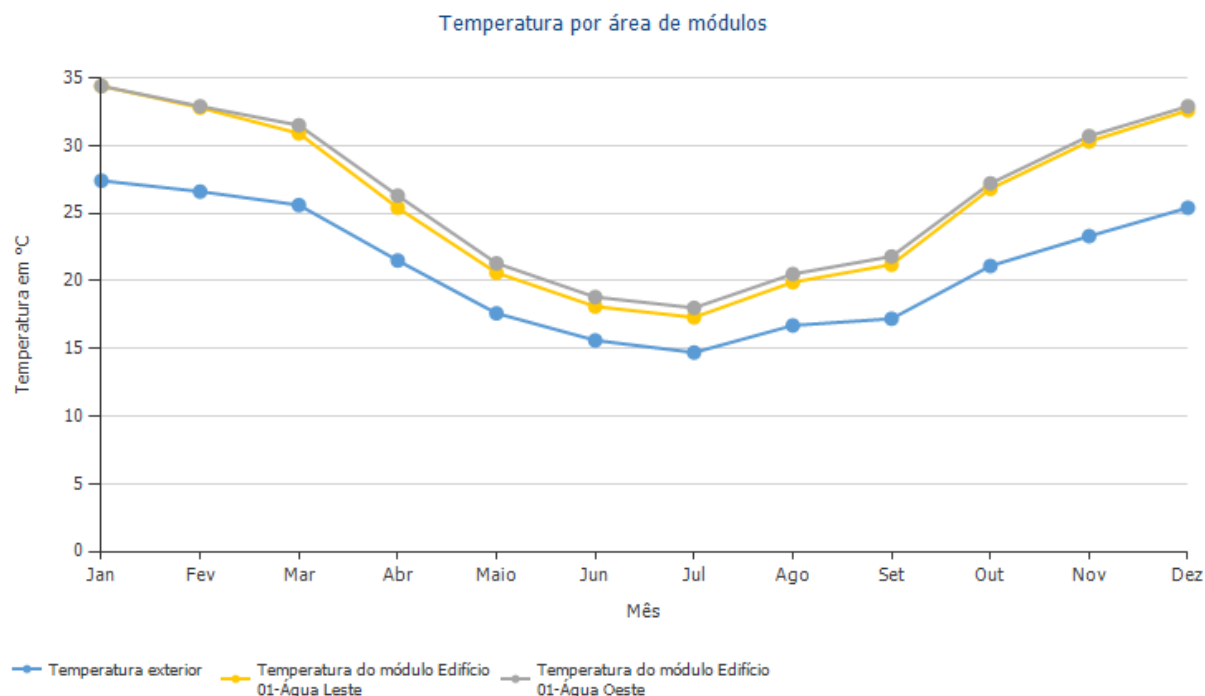
Fonte: do autor, extraído de simulação no *software PVSOL* (2019).

Figura 23 – Simulação solar na zona rural, às 17:00 horas do dia 16 de agosto



Fonte: do autor, extraído de simulação no *software PVSOL* (2019).

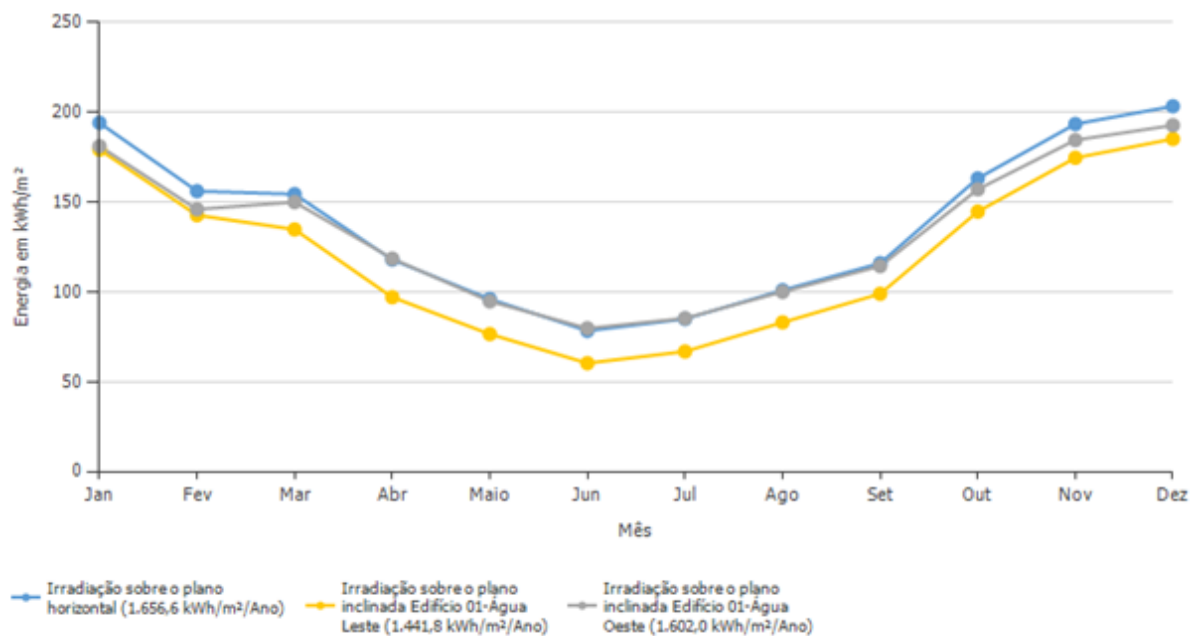
Figura 24 – Temperatura mensal simulada para os módulos



Fonte: do autor, extraído de simulação no *software PVSOL* (2019).

Na Figura 25 veremos a radiação solar simulada pela área dos módulos, denominada de “Irradiação sobre o plano inclinado”, sendo comparada ao longo do ano com a radiação inicialmente considerada e registrada no Gráfico 02 anteriormente, denominada de “Irradiação sobre o plano horizontal”. Nela nota-se uma redução na incidência devido às alterações angulares dos módulos.

Figura 25 – Radiação solar por área dos módulos



Fonte: do autor, extraído de simulação no *software PVSOL* (2019).

4.1.2 Projeto na área urbana

O projeto do sistema instalado na área urbana que será demonstrado a seguir, também foi simulado no *software PVSOL*. Para esta unidade a única estrutura encontrada para a alocação dos módulos se deu na Figura 27, com o telhado em telha cerâmica plana-ondulada com inclinação horizontal de 25° e ângulo azimutal em 56° leste e área dos telhados em 15 m^2 na aba inferior e 24 m^2 na aba superior.

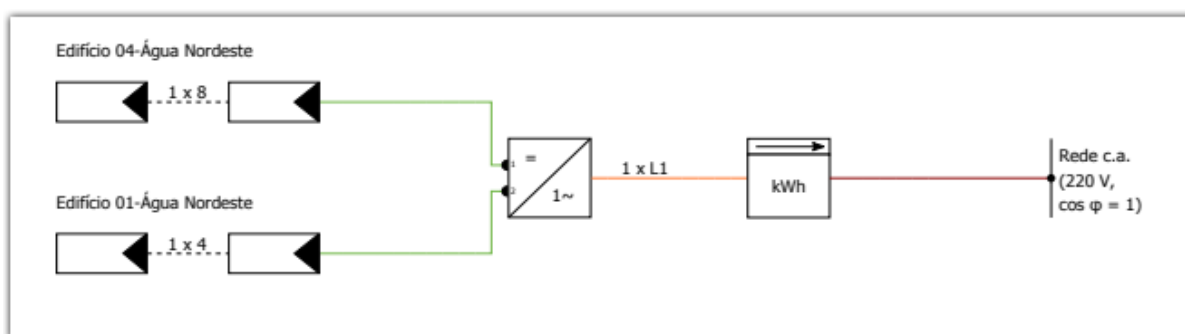
Figura 26 – Telhado cerâmico para fixação dos módulos na área urbana



Fonte: do autor (2019).

Para este cenário também foi possível, com o desenvolvimento no *software*, projetar a melhor disposição dos 12 módulos sobre o telhado para a máxima eficiência do sistema, levando em consideração também que os dois modelos de inversores orçados possuem duas entradas MPPT's, podendo se dividir a instalação em duas *string's*. Sendo assim, o projeto resultou em 04 módulos no telhado inferior e 08 módulos no telhado superior, ambos no sentido nordeste, conforme consta na próxima figura.

Figura 27 – Esquema elétrico da instalação PV na linha urbana

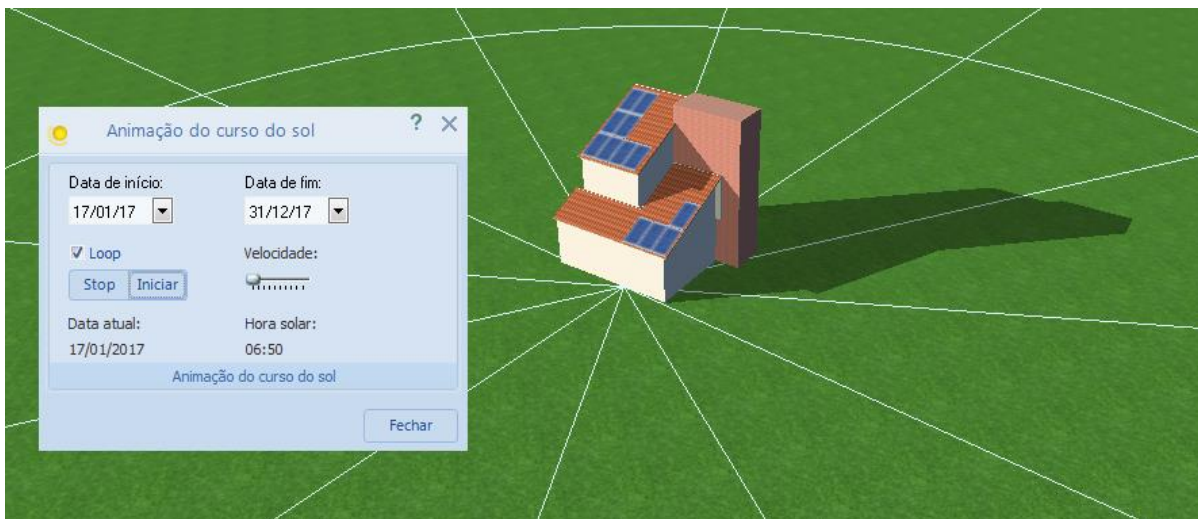


Fonte: do autor, extraído de simulação no *software* PVSOL (2019).

As Figuras 28 e 29 a seguir, representam as simulações da projeção solar sobre os módulos fotovoltaicos, sendo no dia 17 de janeiro, às 06:50 horas, e no dia 08 de junho, às 15:40 horas, respectivamente. A figura 29 demonstra claramente a

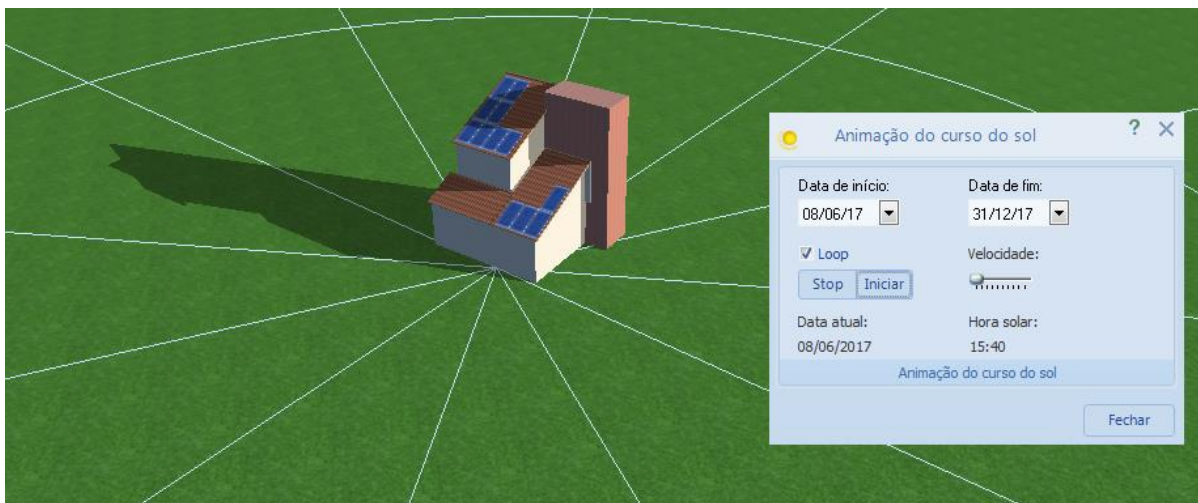
necessidade em se utilizar mais de um MPPT no projeto fotovoltaico, extraindo a máxima eficiência do sistema.

Figura 28 – Simulação solar na zona urbana, às 06:50 horas do dia 17 de janeiro



Fonte: do autor, extraído de simulação no *software PVSOL* (2019).

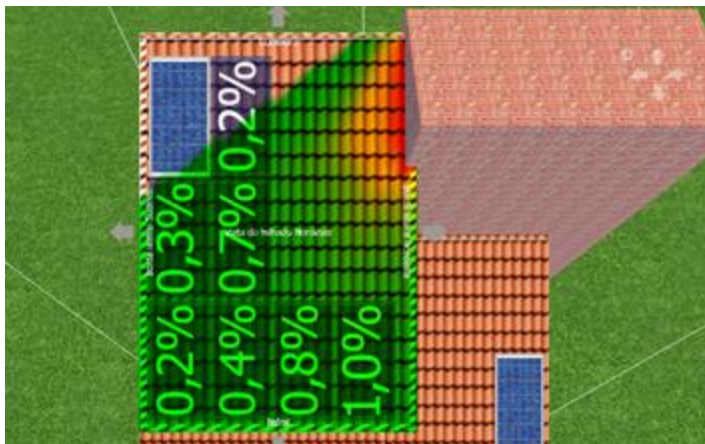
Figura 29 – Simulação solar na zona urbana, às 15:40 horas do dia 08 de junho



Fonte: do autor, extraído de simulação no *software PVSOL* (2019).

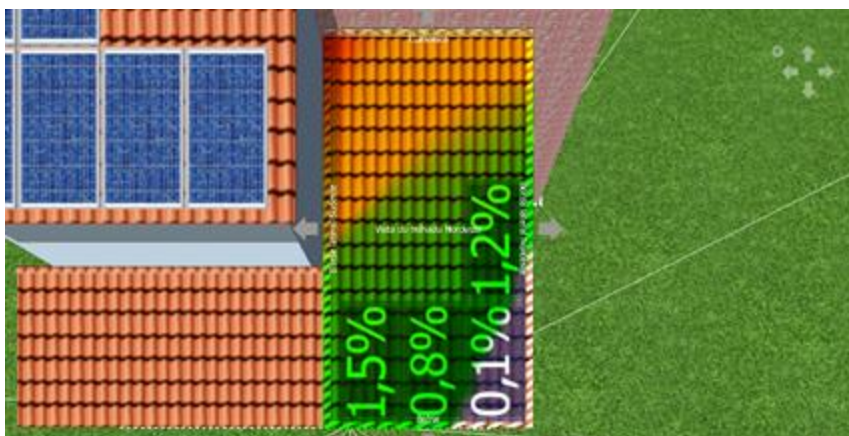
As simulações também determinam a porcentagem de sombreamento de cada módulo, seja ela por objetos circundantes ou pelo próprio edifício onde estão instaladas, conforme pode-se verificar nas figuras a seguir para os dois telhados.

Figura 30 – Projeção de sombra sobre os módulos, telhado superior



Fonte: do autor, extraído de simulação no *software PVSOL* (2019).

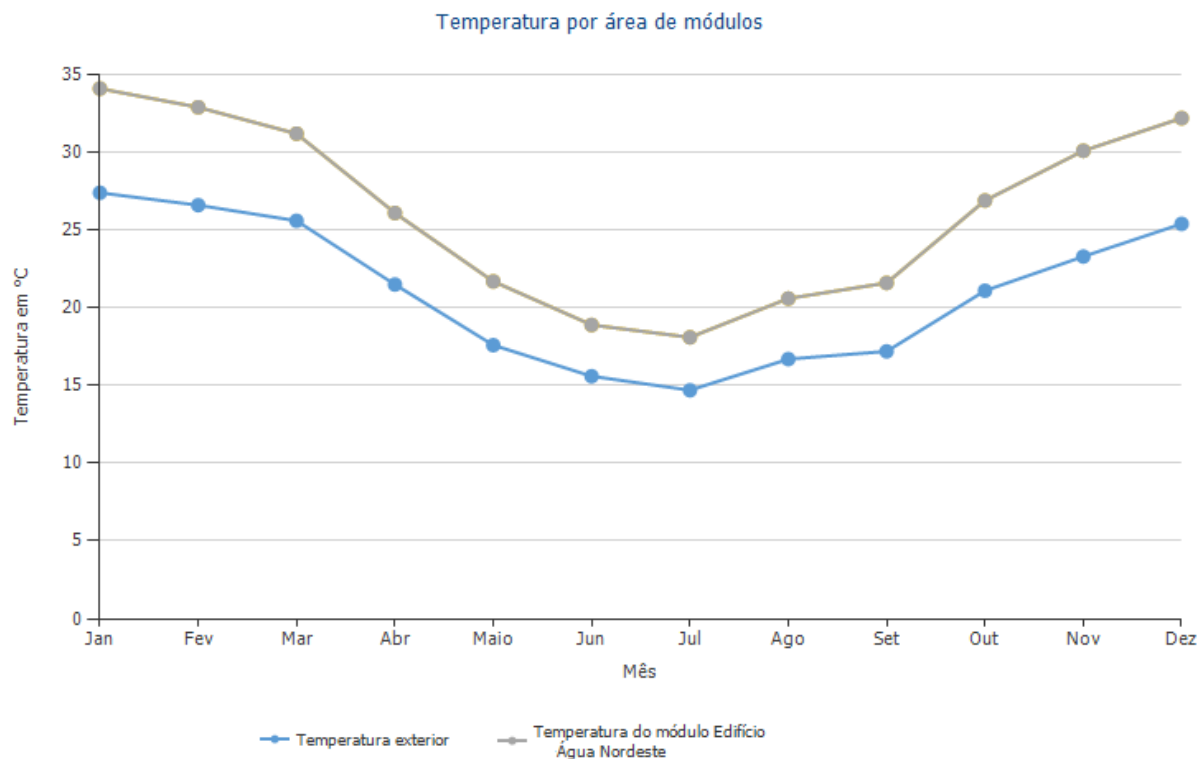
Figura 31 – Projeção de sombreamento sobre os módulos, telhado inferior



Fonte: do autor, extraído de simulação no *software PVSOL* (2019).

Além das perdas por efeito Joule pela distância dos cabos, que para a simulação foi considerado 1%, o aquecimento do sistema devido à temperatura ambiental também irá influenciar na redução da eficiência do sistema. Na Figura 32 abaixo está registrado pela simulação, a média mensal da temperatura em que os módulos irão trabalhar em comparação a temperatura média mensal do ambiente.

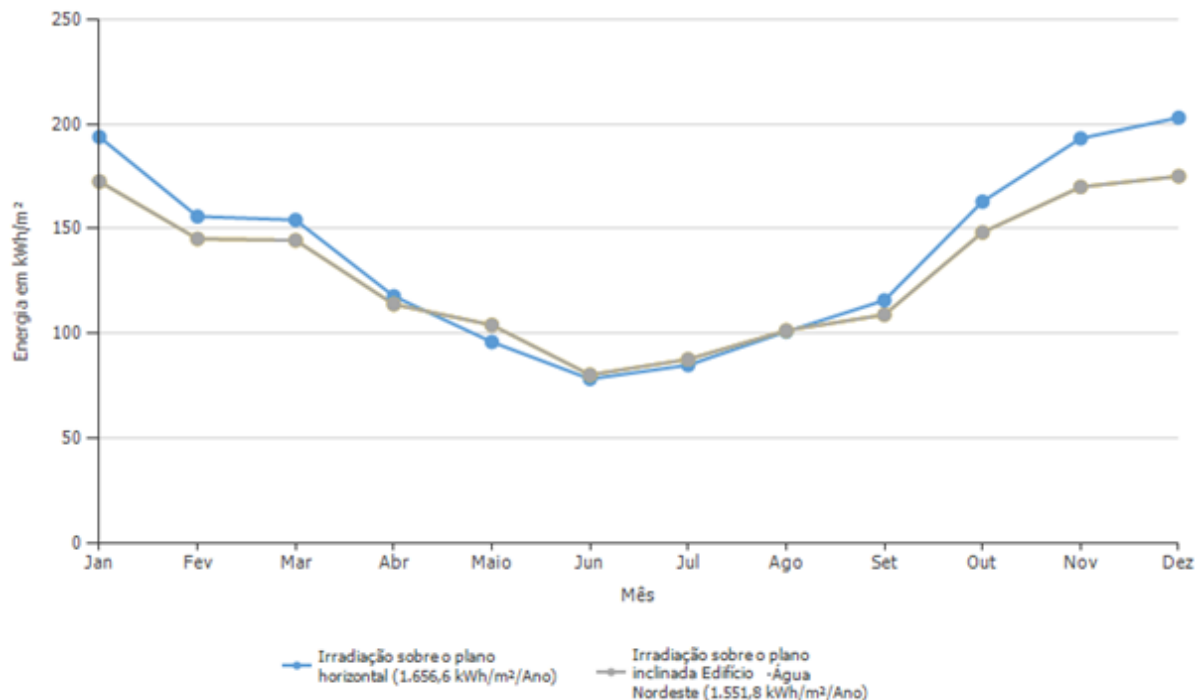
Figura 32 – Temperatura mensal simulada para os módulos



Fonte: do autor, extraído de simulação no *software* PVSOL (2019).

Assim como na simulação do projeto para a área rural, na Figura 33 veremos a radiação solar simulada pela área dos módulos instalados no telhado da área urbana, também sendo comparada com a radiação inicialmente considerada e registrada no Gráfico 04. Ainda, da mesma forma, nota-se uma redução na incidência devido às alterações angulares dos módulos.

Figura 33 – Radiação solar por área dos módulos



Fonte: do autor, extraído de simulação no *software PVSOL* (2019).

4.2 Análise de *Payback*

Para o retorno sobre o investimento de ambos os projetos, levou-se em consideração o levantamento de dados de financiamento obtidos em três instituições bancárias, dois orçamentos de sistemas de geração de energia com a mesma potência gerada, as simulações realizadas no *software PVSOL* e também o cálculo de *payback* composto, conforme veremos a seguir.

A tabela a seguir apresenta os dados levantados *in loco* em três instituições bancárias no Município de Arroio do Meio – RS, com informações sobre os tipos de financiamentos disponíveis para consumidores da área urbana e rural, sendo este último através do programa BNDES-Finame.

Tabela 02 – Financiamentos bancários para sistemas fotovoltaicos

Financiamento de sistema fotovoltaico			
Linha	Banco A	Banco B	Banco C
Rural	<ul style="list-style-type: none"> - 3% a.a. Juros simples; - 0,5% taxa do projeto; - Taxa IOF (atual em 0,38%); - Seguro dos equipamentos (1,5%); - Instalação onde o valor dos equipamentos ultrapassar os R\$ 10 mil, precisa estar com os mesmos cadastrados no BNDS com código Finame e MDA. 	<ul style="list-style-type: none"> - Não possui linha especial para produtor rural. Os valores e taxas disponibilizadas são os mesmos que para o consumidor urbano. 	<ul style="list-style-type: none"> - 4,6% a.a Juros compostos; - 0,5% taxa do projeto; - Taxa IOF (atual em 0,38%); - Seguro dos equipamentos (1,5%); - Necessidade dos equipamentos a serem utilizados no projeto, estarem cadastrados no BNDS com o código Finame MDA.
Urbana	<ul style="list-style-type: none"> - 60 parcelas reduzidas com taxa de 0,45% a.m.; - Taxa do CDI (atualmente em 0,49% a.m.); - Taxa IOF (atualmente 0,38%). 	<ul style="list-style-type: none"> - até 72 parcelas fixas de 1,1 a.m.; - Taxa IOF. - Necessidade de seguro dos equipamentos instalados (1,5% sobre o valor dos equipamentos financiados). - até 72 parcelas reduzidas de 0,3% a.m.; - Taxa do CDI (atualmente em 0,49% a.m.); - Taxa IOF; - Necessidade de seguro dos equipamentos instalados (1,5% sobre o valor dos equipamentos financiados). 	<ul style="list-style-type: none"> - Taxa de 3,3% a.m. para parcelas fixas; - Taxa de IOF.

Fonte: adaptado pelo autor, de entrevistas com agentes bancários, julho de 2019.

Para obtenção das simulações dos financiamentos bancários, também foram utilizados dois orçamentos com duas empresas do ramo, conforme demonstrado nas Figuras 34 a 37. Os orçamentos considerados foram definidos para a mesma potência de geração, porém com duas marcas diferentes de equipamentos sendo com as mesmas características técnicas, possibilitando assim por parte do cliente definir qual a preferência.

Figura 34 – Orçamento 01 para área urbana

HOME / GERADOR DE ENERGIA SMA ONDULADA ROMAGNOLE ALDO SOLAR (45604-3)

GERADOR DE ENERGIA SMA ONDULADA ROMAGNOLE ALDO SOLAR (45604-3)
GEF 4,02KWP BYD POLI HALF CELL SUNNY BOY 3KW 2MPPT MONO 220V

R\$ 15.029,00

PREÇO SUPLENDO AO CONSUMIDOR FINAL

Santander Financeira	
12x de R\$ 1.232,42 no boleto	
18x de R\$ 876,21 com juros no boleto	
24x de R\$ 692,13 com juros no boleto	
36x de R\$ 504,73 com juros no boleto	

1 **COMPRAR**

Múltiplo: 1 UNIDADES

Origem: 3-NACIONAL, MERCADORIA OU BEM COM CONTEÚDO DE IMPORTAÇÃO SUPERIOR A 40% E INFERIOR OU IGUAL A 70%

Fonte: Aldo Solar (2019).

Figura 35 – Orçamento 02 para área urbana

portal solar.com.br/lja/produtos/gerador-de-energia-solar-fotovoltaica-4-08-kwp-hibrido-t-ceramica-00402001-1

GERADOR DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA - 4,08 KWP - HÍBRIDO - T. CERÂMICA

KIT WEG - 4,08 KWP - WEG HÍBRIDO - MONO 220V - PAINEL SOLAR 340W - EST. SOLARGROUP PARA TELHA CERÂMICA.
Sku: WEG-00402001-1

R\$ 13.990,00

FORMAS DE PAGAMENTO

- até 10x de R\$ 1.399,00 sem juros
- RS 13.010,70 (7% de desconto)
- Em até 60x de R\$ 308,49

veja aqui outras formas de parcelamento

Preencha o CEP de destino para calcular o frete

95940-000 **OK**

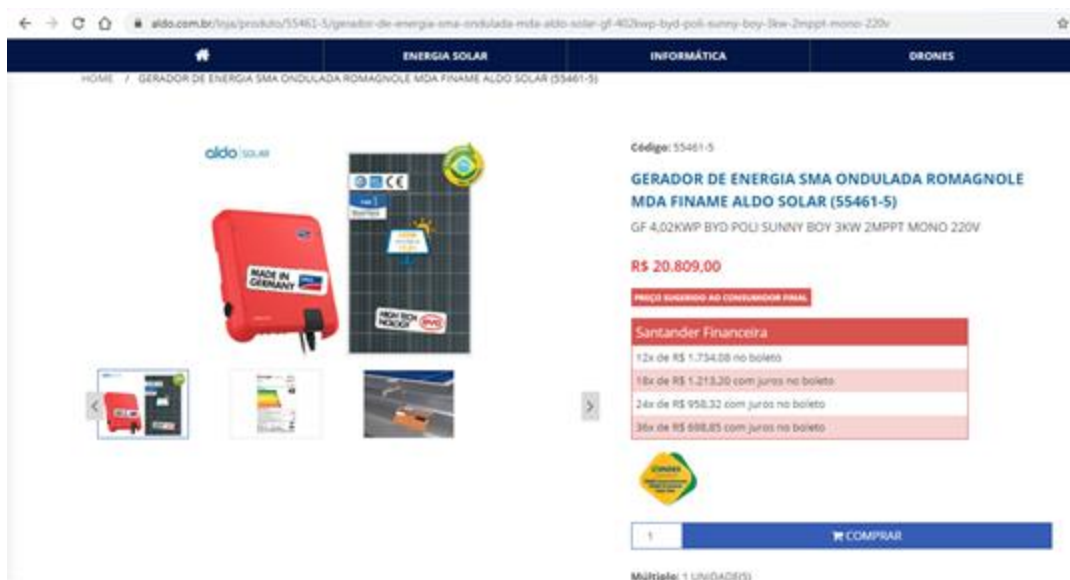
Frete: R\$ 450,00
Prazo: 33 dias

WEG HYBRID

AMPLIAR FOTO

Fonte: Portal Solar (2019).

Figura 36 – Orçamento 01 para área rural, com sistema nacionalizado



Fonte: Aldo Solar (2019).

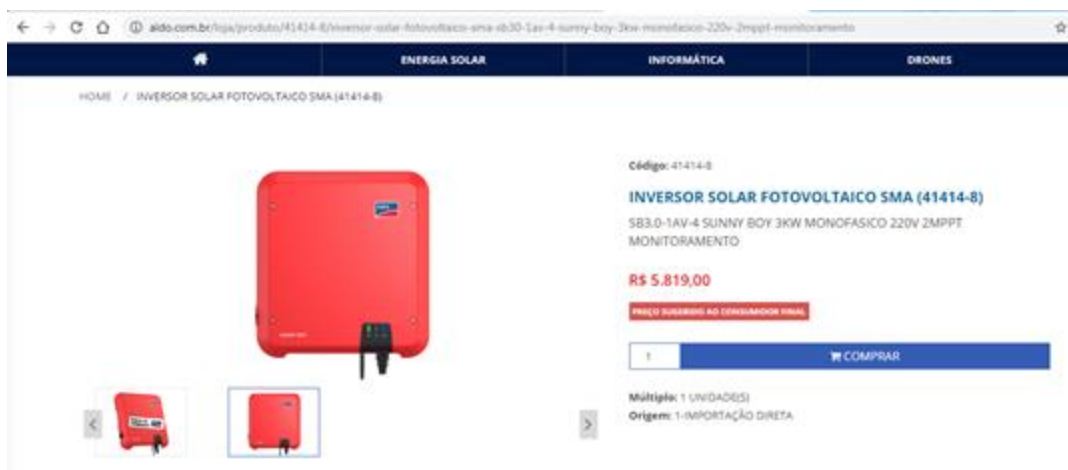
Figura 37 – Orçamento 02 para área rural



Fonte: Portal Solar (2019).

Como na Figura 37, o orçamento 02 para a área rural não consta diferença de valor em comparação ao orçamento 02 para a área urbana, foi considerado para fins de projeção de financiamento o mesmo percentual de variação entre os orçamentos 01, ou seja, um aumento de 27,8% para o financiamento do orçamento 02 para área rural. Esse aumento se dá em virtude da necessidade de registro de nacionalização dos equipamentos financiados por meio do BNDES via linha MDA/Finame para produtor rural (BNDES, 2015).

Figura 38 – Orçamento inversor extra, considerado no projeto



Fonte: Aldo Solar (2019).

Com os dados obtidos das instituições bancárias e os orçamentos adquiridos, calcularam-se os valores a serem financiados com as taxas, na tabela abaixo.

Tabela 03 – Valores a financiar entre bancos conforme o tipo de consumidor

		Tipo consumidor			
		Rural		Urbano	
		Valor inicial		Valor inicial	
		Orçamento 01	Orçamento 02	Orçamento 01	Orçamento 02
		20.809,00	17.875,86	15.029,00	13.990,00
Valor a financiar com banco A	Taxa do projeto	104,05	89,38	Isento	Isento
	Taxa CDI	Isento	Isento	73,64	68,55
	Taxa IOF	79,07	67,93	57,11	53,16
	Seguro dos equipamentos	312,14	268,14	Isento	Isento
	Valor total a financiar	21.304,26	18.301,31	15.159,75	14.111,71
Valor a financiar com banco B	Taxa do projeto	Isento	Isento	Isento	Isento
	Taxa CDI	101,96	87,59	73,64	68,55
	Taxa IOF	79,07	67,93	57,11	53,16
	Seguro dos equipamentos	312,14	268,14	225,44	209,85
	Valor total a financiar	21.302,17	18.299,52	15.385,19	14.321,56
Valor a financiar com banco C	Taxa do projeto	104,05	89,38	Isento	Isento
	Taxa CDI	Isento	Isento	Isento	Isento
	Taxa IOF	79,07	67,93	57,11	53,16
	Seguro dos equipamentos	312,14	268,14	Isento	Isento
	Valor total a financiar	21.304,26	18.301,31	15.086,11	14.043,16

Fonte: do autor (2019).

Os valores grifados em vermelho na Tabela 05 são os considerados para os financiamentos, após uma análise sobre o valor total a financiar de cada banco e as suas taxas disponibilizadas, constantes na Tabela 04.

Para a obtenção dos resultados a serem obtidos nas simulações dos financiamentos, foram consideradas as Equações 06 e 07 constantes neste trabalho. As parcelas para ambos os financiamentos são demonstradas nas duas próximas tabelas a seguir, cujo orçamento utilizado foi o de menor valor para as duas áreas (ORÇAMENTOS 02).

Tabela 04 – Financiamento urbano pelo banco A – Orçamento 02

Juros Simples		Mês	Parcela	Saldo devedor	
Valor Financiado [C]	R\$ 14.321,56	27	R\$ 460,16	R\$ 15.185,25	
Taxa de juros mês [i]	1,100%	28	R\$ 460,16	R\$ 14.725,09	
Quantidade de Prestações [n]	60	29	R\$ 460,16	R\$ 14.264,93	
		30	R\$ 460,16	R\$ 13.804,77	
Total de juros	R\$ 13.288,01	31	R\$ 460,16	R\$ 13.344,61	
Valor da Prestação	R\$ 460,16	32	R\$ 460,16	R\$ 12.884,45	
		33	R\$ 460,16	R\$ 12.424,29	
Mês	Parcela	Saldo devedor	34	R\$ 460,16	R\$ 11.964,13
01	R\$ 460,16	R\$ 27.149,41	35	R\$ 460,16	R\$ 11.503,97
02	R\$ 460,16	R\$ 26.689,25	36	R\$ 460,16	R\$ 11.043,81
03	R\$ 460,16	R\$ 26.229,09	37	R\$ 460,16	R\$ 10.583,65
04	R\$ 460,16	R\$ 25.768,93	38	R\$ 460,16	R\$ 10.123,49
05	R\$ 460,16	R\$ 25.308,77	39	R\$ 460,16	R\$ 9.663,33
06	R\$ 460,16	R\$ 24.848,61	40	R\$ 460,16	R\$ 9.203,17
07	R\$ 460,16	R\$ 24.388,45	41	R\$ 460,16	R\$ 8.743,01
08	R\$ 460,16	R\$ 23.928,29	42	R\$ 460,16	R\$ 8.282,85
09	R\$ 460,16	R\$ 23.468,13	43	R\$ 460,16	R\$ 7.822,69
10	R\$ 460,16	R\$ 23.007,97	44	R\$ 460,16	R\$ 7.362,53
11	R\$ 460,16	R\$ 22.547,81	45	R\$ 460,16	R\$ 6.902,37
12	R\$ 460,16	R\$ 22.087,65	46	R\$ 460,16	R\$ 6.442,21
13	R\$ 460,16	R\$ 21.627,49	47	R\$ 460,16	R\$ 5.982,05
14	R\$ 460,16	R\$ 21.167,33	48	R\$ 460,16	R\$ 5.521,89
15	R\$ 460,16	R\$ 20.707,17	49	R\$ 460,16	R\$ 5.061,73
16	R\$ 460,16	R\$ 20.247,01	50	R\$ 460,16	R\$ 4.601,57
17	R\$ 460,16	R\$ 19.786,85	51	R\$ 460,16	R\$ 4.141,41
18	R\$ 460,16	R\$ 19.326,69	52	R\$ 460,16	R\$ 3.681,25
19	R\$ 460,16	R\$ 18.866,53	53	R\$ 460,16	R\$ 3.221,09
20	R\$ 460,16	R\$ 18.406,37	54	R\$ 460,16	R\$ 2.760,93
21	R\$ 460,16	R\$ 17.946,21	55	R\$ 460,16	R\$ 2.300,77
22	R\$ 460,16	R\$ 17.486,05	56	R\$ 460,16	R\$ 1.840,61
23	R\$ 460,16	R\$ 17.025,89	57	R\$ 460,16	R\$ 1.380,45
24	R\$ 460,16	R\$ 16.565,73	58	R\$ 460,16	R\$ 920,29
25	R\$ 460,16	R\$ 16.105,57	59	R\$ 460,16	R\$ 460,13
26	R\$ 460,16	R\$ 15.645,41	60	R\$ 460,13	R\$ 0,00

Fonte: do autor (2019).

Tabela 05 – Financiamento rural pelo banco B – Orçamento 02

Juros Simples		Mês	Parcela	Saldo devedor	
Valor Financiado [C]	R\$ 18.301,31				
Taxa de Juros ano [i]	3,300%	27	R\$ 355,35	R\$ 11.726,58	
Taxa de juros mês [i]	0,275%	28	R\$ 355,35	R\$ 11.371,23	
Quantidade de Prestações [n]	60	29	R\$ 355,35	R\$ 11.015,88	
		30	R\$ 355,35	R\$ 10.660,53	
Total de juros	R\$ 3.019,72	31	R\$ 355,35	R\$ 10.305,18	
Valor da Prestação	R\$ 355,35	32	R\$ 355,35	R\$ 9.949,83	
		33	R\$ 355,35	R\$ 9.594,48	
Mês	Parcela	Saldo devedor	34	R\$ 355,35	R\$ 9.239,13
01	R\$ 355,35	R\$ 20.965,68	35	R\$ 355,35	R\$ 8.883,78
02	R\$ 355,35	R\$ 20.610,33	36	R\$ 355,35	R\$ 8.528,43
03	R\$ 355,35	R\$ 20.254,98	37	R\$ 355,35	R\$ 8.173,08
04	R\$ 355,35	R\$ 19.899,63	38	R\$ 355,35	R\$ 7.817,73
05	R\$ 355,35	R\$ 19.544,28	39	R\$ 355,35	R\$ 7.462,38
06	R\$ 355,35	R\$ 19.188,93	40	R\$ 355,35	R\$ 7.107,03
07	R\$ 355,35	R\$ 18.833,58	41	R\$ 355,35	R\$ 6.751,68
08	R\$ 355,35	R\$ 18.478,23	42	R\$ 355,35	R\$ 6.396,33
09	R\$ 355,35	R\$ 18.122,88	43	R\$ 355,35	R\$ 6.040,98
10	R\$ 355,35	R\$ 17.767,53	44	R\$ 355,35	R\$ 5.685,63
11	R\$ 355,35	R\$ 17.412,18	45	R\$ 355,35	R\$ 5.330,28
12	R\$ 355,35	R\$ 17.056,83	46	R\$ 355,35	R\$ 4.974,93
13	R\$ 355,35	R\$ 16.701,48	47	R\$ 355,35	R\$ 4.619,58
14	R\$ 355,35	R\$ 16.346,13	48	R\$ 355,35	R\$ 4.264,23
15	R\$ 355,35	R\$ 15.990,78	49	R\$ 355,35	R\$ 3.908,88
16	R\$ 355,35	R\$ 15.635,43	50	R\$ 355,35	R\$ 3.553,53
17	R\$ 355,35	R\$ 15.280,08	51	R\$ 355,35	R\$ 3.198,18
18	R\$ 355,35	R\$ 14.924,73	52	R\$ 355,35	R\$ 2.842,83
19	R\$ 355,35	R\$ 14.569,38	53	R\$ 355,35	R\$ 2.487,48
20	R\$ 355,35	R\$ 14.214,03	54	R\$ 355,35	R\$ 2.132,13
21	R\$ 355,35	R\$ 13.858,68	55	R\$ 355,35	R\$ 1.776,78
22	R\$ 355,35	R\$ 13.503,33	56	R\$ 355,35	R\$ 1.421,43
23	R\$ 355,35	R\$ 13.147,98	57	R\$ 355,35	R\$ 1.066,08
24	R\$ 355,35	R\$ 12.792,63	58	R\$ 355,35	R\$ 710,73
25	R\$ 355,35	R\$ 12.437,28	59	R\$ 355,35	R\$ 355,38
26	R\$ 355,35	R\$ 12.081,93	60	R\$ 355,38	R\$ 0,00

Fonte: do autor (2019).

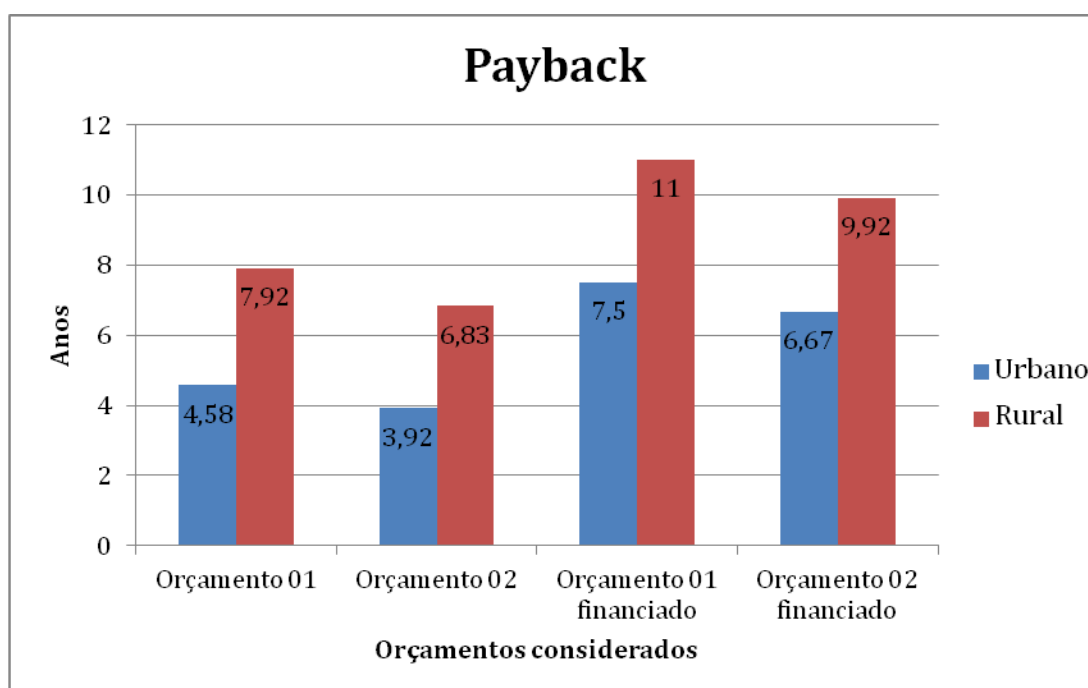
Os valores das tabelas acima são referentes a dados coletados em determinado momento durante a realização deste trabalho, podendo sofrer alterações conforme definições de cada banco.

4.3 Resultados

Após o desenvolvimento dos projetos, seguindo a risca os detalhes das instalações e da climatologia, as orientações dos módulos, as simulações de sombreamento e as coletas de dados dos financiamentos com suas devidas projeções, chegou-se ao resultado do trabalho proposto.

O Gráfico 06 resulta no *payback* para cada uma das áreas simuladas, com dois orçamentos diferentes e com as projeções dos financiamentos.

Gráfico 06 – Retorno sobre os investimentos para as duas áreas



Fonte: do autor (2019).

Os resultados acima referentes às 04 simulações diferentes realizadas definem que a melhor instalação com o melhor investimento é na área urbana, devido à nela ser o de menor *payback*. Como resultado da proposta deste trabalho realizado, o menor *payback* com a instalação financiada se deu em 07 anos e 06 meses para o orçamento 01 e 06 anos e 08 para o orçamento 02, ficando a cargo do cliente a definição quanto a escolha da marca entre as duas orçadas. Lembrando que o estudo propôs o orçamento de duas marcas com as mesmas características técnicas, como forma de comparação orçamentária entre ambas.

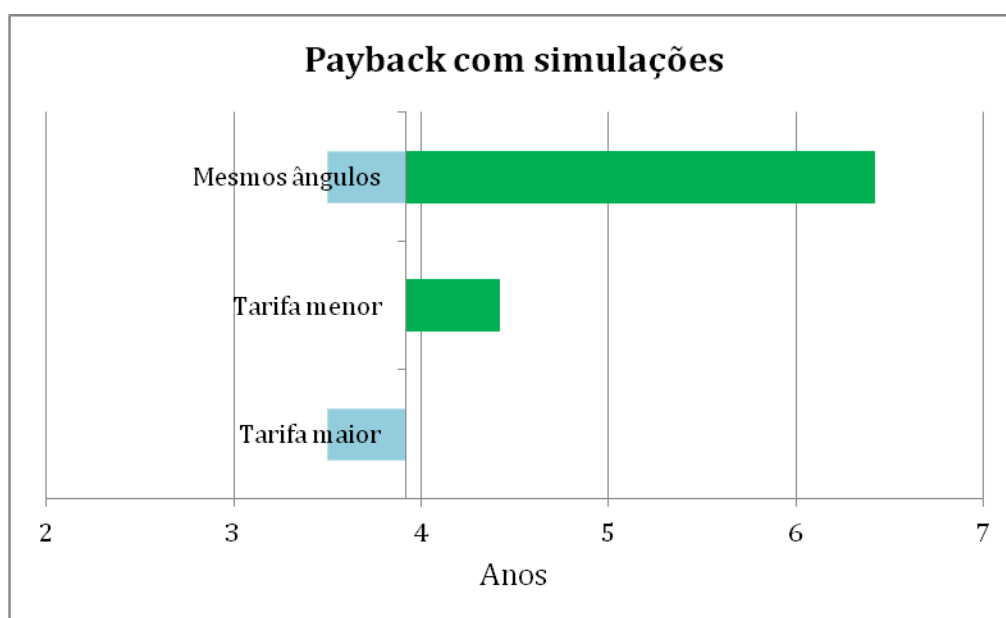
4.4 Análise de sensibilidade

Os autores Silva e Belderrain (2005), afirmam que a análise de sensibilidade é uma técnica muito importante para a tomada de decisões, pois com ela pode-se examinar o impacto de algumas mudanças, em questão a simulação dos projetos, acarretadas com o refinamento de dados estimados, ou seja, esta análise é o nível de sensibilidade do sistema perante uma mudança.

Desta forma, neste trabalho foram realizadas três alterações a fim de verificar a sensibilidade sobre o resultado final do menor *payback* resultante: alteração na inclinação do telhado em que são instalados os módulos fotovoltaicos em ambas as áreas tarifárias, e a diferença entre a tarifa de energia maior e menor praticada no Rio Grande do Sul, em comparação a da concessionária onde o consumidor da área urbana está instalado.

O Gráfico 07, do tipo tornado, demonstra as variações existentes com as três simulações de sensibilidade realizadas.

Gráfico 07 – *Payback* sobre variação de dados no projeto

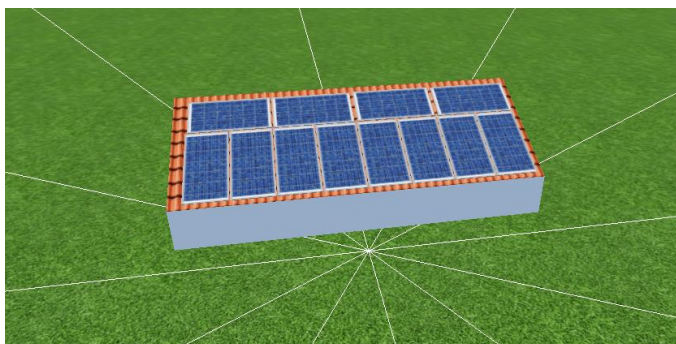


Fonte: do autor (2019).

A primeira alteração foi simular o *payback* para ambas as áreas consumidoras, com uma estrutura de fixação dos módulos que fosse similar entre si. Foi optado por uma estrutura de 8,5 x 2,5 metros de área de fixação, com o ângulo

azimutal em zero (apontando ao norte) e a inclinação da estrutura em 25°, conforme figura a seguir.

Figura 39 – Simulação com mesmo telhado fixação para ambas as áreas



Fonte: do autor, extraído de simulação no *software PVSOL* (2019).

A segunda e terceira alterações foram simular o *payback* para o consumidor da área urbana, alterando os dados da tarifa de energia elétrica atual para as tarifas de menor e de maior valor aplicadas no estado do Rio Grande do Sul pelas Concessionárias e/ou Permissionárias.

No gráfico foi tomado como base o menor *payback* resultante neste trabalho, 03 anos e 11 meses, e com ele pode-se concluir alguns dados importantes, tais como:

- Mesmos ângulos: o campo em azul informa que o resultado para a área urbana reduziu em 04 meses o retorno sobre o investimento, enquanto que o campo em verde para a área rural, a redução foi de 05 meses. Desta forma, o *payback* resultante continuaria sendo da instalação alocada na zona urbana, devido a tarifa de energia para esta área ser muito inferior;

- Tarifa menor: se a unidade consumidora estivesse localizada na região de abrangência da menor tarifa registrada no estado, o investimento levaria mais tempo para obter o retorno, passando dos 03 anos e 11 meses, para 04 anos e 05 meses;

- Tarifa maior: por outro lado, se a unidade consumidora estivesse alocada na região da maior tarifa, o retorno sobre o investimento teria seu tempo reduzido em 04 meses.

4.5 Discussões finais

O presente trabalho que teve por objetivo projetar e analisar financeiramente dois sistemas de geração de energia solar fotovoltaica, além de se identificar em qual das áreas o recurso financeiro é mais bem alocado, pode ser replicado a outras regiões do estado, com diferentes tarifas de energia elétrica, porém sendo necessárias novas simulações de investimentos, conforme constatado também na análise de sensibilidade.

As melhorias para uma maior eficiência dos sistemas é notório, porém com determinados investimentos sendo necessários. As perdas por efeito Joule através dos cabos de interligação dos módulos fotovoltaicos, caixas de junção e inversor, também podem ser reduzidas, com o dimensionamento mais aprofundado dos mesmos, buscando um grau maior de confiabilidade para a resistência aos raios UV e umidade, além de sua estabilidade térmica e claro, o atendimento as normas vigentes.

Assim como verificado parcialmente na análise de sensibilidade, a alteração na orientação angular azimutal e de inclinação dos módulos também resulta em uma melhora no aumento da energia gerada, uma vez que os módulos ficam orientados de uma melhor forma ao sol, aumentando a radiação solar incidente sobre os mesmos. Porém se o desejo for ainda maior na eficiência do sistema, podem-se instalar seguidores solares com orientações para ambos os eixos, conforme visto no capítulo 2.6 deste trabalho.

Finalizando, antes de qualquer alteração estrutural a ser feita, é preciso identificar o custo-benefício do mesmo, uma vez que em muitos casos o gasto com estas adequações é muito superior que a proporção de melhora na eficiência do sistema. Ainda, este trabalho poderá servir de base para futuras outras pesquisas na área da energia fotovoltaica, que vem se consolidando cada dia mais.

REFERÊNCIAS

ABNT Catálogo. Associação Brasileira de Normas técnicas. 2019. Disponível em: <<https://www.abntcatalogo.com.br/>>. Acesso em: 29 maio 2019.

ALDO SOLAR. **Família de Geradores Solar**. 2019. Disponível em: <<https://www.aldo.com.br/loja/categoria/energia-solar/familia-de-geradores-solar>>. Acesso em: 09 out. 2019.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº482**. Abr., 2012.

_____. **Bandeiras tarifárias**. 2015. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias/>>. Acesso em: 23 out. 2019.

_____. **Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL**. Maio, 2017.

_____. **Ranking das tarifas**. 2019. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>>. Acesso em: 11 nov. 2019.

BNDES. Banco Nacional do Desenvolvimento. **Regulamento para credenciamento e financiamento de módulos e sistemas geradores fotovoltaicos**. 2015. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/servicos-online/credenciamento-de-equipamentos/normas-aplicaveis-credenciamento/regulamento-credenciamento-financiamento-fotovoltaicos>>. Acesso em: 23 out. 2019.

BRAGA, Renata Pereira. **Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos e Aplicações**. 2008. Monografia (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.

BRONZATTI, Fabrício Luiz; IAROSINSKI NETO, Alfredo. **Matrizes energéticas no Brasil: cenário 2010-2030**. XXVIII Encontro nacional de engenharia de produção. Rio de Janeiro, 2008.

BRUNI, Adriano Leal et al. Análise do risco na avaliação de projetos de investimento: Uma aplicação do método Monte Carlo. **Caderno de Pesquisas em Administração**. São Paulo, 1998.

BYD do Brasil. **Linha BYD Solar**. Disponível em: <://www.byd.ind.br/produtos/solar/>. Acesso em: 20 set. 2019.

CAMARGO, Lucas Tamanini. **Projeto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Londrina, 2017.

CAMPO, Paulo Roberto de. **Evolução das Instalações Fotovoltaicas no Brasil**. Revista Potência, p.68-69. Jun. 2018.

CAMPOS, Sérgio C. W. **Matemática financeira simplificada**. 2. ed. Salvador, 2016.

COSTA, Higor Jose Serafim da. **Avaliação do fator de dimensionamento do inversor em sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. Fortaleza, 2010.

COUTINHO, Carlos Roberto. et al. Efeito do sombreamento em módulos fotovoltaicos. **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Belo Horizonte, 04 à 07 de abril de 2016. Apud Villalva, M. G., & Gazoli, J. R. (2012). Energia Solar Fotovoltaica (1st ed.). São Paulo: Érica

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salva Brito. **Radiação Solar**. Cidade Universitária, Rio de Janeiro, RJ, 2008. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=301>. Acesso em: 14 abr. 2019.

_____. **Energia Solar Fotovoltaica**. Cidade Universitária, Rio de Janeiro, RJ, 2008. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=321>. Acesso em: 19 abr. 2019.

_____. **Como projetar e instalar um sistema eólico autônomo de geração de energia para uso próprio?** Cidade Universitária, Rio de Janeiro, RJ, 2008. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&Lang=pt&cid=331>. Acesso em: 19 abr. 2019.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil – Condicionantes e impactos**. Nota Técnica DEA 19/14. 2014.

FARO, Clovis de. **Fundamentos da Matemática Financeira: Uma introdução ao cálculo financeiro e à análise de investimento de risco**. São Paulo, 2006.

GOETZBERGER, A., HOFFMANN, V.U., **Photovoltaic Solar Energy Generation**. Ed. Springer. Freiburg, 2005.

HIRSCHFELD, Henrique. **Engenharia econômica e análise de custos: aplicações práticas para economistas, engenheiros, analistas de investimentos e administradores**. São Paulo, 2000.

INMETRO – Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia. **Programa Brasileiro de Etiquetagem**. Tabela de Eficiência Energética – Sistema de Energia Solar Fotovoltaica – Módulos – Edição 2017. Atualização: fev. 2018.

KALOGIROU, Soteris A. **Engenharia de Energia Solar – Processos e Sistemas**. Tradução de Luciana Arissawa. Revisão Técnica Giuliano Arns Rampinelli. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.

LAZO, J.G.L.; LIMA, D.A.; FIGUEIREDO, K. Análise de um modelo inteligente de contratação de energia elétrica no curto prazo para distribuidoras. Rio de Janeiro. **Revista Controle & Automação**., v. 23, n. 6. nov.-dez., 2012.

LIMA, R.M.C.; MEDEIRO, R.A.; FONSECA, M.G. **Revista Matéria**, Suplemento, 2017.

MARQUES, Péricles Sávio Garcia. **Caracterização e purificação de quartzo para indústria fotovoltaica**. Rio de Janeiro, 2013.

MME – Ministério de Minas e Energias. **Manual de Tarifação de Energia Elétrica**. Ago. 2011.

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

PORTAL ENERGIA. **Energia fotovoltaica**. Manual sobre tecnologias, projeto e instalação. 2004.

PORTAL SOLAR. **Geradores de Energia Solar Weg**. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/loja/categoria/destaques/geradores-de-energia-solar-weg-solar>. Acesso em: 28 set. 2019.

PORTAL SOLAR. **História da energia solar: como tudo começou**. Nov., 2016. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/blog-solar/energia-solar/historia-da-energia-solar-como-tudo-comecou.html>>. Acesso em: 24 mar. 2019.

PVsystem: **Elaboração de projeto e simulação de sistema de energia solar fotovoltaica**. Versão 6.83. Disponível em: <<https://www.pvsyst.com/>>. Acesso em: 02 set. 2019.

PVSOL: **Elaboração de projeto e simulação de sistema de energia solar fotovoltaica**. Versão 7.5: *Valentin Energy Software*. Disponível em: <<https://www.valentin-software.com/>>. Acesso em: 06 out. 2019.

SANTOS, Marco Aurélio dos. **Fontes de energia nova e renovável**. 1. ed. Rio de Janeiro, 2013.

SILVA, Roterdan Moura da; BELDERRAIN, Mischel Carmen Neyra. **Considerações sobre análise de sensibilidade em análise de decisão**. São Paulo, 2005.

SMA. **Inversor Monofásico Sunny Boy 3.0**. Disponível em:
<https://www.sma.de/en/products/solarinverters/sunny-boy-30-36-40-50-60.html>.
Acesso em: 15 set. 2019.

SOUSA, Yan Rodrigues de. **Estudo do rastreamento do ponto de máxima potência - MPPT - em sistemas de geração fotovoltaica**. Brasília, 2016.

TORRES, Fillipe Tamiozzo Pereira; MACHADO, Pedro José de Oliveira. **Introdução à Climatologia**. Ed. Geográfica, p. 28-29, 2008.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. **Fontes renováveis de energia no Brasil**. Rio de Janeiro. Interciência. CENERGIA, 2003.

TREVELIN, F. C. et al. **Estudo comparativo entre métodos de rastreamento solar aplicados a sistemas fotovoltaicos**. São Carlos *School of Engineering*, 2014.

UNIVATES. **Núcleo de Informações Meteorológicas**. 2019. Disponível em:
<<https://www.univates.br/nih/historico-de-dados>>. Acesso em: 11 ago. 2019.

VIANA, Trajano. **Energia Solar Fotovoltaica – Geração de Energia a Partir do Sol**. Laboratório de Engenharia de Processos de Conversão e Tecnologia de Energia. Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Mecânica. Florianópolis, SC, 2011.

VIEIRA, Romênia Gurgel. **Análise comparativa do desempenho entre um painel solar estático e com rastreamento no Município de Mossoró-RN**. Mossoró, 2014.

VIEIRA, Emanuel Antunes. **Aumento do rendimento de módulos fotovoltaicos com aproveitamento da energia térmica para geração termoelétrica de estado sólido**. Santa Maria, 2018.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1. ed. São Paulo: Érica, 2013.

WEG. **Inversor Monofásico SIW300**. Disponível em:
<https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Automa%C3%A7%C3%A3o-e-Controle-Industrial/Drives/Inversores-Solares-Fotovoltaicos/Inversor-Monof%C3%A1sico-SIW300/c/BR_WDC_INVERTER1PHASE_SIW300?h=4b186d84>. Acesso em: 06 out. 2019.

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

APÊNDICES

Apêndice A – Financiamento urbano pelo banco A – Orçamento 01

Tabela Juros Simples

Valor Financiado [C]	R\$ 15.385,19
Taxa de juros mês [i]	1,100%
Quantidade de Prestações [n]	60
Total de juros	R\$ 14.274,88

Valor da Prestação	R\$ 494,33
---------------------------	-------------------

Mês	Parcela	Saldo devedor
1	R\$ 494,33	R\$ 29.165,74
2	R\$ 494,33	R\$ 28.671,41
3	R\$ 494,33	R\$ 28.177,08
4	R\$ 494,33	R\$ 27.682,75
5	R\$ 494,33	R\$ 27.188,42
6	R\$ 494,33	R\$ 26.694,09
7	R\$ 494,33	R\$ 26.199,76
8	R\$ 494,33	R\$ 25.705,43
9	R\$ 494,33	R\$ 25.211,10
10	R\$ 494,33	R\$ 24.716,77
11	R\$ 494,33	R\$ 24.222,44
12	R\$ 494,33	R\$ 23.728,11
13	R\$ 494,33	R\$ 23.233,78
14	R\$ 494,33	R\$ 22.739,45
15	R\$ 494,33	R\$ 22.245,12
16	R\$ 494,33	R\$ 21.750,79
17	R\$ 494,33	R\$ 21.256,46
18	R\$ 494,33	R\$ 20.762,13
19	R\$ 494,33	R\$ 20.267,80
20	R\$ 494,33	R\$ 19.773,47
21	R\$ 494,33	R\$ 19.279,14
22	R\$ 494,33	R\$ 18.784,81
23	R\$ 494,33	R\$ 18.290,48
24	R\$ 494,33	R\$ 17.796,15
25	R\$ 494,33	R\$ 17.301,82
26	R\$ 494,33	R\$ 16.807,49

Mês	Parcela	Saldo devedor
27	R\$ 494,33	R\$ 16.313,16
28	R\$ 494,33	R\$ 15.818,83
29	R\$ 494,33	R\$ 15.324,50
30	R\$ 494,33	R\$ 14.830,17
31	R\$ 494,33	R\$ 14.335,84
32	R\$ 494,33	R\$ 13.841,51
33	R\$ 494,33	R\$ 13.347,18
34	R\$ 494,33	R\$ 12.852,85
35	R\$ 494,33	R\$ 12.358,52
36	R\$ 494,33	R\$ 11.864,19
37	R\$ 494,33	R\$ 11.369,86
38	R\$ 494,33	R\$ 10.875,53
39	R\$ 494,33	R\$ 10.381,20
40	R\$ 494,33	R\$ 9.886,87
41	R\$ 494,33	R\$ 9.392,54
42	R\$ 494,33	R\$ 8.898,21
43	R\$ 494,33	R\$ 8.403,88
44	R\$ 494,33	R\$ 7.909,55
45	R\$ 494,33	R\$ 7.415,22
46	R\$ 494,33	R\$ 6.920,89
47	R\$ 494,33	R\$ 6.426,56
48	R\$ 494,33	R\$ 5.932,23
49	R\$ 494,33	R\$ 5.437,90
50	R\$ 494,33	R\$ 4.943,57
51	R\$ 494,33	R\$ 4.449,24
52	R\$ 494,33	R\$ 3.954,91
53	R\$ 494,33	R\$ 3.460,58
54	R\$ 494,33	R\$ 2.966,25
55	R\$ 494,33	R\$ 2.471,92
56	R\$ 494,33	R\$ 1.977,59
57	R\$ 494,33	R\$ 1.483,26
58	R\$ 494,33	R\$ 988,93
59	R\$ 494,33	R\$ 494,60
60	R\$ 494,60	R\$ 0,00

Apêndice B – Financiamento rural pelo banco B – Orçamento 01

Tabela Juros Simples

Valor Financiado [C]	R\$ 21.304,26		
Taxa de Juros ano [i]	3,300%		
Taxa de juros mês [i]	0,275%		
Quantidade de Prestações [n]	60		
Total de juros	R\$ 3.515,20		
Valor da Prestação	R\$ 413,66		

Mês	Parcela	Saldo devedor
1	R\$ 413,66	R\$ 24.405,80
2	R\$ 413,66	R\$ 23.992,14
3	R\$ 413,66	R\$ 23.578,48
4	R\$ 413,66	R\$ 23.164,82
5	R\$ 413,66	R\$ 22.751,16
6	R\$ 413,66	R\$ 22.337,50
7	R\$ 413,66	R\$ 21.923,84
8	R\$ 413,66	R\$ 21.510,18
9	R\$ 413,66	R\$ 21.096,52
10	R\$ 413,66	R\$ 20.682,86
11	R\$ 413,66	R\$ 20.269,20
12	R\$ 413,66	R\$ 19.855,54
13	R\$ 413,66	R\$ 19.441,88
14	R\$ 413,66	R\$ 19.028,22
15	R\$ 413,66	R\$ 18.614,56
16	R\$ 413,66	R\$ 18.200,90
17	R\$ 413,66	R\$ 17.787,24
18	R\$ 413,66	R\$ 17.373,58
19	R\$ 413,66	R\$ 16.959,92
20	R\$ 413,66	R\$ 16.546,26
21	R\$ 413,66	R\$ 16.132,60
22	R\$ 413,66	R\$ 15.718,94
23	R\$ 413,66	R\$ 15.305,28
24	R\$ 413,66	R\$ 14.891,62
25	R\$ 413,66	R\$ 14.477,96
26	R\$ 413,66	R\$ 14.064,30
27	R\$ 413,66	R\$ 13.650,64
28	R\$ 413,66	R\$ 13.236,98
29	R\$ 413,66	R\$ 12.823,32
30	R\$ 413,66	R\$ 12.409,66
31	R\$ 413,66	R\$ 11.996,00
32	R\$ 413,66	R\$ 11.582,34
33	R\$ 413,66	R\$ 11.168,68
34	R\$ 413,66	R\$ 10.755,02
35	R\$ 413,66	R\$ 10.341,36
36	R\$ 413,66	R\$ 9.927,70
37	R\$ 413,66	R\$ 9.514,04
38	R\$ 413,66	R\$ 9.100,38
39	R\$ 413,66	R\$ 8.686,72
40	R\$ 413,66	R\$ 8.273,06
41	R\$ 413,66	R\$ 7.859,40
42	R\$ 413,66	R\$ 7.445,74
43	R\$ 413,66	R\$ 7.032,08
44	R\$ 413,66	R\$ 6.618,42
45	R\$ 413,66	R\$ 6.204,76
46	R\$ 413,66	R\$ 5.791,10
47	R\$ 413,66	R\$ 5.377,44
48	R\$ 413,66	R\$ 4.963,78
49	R\$ 413,66	R\$ 4.550,12
50	R\$ 413,66	R\$ 4.136,46
51	R\$ 413,66	R\$ 3.722,80
52	R\$ 413,66	R\$ 3.309,14
53	R\$ 413,66	R\$ 2.895,48
54	R\$ 413,66	R\$ 2.481,82
55	R\$ 413,66	R\$ 2.068,16
56	R\$ 413,66	R\$ 1.654,50
57	R\$ 413,66	R\$ 1.240,84
58	R\$ 413,66	R\$ 827,18
59	R\$ 413,66	R\$ 413,52
60	R\$ 413,52	R\$ 0,00

ANEXOS

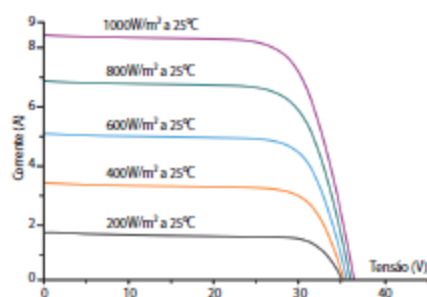
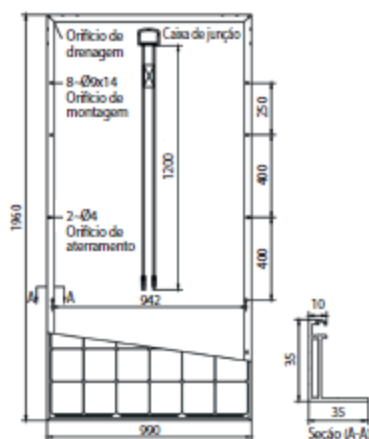
Anexo A – Ficha técnica inversor Weg

Inversor String SIW300H - M030

Especificações técnicas	SIW300H - M030
Eficiência	
Eficiência máxima	98,5%
Eficiência europeia	97,6%
Entrada	
Tensão de entrada máxima	500 V
Faixa de tensão de operação ¹	90 V ~ 600 V
Tensão de partida	120 V
Faixa de tensão MPPT em máxima potência	160 V ~ 480 V
Tensão de entrada nominal	380 V
Corrente de entrada máxima por MPPT	11 A
Corrente de curto-circuito máxima	15 A
Número de MPPTs	2
Número máximo de entradas por MPPT	1
Saída	
Conexão à rede	Monofásica
Potência nominal de saída	3.000 W
Potência aparente máxima	3.300 VA
Tensão de saída nominal	220 V / 230 V / 240 V
Frequência de rede CA nominal	50 Hz / 60 Hz
Corrente de saída máxima	15 A
Fator de potência ajustável	0,8 adiantado ... 0,8 atrasado
Distorção harmônica total máxima	≤3%

Fonte: Weg (2019).

Anexo B – Ficha técnica módulo BYD



FICHA TÉCNICA

Célula	Polícristalinas 156,75 x 156,75 mm (6,17 polegadas)
Número de células	72 (6 x 12) unidades
Dimensão do módulo	1960 x 990 x 35 mm (77,24 x 39,0 x 1,38 polegadas)
Peso	22,1 kg (48,62 Lb)
Vidro frontal	Vidro temperado de 3,2 mm com revestimento de AR
Estrutura	Liga de alumínio anodizado
Caixa de junção	IP67
Conector	IP67
Diodos bypass	3 unidades
Tipo de conector	Compatível com MC4
Área de seção do cabo	4 mm ² (0,0062 Sq In)
Comprimento do cabo	2 x 1200 mm (2 x 47,2 polegadas)

COEFICIENTES DE TEMPERATURA

Condições nominais de temperatura de funcionamento da célula (NOCT)	45°C±2°C
Coefficiente de temperatura da corrente de curto-circuito	0,07%/°C
Coefficiente de temperatura da tensão de circuito aberto	-0,31%/°C
Coefficiente de temperatura de potência de pico	-0,39%/°C

INFORMAÇÕES SOBRE A EMBALAGEM

Embalagem	40' HC
Unidades / palete	26
Paleta / contêiner	22
Unidades / contêiner	660

ESPECIFICAÇÕES ELÉTRICAS – BYD P6K-36-SERIE-5BB

Tipo de módulo	310P6K-36	315P6K-36	320P6K-36	325P6K-36	330P6K-36	335P6K-36	340P6K-36
Tensão de circuito aberto (Voc)	45,79V	46,09V	46,39V	46,69V	46,98V	47,28V	47,58V
Tensão máxima de funcionamento (Vmp)	36,38V	36,58V	36,78V	36,98V	37,16V	37,35V	37,53V
Corrente de curto-circuito (Isc)	8,99A	9,07A	9,15A	9,23A	9,31A	9,39A	9,47A
Corrente de potência de pico (Imp)	8,52A	8,61A	8,70A	8,79A	8,88A	8,97A	9,06A
Potência máxima em STC (Pmax)	310 Wp	315 Wp	320 Wp	325 Wp	330 Wp	335 Wp	340 Wp
Eficiência do módulo	15,9%	16,2%	16,4%	16,7%	17,0%	17,2%	17,5%
Temperatura de operação	-40°C – 85°C						
Valor nominal da corrente máxima do fusível	15A						
Tensão máxima do sistema	1500 VCC						
Tolerância de saída de potência	0 – 5 W						
Classe de aplicação	Classe A						

Valores em condições de teste normalizadas STC: IRRADIÂNCIA de 1000W/m², temperatura do módulo de 25°C, AM (massa de ar) = 1,5. Redução média de eficiência de 4,5% a 200 W/m².

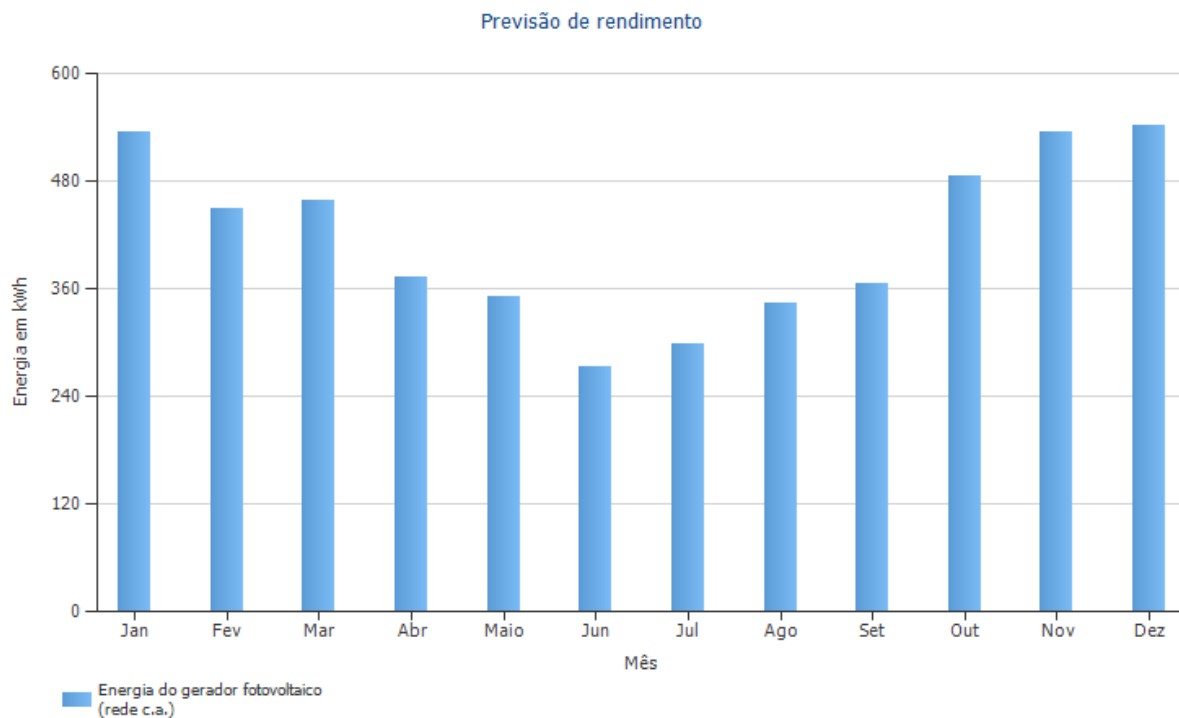
Fonte: BYD (2019).

Anexo C – Ficha técnica inversor SMA

Provisional technical data	Sunny Boy 2500TL Single Tracker	Sunny Boy 3000TL Single Tracker
Input (DC)		
Max. DC power (@ $\cos \phi = 1$)	2650 W	3200 W
Max. input voltage	750 V	750 V
MPP voltage range / rated input voltage	180 – 500 V / 400 V	213 – 500 V / 400 V
Min. input voltage / start input voltage	125 V / 150 V	125 V / 150 V
Max. input current	15 A	15 A
Max. input current per string	15 A	15 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	1 / 2	1 / 2
Output (AC)		
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	2500 W	3000 W
Max. apparent AC power	2500 VA	3000 VA
Nominal AC voltage	220 V / 230 V / 240 V	220 V / 230 V / 240 V
Nominal AC voltage range	180 V – 280 V	180 V – 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / –5 Hz, +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / –5 Hz, +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	10.9 A	13.1 A
Power factor at rated power	1	1
Displacement power factor, adjustable	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited
Feed-in phases / connection phases	1 / 1	1 / 1
Efficiency		
Max. efficiency / European weighted efficiency	97% / 96.0%	97% / 96.1%
Protective devices		
DC-side disconnection device	○	○
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / –	● / ● / –
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Protection class (as per IEC 62103) / overvoltage category (as per IEC 60664-1)	I / III	I / III
General data		
Dimensions (W / H / D)	490 / 519 / 185 mm (19.3 / 20.4 / 7.3 inch)	490 / 519 / 185 mm (19.3 / 20.4 / 7.3 inch)
Weight	23 kg (50.6 lb)	23 kg (50.6 lb)
Operating temperature range	–25 °C ... +60 °C (–13 °F ... +140 °F)	–25 °C ... +60 °C (–13 °F ... +140 °F)
Noise emission (typical)	25 dB(A)	25 dB(A)
Self-consumption (at night)	1 W	1 W
Topology / cooling concept	transformerless / convection	transformerless / convection
Degree of protection (per IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (as per IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	100%

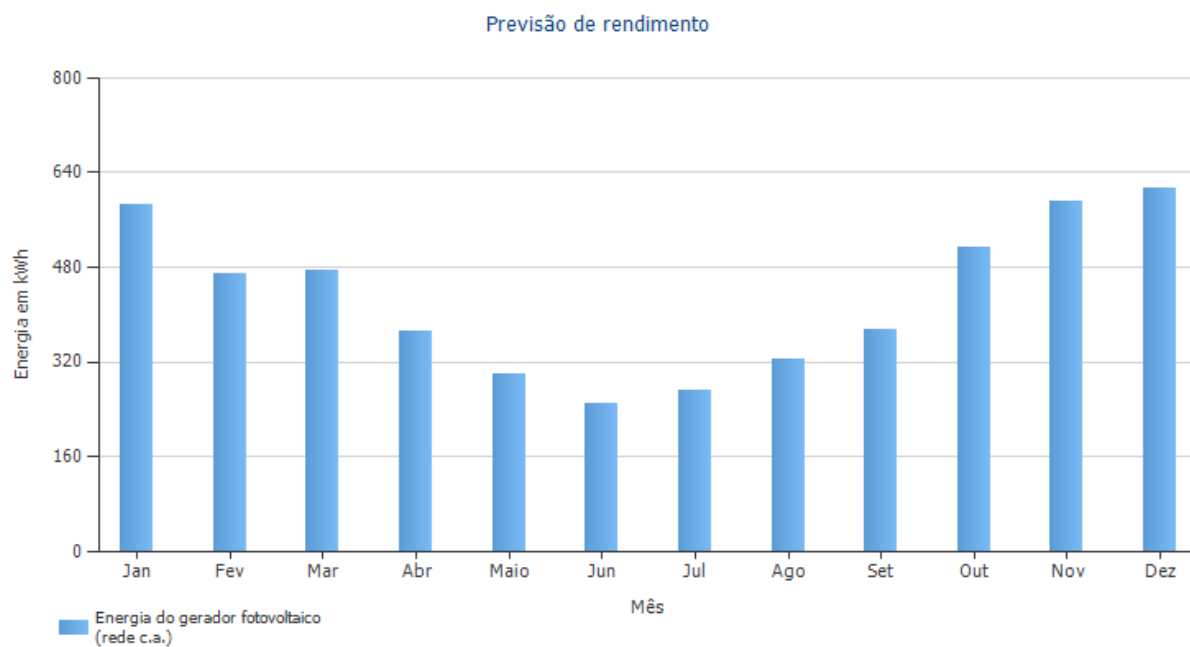
Fonte: SMA (2019).

Anexo D – Simulação do rendimento de energia gerada na área urbana



Fonte: do autor, extraído de simulação no *software PVSOL* (2019).

Anexo E – Simulação do rendimento de energia gerada na área rural



Fonte: do autor, extraído de simulação no *software PVSOL* (2019).

Anexo F – Simulação dos resultados por abas do telhado, área urbana

Edifício 04-Água Nordeste

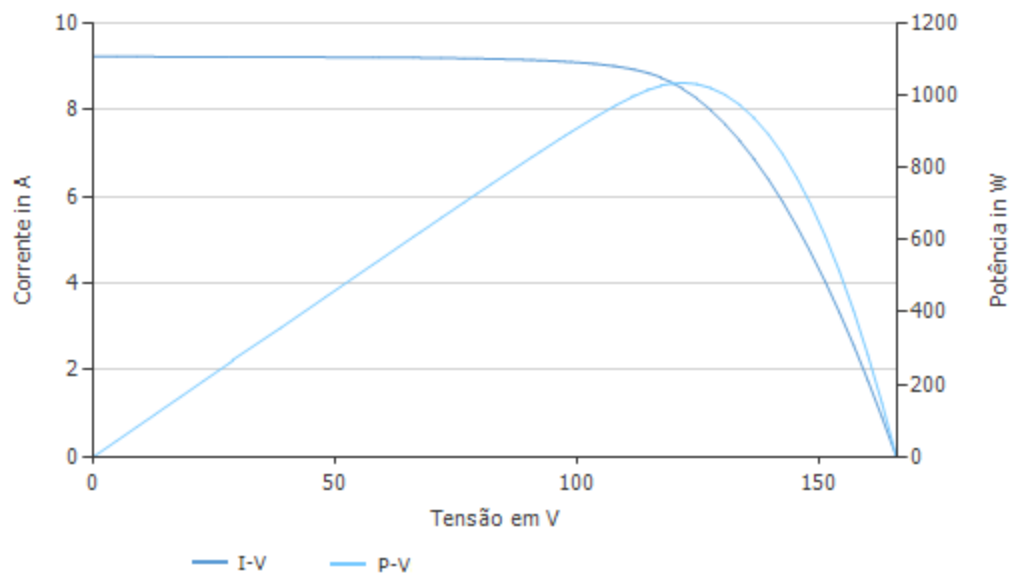
Potência do gerador fotovoltaico	2,68 kWp
Area do gerador fotovoltaico	15,5 m ²
Irradiação global no plano dos módulos	1623,8 kWh/m ²
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	3400,9 kWh/Ano
Rendimento anual específico	1269 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	78,1 %

Edifício 01-Água Nordeste

Potência do gerador fotovoltaico	1,34 kWp
Area do gerador fotovoltaico	7,8 m ²
Irradiação global no plano dos módulos	1623,8 kWh/m ²
Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	1604 kWh/Ano
Rendimento anual específico	1197 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	73,7 %

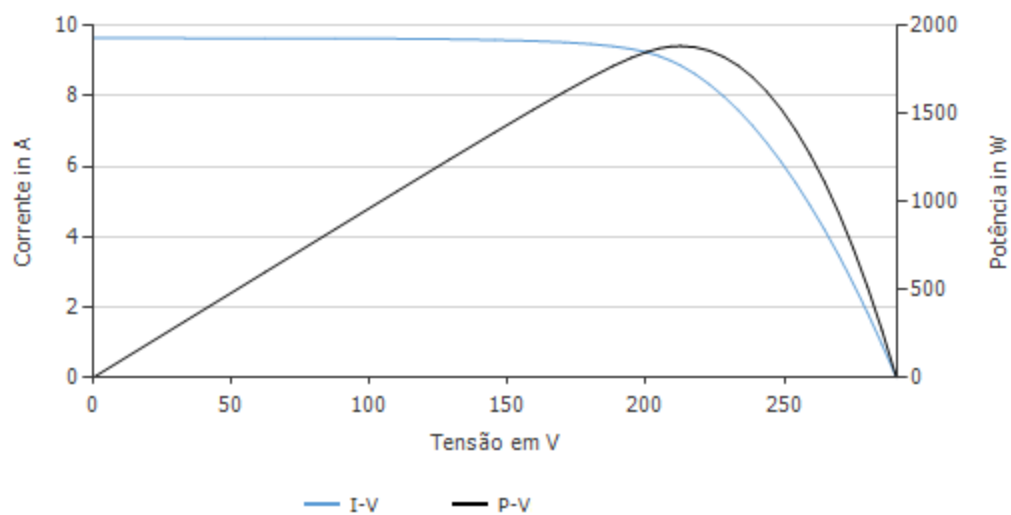
Fonte: do autor, extraído de simulação no *software PVSOL* (2019).

Anexo G – Curva da potência na área urbana, dia 01/01 às 12:00 horas



Fonte: do autor, extraído de simulação no *software PVSOL* (2019).

Anexo H – Curva da potência na área rural, dia 01/01 às 12:00 horas



Fonte: do autor, extraído de simulação no software PVSOL (2019).

Anexo I – Simulação da vista geral para área urbana

Análise financeira

Taxa interna de retorno	24,97 %
Remuneração total	4.461,46 R\$/Ano
Fluxo de caixa acumulado	108.752,51 R\$

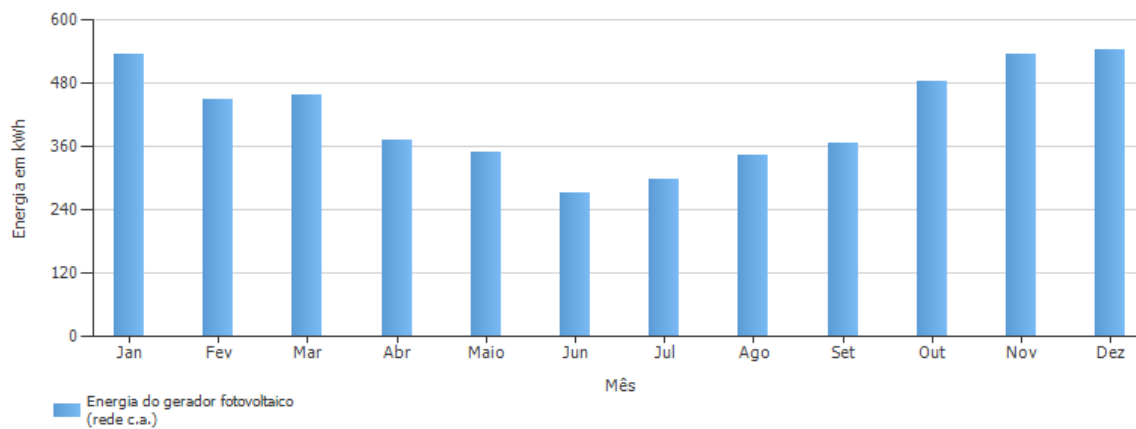
Qualidade técnica do sistema fotovoltaico

Energia do gerador fotovoltaico (rede c.a.)	5.005 kWh/Ano
Rendimento anual específico	1.245,00 kWh/kWp
Desempenho do sistema (PR)	76,7 %

Integração do sistema

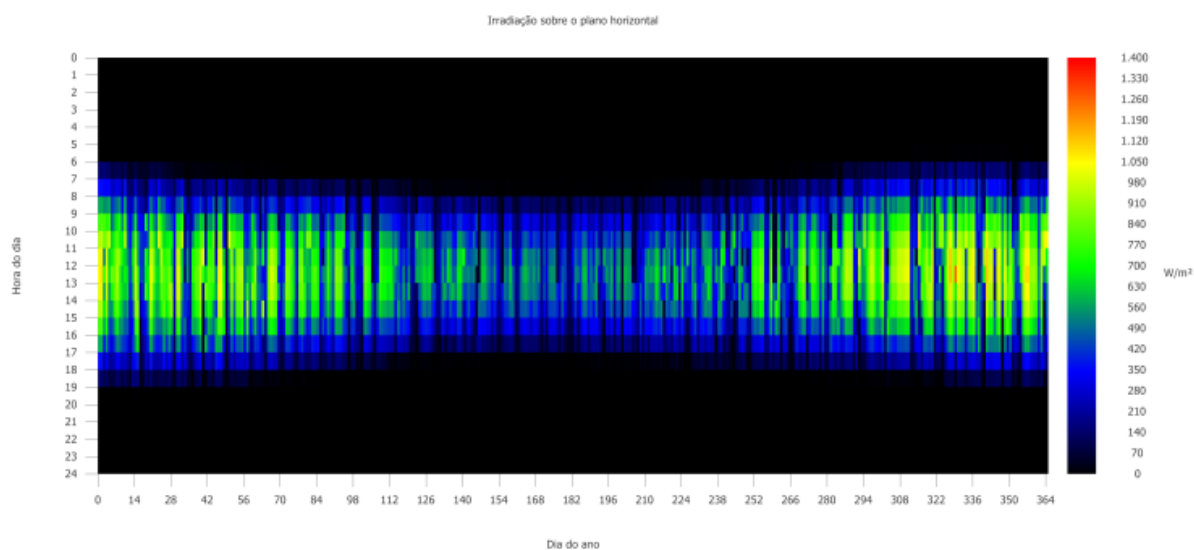
Consumo da rede	9 kWh/Ano	Injeção na rede	5.005 kWh/Ano
-----------------	-----------	-----------------	---------------

Previsão de rendimento



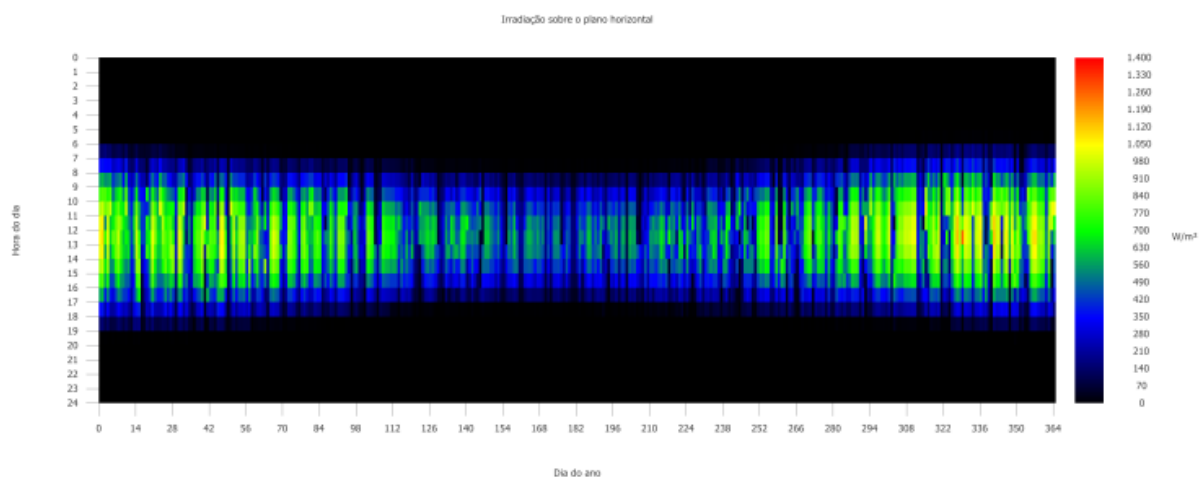
Fonte: do autor, extraído de simulação no *software PVSOL* (2019).

Anexo J – Espectograma da radiação no plano horizontal, área urbana



Fonte: do autor, extraído de simulação no *software PVSOL* (2019).

Anexo K – Espectograma da radiação no plano horizontal, área rural



Fonte: do autor, extraído de simulação no *software PVSOL* (2019).



UNIVATES

R. Avelino Talini, 171 | Bairro Universitário | Lajeado | RS | Brasil
CEP 95914.014 | Cx. Postal 155 | Fone: (51) 3714.7000
www.univates.br | 0800 7 07 08 09